

Nossa missão: ser a energia que movimentada e ilumina a vida.

O Grupo Neoenergia investe e ajuda o Brasil a se desenvolver de maneira sustentável.

Parque Eólico Mel 2 – RN



R\$ 2,9 Bilhões de investimentos, em 2013, em geração e distribuição.

Principais destaques de 2013

- **Início da construção** da Hidrelétrica Baixo Iguaçu (PR), de 350,2 MW
- **Antecipação** do desvio do rio da **Hidrelétrica Teles Pires** (entre MT e PA), de 1.820 MW
- **Conclusão** das obras de **10 parques eólicos** (RN e BA), de 288 MW
- Início da construção da **primeira linha de transmissão de 500 kV**, (entre a PB e RN)
- **4.010 MW** entre usinas em construção e operação

**DEMONSTRATIVOS
FINANCEIROS 2013**

Ebitda - R\$ 2,1 bilhões | **Lucro Líquido** - R\$ 877,1 milhões
Receita Operacional Bruta - R\$ 14,4 bilhões

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 Neoenergia. Com essa iniciativa e frente 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 movimento e ilumina a vida para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade". Essa é a razão de ser do Grupo Neoenergia. É esse compromisso se confirmou por meio dos investimentos feitos pelo Grupo na geração, distribuição e transmissão de energia.

Na área de geração, foram priorizados os investimentos em energia de fonte renovável. No sudoeste do Paraná, foi iniciada a construção da hidrelétrica Baixo Itaipu, com investimentos previstos de R\$ 1,6 bilhão, para uma capacidade instalada de 350,2 MW, o suficiente para abastecer uma população de 1 milhão de habitantes. Na divisa do Mato Grosso com o Pará, a construção da hidrelétrica Itaipu Pires foi acelerada, antecipando inclusive o prazo para a realização do desvio do rio. A previsão é de que o empreendimento seja concluído no segundo semestre de 2014 e entre em operação no início de 2015. Teles Pires somará 1.820 MW ao sistema elétrico brasileiro, o suficiente para abastecer 5 milhões de habitantes.

No ano passado, a Neoenergia também finalizou a construção de 10 parques eólicos no Nordeste, 7 no Rio Grande do Norte e 3 na Bahia, totalizando investimentos de R\$ 1,2 bilhão, em parceria com a Iberdrola. Com esses empreendimentos e os 10% que possui na usina Belo Monte, no Pará, o Grupo deverá chegar a 2019 com 4.010 MW de capacidade instalada, tornando-se um dos maiores geradores privados de energia do Brasil.

Em distribuição, o Grupo investiu R\$ 1,6 bilhão na ampliação e modernização da rede elétrica para levar energia com ainda mais qualidade, eficiência e segurança aos 9,9 milhões de clientes nos estados da Bahia, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte. Merece destaque a aquisição de equipamentos para a instalação, em 2014, das Redes Elétricas Inteligentes em Fernando de Noronha (PE) e a aquisição de veículo de inspeção embarcada, com tecnologia de termovisão. Com essa inovação, será possível inspecionar 80 km de rede/linha, com um nível de confiabilidade quatro vezes maior que os padrões convencionais. Ambos são exemplos de projetos pilotos desenvolvidos e coordenados pela CELPE, distribuidora do Grupo em Pernambuco. Vale ressaltar que os investimentos em distribuição de energia realizados pela Neoenergia foram determinantes para a redução de perdas de energia nos três estados. Essa queda foi de 1,8 pontos percentuais em PE, de 1,7 pontos percentuais na Bahia e de 0,7 pontos percentuais no Rio Grande do Norte.

Destacamos também a contribuição do Grupo Neoenergia para a realização dos jogos da Copa do Mundo no Nordeste. Em 2013, foram investidos R\$ 60 milhões, em obras relacionadas a Copa, com o objetivo de ampliação e manutenção preventiva da rede elétrica da COELBA, CELPE e COSERN. Depois de inaugurar a primeira usina de geração solar da América Latina dentro de um estádio de futebol, Pituaçu, em Salvador-BA, a Neoenergia, por meio de suas distribuidoras Celpe, Coelba e Cosern, instalou o maior sistema de painéis solares do Brasil, em Pernambuco, estádio-sede da Copa 2014, a Usina Solar São Lourenço da Mata. Esse investimento foi de R\$ 10 milhões e permitiu a instalação de 1 megawatt/pico, equivalente ao consumo de 6 mil habitantes. O Grupo continua em campo para entregar, entre 2014 e 2015, outras três usinas de geração solar: uma delas dentro da Itaipava Arena Fonte Nova, também sede da Copa 2014, e outras duas em Fernando de Noronha. O investimento total de R\$ 24,5 milhões nas cinco usinas faz parte do P&D estratégico lançado pela Anel e do Programa de Eficiência Energética da Celpe e Coelba.

Ainda na linha de inovação com sustentabilidade, o Programa de Eficiência Energética "Nova Geladeira" substituiu, até o final de 2013, 246 mil geladeiras velhas por novas e doou 2,3 milhões de lâmpadas fluorescentes. 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. A Neoenergia também liderou, na Bahia, em parceria com a Philips e empresas varejistas, o movimento para estimular a troca de lâmpadas incandescentes e fluorescentes por LED, com descontos de 75% na compra desse produto para seus clientes.

Seja na cidade ou nas regiões mais isoladas do Nordeste, o Grupo não mede esforços para levar energia com qualidade a todos os seus clientes. A Neoenergia é responsável pelo maior número de ligações realizadas no país por meio do Programa Luz Para Todos, do Governo Federal. Em 2013, foi atingida a marca de 677 mil ligações rurais, totalizando R\$ 4 bilhões de investimentos feitos pelo Grupo, com a participação de suas distribuidoras e dos governos estadual e federal.

Transformação socioeconômica nas regiões onde atua, respeito pelo cliente, foco nas pessoas, atuação sem fronteiras, integridade, sustentabilidade e criação de valor para seus acionistas. Esses valores, aliados à transparência e à solidez do Grupo, levaram a agência de rating S&P reaffirmar, em 2013, pelo quarto ano consecutivo, a nota máxima para a Neoenergia na escala nacional (AAA) e grau de investimento na escala global (BBB-). Esse reconhecimento espelha os resultados obtidos pelo Grupo, cujo Ebitda alcançou R\$ 2,1 bilhões no ano e o lucro líquido somou R\$ 877 milhões. Ainda, a energia vendida aumentou 6,1% nos três estados, enquanto no Brasil esse crescimento foi de 3,5%.

Ciente da sua contribuição para o desenvolvimento sustentável do País, o Grupo Neoenergia, por meio de seus 5.100 colaboradores diretos, está preparado para prosseguir com o seu plano de investimentos em geração e distribuição de energia, e com o propósito firme de ser admirado pelos seus clientes, governo e colaboradores e reconhecido, nacionalmente, como referência em inovação, padrões de operação, qualidade de atendimento, rentabilidade e crescimento.

MARCO GEOVANNI 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 de 2,3%. Em relação aos principais indicadores econômicos do Brasil, o PIB cresceu abaixo dos países da América Latina e a inflação tem tendência de crescimento. Na região Nordeste, 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 sempre com um crescimento no PIB acima das outras regiões do Brasil, mantendo a trajetória que ocorreu em 2012. 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 7,82% a.a. em 2012 para 5,51% a.a. em 2013.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Neoenergia S.A. é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída em 14.02.1996, originalmente sob a denominação de Guaraniana S.A. com o objetivo principal de atuar como *holding*, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.

A Neoenergia está presente no Setor Elétrico desde 1997, quando venceu o leilão de privatização da COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. No mesmo ano adquiriu a COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte, ambas com concessões vencendo no ano de 2027. Em 2000, a Neoenergia arrematou a CELPE - Companhia Energética do Estado de Pernambuco, cuja concessão venceu em 2030. O negócio incluiu o compromisso de construção de uma usina termoeletrônica no Estado. Sendo assim, ainda em 2000 iniciaram-se as obras da UTE Termopernambuco.

Em abril de 1999, foi outorgada à Companhia a concessão de uso de bem público para exploração do aproveitamento hidrelétrico denominado Itapebi, cuja participação da Neoenergia é de 42%. A UHE Itapebi foi a primeira usina construída pela Neoenergia.

Em 2004 o Grupo Neoenergia se reestruturou 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. Foram instaurados Comitês para auxiliar o Conselho na tomada de decisão, conforme descrito no capítulo de Governança Corporativa. Este também é o ano da entrada em operação da Termoperambuco.

Em 2005 retomou seu crescimento em geração que hoje é composto pelas empresas Afliente G, Itapebi, Termopernambuco, Rio PCH I, Corumbá III, Baguari I, Goiás Sul, Bahia PCH I, Energia Águas da Pedra, Termopernambuco, Energyworks, Capuava Energy e, por meio da *joint venture* com a Iberdrola, pelos Parques Eólicos Arizona 1, Caetité 1, Caetité 2, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2.

Afluente T, SE Narandiba e Potiguar Sul são as controladas da Neoenergia que atuam no segmento de transmissão. A Afluente T e composta por ativos instalados nas Subestações de Tombo, Funil, Itagibá, Ford, Pólo e Camacã III e em 2012, a Companhia venceu o leilão para ampliar a subestação Brumado II, que será construído e operado pela Narandiba, proprietária da Subestação Narandiba. Em 2013 a Neoenergia venceu o leilão de transmissão da ANEEL 001/2013 adquirindo o direito construir e instalar as Subestações Campina Grande (PB) e Ceára Mirim II (RN), o que será feito através da empresa Potiguar Sul.

No segmento não operacional de geração estão as empresas: Teles Pires Participações, Belo Monte Participações e Geração Céu Azul.

3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

As práticas de Governança Corporativa da 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 dos negócios entre as empresas que integram a *holding* e a unificação de processos, com ganhos de escala. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de comitês que contribuem para as deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses.

Conselho de Administração
É integrado por dez representantes dos acionistas eleitos pela Assembleia Geral Ordinária e seus respectivos suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, quatro são indicados pela Iberdrola, quatro pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Prevvi) e dois pelo Banco do Brasil - Banco de Investimentos (BBBI).

Conselho Fiscal
Com função independente, é composto por três membros titulares e igual número de suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano. Reúne-se mensalmente e encontros extraordinários podem ocorrer sempre que se julgar necessário ou for convocado.

Diretoria Executiva
É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por sete membros, incluindo a diretora-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. A Diretoria das empresas Controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os Diretores estatutários da *holding* também são diretores de todas as Controladas da Neoenergia.

Instalados apenas na Neoenergia, são três diferentes Comitês: de Auditoria, Financeiro e de 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.

4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1. Geração

No ano de 2013 podemos destacar algumas questões importantes que ocorreram no setor elétrico: Medida Provisória 579, alteração na metodologia de cálculo das tarifas de transmissão (TUST), Resolução CNPE 03/13, nível de armazenamento dos reservatórios, e Portaria MME 455/12, e aprovação da metodologia aplicável ao 3º ciclo de revisão periódica das RAPs das concessionárias de serviço público de transmissão.

A Medida Provisória 579 foi editada em 11/09/2012 e transformada na Lei 12.783 em 11/01/2013, tendo como objetivos a desoneração dos encargos setoriais e a renovação das concessões vincendas de geração, transmissão e distribuição, resultando na redução da tarifa de energia elétrica para o consumidor final. Apenas as concessões outorgadas antes da Lei nº 8.987/95 foram impactadas por esta nova regulamentação.

As empresas de geração do grupo Neoenergia não foram diretamente afetadas pela MP 579, visto que suas concessões foram outorgadas após a publicação da Lei nº 8.987/95. No entanto, a renovação das concessões das empresas de transmissão proporcionou a redução da tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST do nível tarifário da transmissão, o que representou um ganho para as empresas de geração.

A Resolução Normativa nº 117/04 estabeleceu o valor da TUST dos agentes de geração no período de 01/jul/05 a 30/jun/13, prevendo o seu recálculo a partir de 01/jul/13, quando a ANEEL poderia rever a metodologia de cálculo da TUST. Nesse sentido, a Resolução Normativa nº 559/13 determinou uma alteração na metodologia de cálculo da tarifa de transmissão. Os valores de TUST vigentes a partir de 01/jul/13 foram calculados a partir do valor médio da TUST projetada para os próximos 10 anos, de modo a refletir o custo de ampliação da rede de transmissão. O novo regulamento visa reduzir as incertezas dos agentes em relação a variação anual da TUST ao longo do tempo.

A aplicação da nova metodologia, combinada com o recálculo da TUST a partir de 01/jul/13, propiciou uma redução de custos adicional para as empresas de geração da Neoenergia.

Outra alteração regulatória importante durante o ano de 2013 foi a edição da Resolução nº 3/2013 pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. A referida Resolução alterou a forma de rateio do custo dos Encargos de Serviço do Sistema - ESS por Segurança Energética, necessários para manutenção da segurança do Sistema Interligado Nacional - SIN em períodos de recessão hidrológica. Nos períodos, torna-se essencial o dimensionamento de usinas térmicas em patamares superiores aos estabelecidos pelos estudos energéticos realizados pelo ONS, com o objetivo de evitar a redução acentuada do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Tal alteração teve impacto direto sobre as empresas de geração do grupo Neoenergia, que ficaram sujeitas ao pagamento de um custo elevado e não previsto. Para contornar esse problema, o grupo Neoenergia, por meio das associações de classe do setor elétrico, impetrou uma ação judicial para suspender os efeitos da Resolução CNPE 03/13. Tal ação permitiu que uma liminar judicial suspendesse a cobrança dos encargos apurados para as empresas de geração associadas (incluindo as geradoras do grupo), até que o mérito da questão seja apreciado pela justiça.

Como consequência do período hidrológico desfavorável verificado durante os anos de 2012 e 2013, os

reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram o nível mais baixo em uma década. Tal situação levou o Operador Nacional do Sistema a elevar o nível de despacho das usinas térmicas. Essa situação, além de acarretar em pagamento de ESS para os agentes, elevou o valor do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, referência para a negociação de energia no mercado de curto prazo.

Mais uma alteração regulatória foi a publicação da Portaria 455/12 pelo Ministério de Minas e Energia - MME. A referida Portaria altera a sistemática de registro de contratos de compra e venda de energia, que deixa de ser realizada após o fechamento do mês em curso (ex-post) e passa a ser realizada ao final de cada semana de negociação (ex-ante). Os agentes do mercado, especialmente os comercializadores de energia, se assustaram com as mudanças não previstas.

A Portaria MME 455/12 possui pouca influência sobre a forma de comercialização da energia produzida pelos empreendimentos de geração do grupo Neoenergia. Estes empreendimentos possuem contratos firmados na modalidade bilateral ou por meio de CCEARs, onde o registro do contrato já foi estabelecido por todo o seu prazo de vigência.

Para as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica, uma questão importante, foi a aprovação, através da publicação das Resoluções nº 490/12 e 553/13, que aprovaram, pela ANEEL, os Submódulos 9.2 e 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, respectivamente, o quais definem a metodologia e os critérios gerais aplicáveis ao processo de revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

4.2. Distribuição

4.2.1. Revisão Tarifária Extraordinária

Conforme citado no item 4.1 em 2013 tivemos a regulamentação do Decreto nº 7805/2012 e a Medida Provisória nº 579/2012, que dispôs sobre a desoneração dos encargos setoriais e a renovação das concessões vincendas de geração, transmissão e distribuição. Essas medidas definiram a data limite de 05 de fevereiro de 2013 para realização da Revisão Tarifária Extraordinária para calcular as novas tarifas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes dos efeitos da Medida Provisória. A revisão tarifária extraordinária entrou em vigor em 24 de janeiro de 2013 e resultou na redução média para os consumidores de -20,03% nas tarifas da COELBA, -18,54% nas tarifas da CELPE e -18,73% nas tarifas da COSERN.

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. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2013, a ANEEL realizou a Revisão Tarifária Extraordinária para calcular a CDE fosse retirados da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Extraordinária. Ao longo de 2013, as Distribuidoras do Grupo Neoenergia receberam recursos da CDE para custear os descontos concedidos, sendo que a COELBA recebeu R\$ 142,9 milhões, a CELPE recebeu R\$ 64,6 milhões e a COSERN recebeu R\$ 44,8 milhões.

Em 07 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 hidrológico dos contratos de cota de garantia física; (ii) neutralizar a exposição das concessionárias ao mercado de curto prazo em função da ruína da alocação das cotas de garantia física das usinas renovadas, relativa a não adesão em conjunto com a não realização do leilão para reconstrução do montante de reposição de 2013; e (iii) cobrir os custos com o ESS - encargo de serviços de sistemas adicionais de despacho térmico em razão de segurança energética. Em relação a esses itens, foram repassados recursos da CDE referente ao período de jan/13 a dez/13 a COELBA no valor de R\$ 275,3 milhões, para a CELPE no valor de R\$ 192 milhões e para a COSERN no valor de R\$ 89 milhões.

4.2.2. Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 08 de novembro de 2011. Para nossas três distribuidoras a nova metodologia de revisão tarifária foi aplicada e seus efeitos percebidos a partir de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária das empresas, 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 com 7,50% (após impostos). Para as empresas localizadas nas áreas de atuação da SUDENE e SUDAM, a ANEEL, fixou taxa diferenciada, considerando a possibilidade de obtenção de benefício fiscal, estabelecido em lei. Tendo em vista que a decisão administrativa desnatara benefício fixado em lei, as empresas ingressaram com ação judicial através da ABRADÉE, Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, obtendo liminar em junho de 2012 junto à justiça federal, mantendo o benefício e em março de 2013, julgamento de mérito favorável na 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 da 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 para a COELBA, de 0,84%, para a CELPE de 1,27% e para a COSERN de 0,89% foi estabelecido por benchmarking sendo analisada a produtividade média setorial considerando a evolução verificada no mercado, custos, redes e investimentos. Conforme metodologia, o valor do componente T de trajetória é limitado a +/- 2,0% (mais ou menos dois por cento). O Componente Trajetória da COELBA foi calculado em 2,00%, da CELPE de 0,51% e da COSERN de 1,25%, baseado na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no ZCRPT, atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking. O componente de qualidade será aplicado em função da evolução dos indicadores de qualidade de fornecimento 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 Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADÉE, ainda em andamento.

Para perdas de receitas irrecuperáveis 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. Os índices definidos para as distribuidoras do Grupo Neoenergia sobre a taxa bruta regulatória para perdas de receitas irrecuperáveis foram: para a COELBA 0,97%, para a CELPE 0,98% e para a COSERN 0,87%.

A metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica da COELBA foi definida em 6,16% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto as perdas técnicas em 9,49% sobre a energia injetada, não tendo havido definição de trajetória de redução para o ciclo tarifário. A perda não técnica foi definida em 14,00% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,20% sobre a energia injetada, excluída a do nível de tensão A1. Na COSERN a perda não técnica foi definida em 4,28% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,75%.

Ao fim do processo a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1511, de 16 de abril de 2013, aprovou o índice médio da 3ª revisão tarifária da COELBA em -6,06%, sendo -5,91% relativo à parcela econômica e -0,15% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de -7,92%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de -9,90%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de -4,03%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 22 de abril de 2013.

Na COSERN foi aprovado pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1512, de 16 de abril de 2013, o índice médio da 3ª revisão tarifária da COSERN em 3,86%, sendo 4,11% relativo à parcela econômica e -0,25% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de 4,91%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de 3,84%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de 7,33%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 22 de abril de 2013.

Na CELPE foi aprovado pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1519, de 23 de abril de 2013, o índice médio da 3ª revisão tarifária da CELPE em 1,32%, sendo 1,60% relativo à parcela econômica e -0,28% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de 1,32%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de 1,97%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de 0,19%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 22 de abril de 2013.

4.2.3. 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 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). Haverá as bandeiras verde, amarela e vermelha, refletindo melhor os custos de geração. Conforme Resolução Normativa nº 593/2013, publicada em 30/12/2013, o ano-téte iniciado em 1º de junho de 2013 foi prorrogado para até dezembro de 2014, enquanto que o início de aplicação foi adiado para 1º de janeiro de 2015. Durante o ano de 2014, as distribuidoras deverão continuar divulgando nas contas de energia qual bandeira estaria sendo aplicada e suas consequências na fatura. A agência divulga mês a mês as bandeiras que estarão em funcionamento. 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 haveria nenhum valor adicional.

4.2.4. Regulamentação Técnica e Comercial

A ANEEL, por ocasião da revisão tarifária periódica, publicou as Resoluções Autorizativas nºs 4.030, 4.037, 4.064 de 16 de abril de 2013 e de 23 de abril de 2013, que estabeleceu os novos limites dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) das Distribuidoras do Grupo Neoenergia para o período de 2014 e 2018. 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 indicado DER como monitoramento da qualidade de atendimento.

Em novembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 581, que estabeleceu os procedimentos e condições para a prestação de atividades acessórias e fornecimento de energia elétrica. Esta resolução ampliou o rol de atividades permitidas e a utilização de estruturas já existentes, por exemplo, elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou 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.

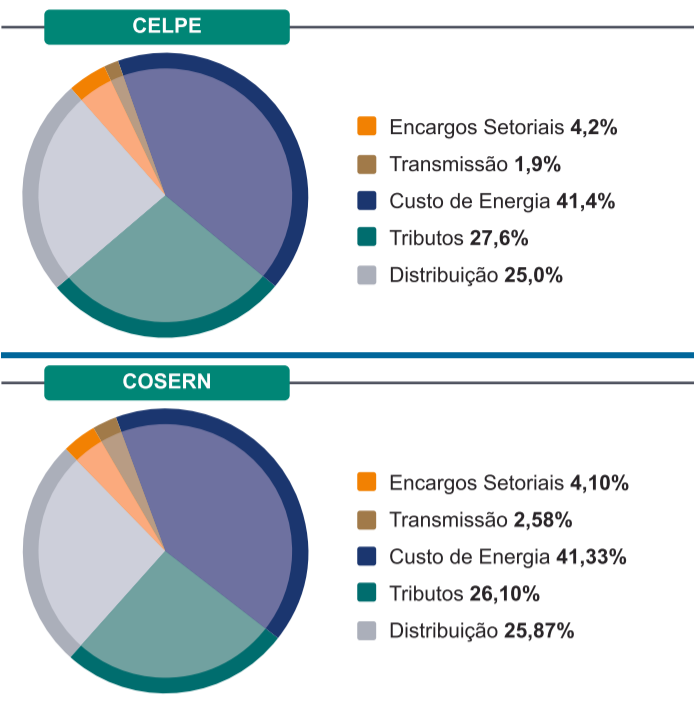
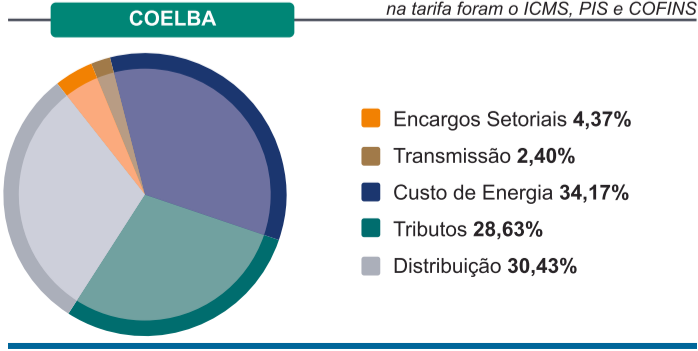
A Resolução Normativa nº 516, da ANEEL, que entrou em vigor em 1º de maio de 2013, aprimorou a regulamentação que trata do atendimento telefônico disposta na Resolução Normativa no 414/2010, mais especificamente, alterando a metodologia de cálculo dos indicadores do teleatendimento, resumindo, assim,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

4.2.5. Tarifa Média

A tabela abaixo apresenta a tarifa média de fornecimento em R\$/MWh praticada nas distribuidoras do Grupo Neoenergia. Após a tabela é possível visualizar, através dos gráficos, a porcentagem que cada segmento da cadeia produtiva representa na tarifa média.

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh		
	COELBA	CELPE	COSERN
Residencial	389,57	346,91	365,35
Industrial	266,54	329,97	284,23
Comercial	426,44	395,18	390,78
Rural	182,21	199,49	195,17
Poder público	342,88	369,70	364,99
Outros	202,99	225,38	246,95

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



4.2.6. 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 COELBA recebeu 39.791 manifestações das quais 3,8% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela Distribuidora. Os processos mais reclamados foram: Urgência/Emergência, Prazo e Apresentação e Entrega de Faturas com 22,4%, 21,2% e 18,1% do total de reclamações precedentes, respectivamente.

A Celpe recebeu 63.517 manifestações em 2013, 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.

Na Cosern foram realizadas 28.537 manifestações das quais 3,52% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela Distribuidora. Os processos mais reclamados foram: Consumo, Irregularidade e Ligação nova com 33%, 27% e 15% do total de reclamações precedentes, respectivamente.

5. DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIOS

5.1. Distribuição

O Grupo NEOENERGIA atua no segmento de distribuição por meio das suas controladas COELBA no Estado da Bahia, a CELPE no Estado de Pernambuco e a COSERN no Estado do Rio Grande do Norte.

Empresa	Municípios Atendidos	Área de Concessão	Data do Contrato de Concessão	Vigência do Contrato de Concessão
	Bahia: 415 Municípios			
COELBA	Alagoas: 01 Município (Delmiro Gouveia) Tocantins: 01 Município (Dianópolis) Pernambuco: todos os Municípios	563 mil km²	08/08/1997	07/08/2027
CELPE	Fernando de Noronha Paraíba: 01 Município (Pedra de Fogo)	98,5 mil Km²	30/03/2000	30/03/2030



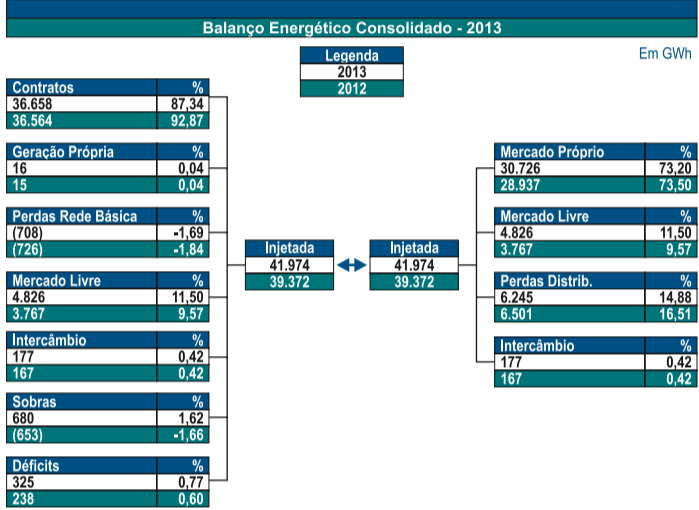
5.1.3. Energia Vendida

A energia vendida é a soma de tudo que vendemos para o mercado cativo nas distribuidoras do Grupo. Em 2013, as distribuidoras consolidadas apresentaram um crescimento na energia vendida de 6,1% em relação a 2012, equivalente a 1.761 GWh, influenciada pelo crescimento de 11,9% (1.327 GWh) na classe residencial, 6,0% (357 GWh) na classe comercial, além de 6,6% (455 GWh) nas demais classes. Na classe industrial apresentou redução de 7,7% (378 GWh).

Classe	2011			2012			2013			Variação 2013/2012 - %		
	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)
COELBA												
Residencial	2.389	4.477	5.356	2.716	4.600	5.493	2.388	4.745	6.131	(12,1%)	3,2%	11,6%
Comercial	1.388	313	2.838	1.504	320	2.827	1.282	332	3.018	(14,8%)	3,8%	6,8%
Industrial	1.051	21	3.570	928	20	2.814	676	19	2.585	(27,2%)	(5,0%)	(8,1%)
Rural	244	200	1.137	304	206	1.351	263	208	1.470	(13,5%)	1,0%	8,8%
Outras Classes	595	72	2.145	672	73	2.243	579	74	2.429	(13,8%)	1,4%	8,3%
SUBTOTAL COELBA	5.668	5.082	15.046	6.124	5.219	14.728	5.188	5.378	15.633	(15,3%)	3,0%	6,1%
CELPE												
Residencial	1.471	2.741	3.933	1.658	2.851	4.028	1.583	2.932	4.548	(4,5%)	2,8%	12,9%
Comercial	909	198	2.097	1.018	201	2.208	915	203	2.308	(10,1%)	1,0%	4,5%
Industrial	689	13	1.997	595	12	1.526	470	12	1.415	(21,0%)	-	(7,3%)
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	52	1.708	(16,2%)	62,5%	4,7%
SUBTOTAL CELPE	3.729	3.157	10.190	3.984	3.252	10.037	3.576	3.356	10.644	(10,2%)	3,2%	6,0%
COSERN												
Residencial	586	1.000	1.531	692	1.038	1.636	659	1.076	1.805	(4,8%)	3,6%	10,3%
Comercial	356	76	851	409	78	897	374	82	963	(8,4%)	4,7%	7,4%
Industrial	187	5	640	185	5	567	149	5	529	(19,4%)	-	(6,7%)
Rural	61	63	297	87	70	407	80	72	420	(8,0%)	2,9%	3,2%
Outras Classes	197	20	622	226	20	663	203	21	702	(10,4%)	5,0%	5,9%
SUBTOTAL COSERN	1.386	1.164	3.941	1.600	1.212	4.170	1.466	1.256	4.419	(8,4%)	3,7%	6,0%
CONSOLIDADO												
Residencial	4.446	8.218	10.820	5.067	8.489	11.157	4.630	8.753	12.484	(8,6%)	3,1%	11,9%
Comercial	2.653	587	5.786	2.930	599	5.932	2.572	617	6.289	(12,2%)	3,0%	6,0%
Industrial	1.927	39	6.207	1.708	37	4.907	1.295	36	4.529	(24,2%)	(2,7%)	(7,7%)
Rural	437	437	1.991	538	432	2.402	476	436	2.555	(11,5%)	0,9%	6,4%
Outras Classes	1.319	123	4.373	1.465	125	4.537	1.257	147	4.839	(14,2%)	17,6%	6,7%
TOTAL	10.783	9.403	29.177	11.708	9.683	28.935	10.230	9.990	30.696	(12,6%)	3,2%	6,1%

5.1.4. BALANÇO ENERGÉTICO

Em 2013 a energia injetada pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentou crescimento de 6,6% equivalente a 2.603 GWh em relação a ao ano de 2012.



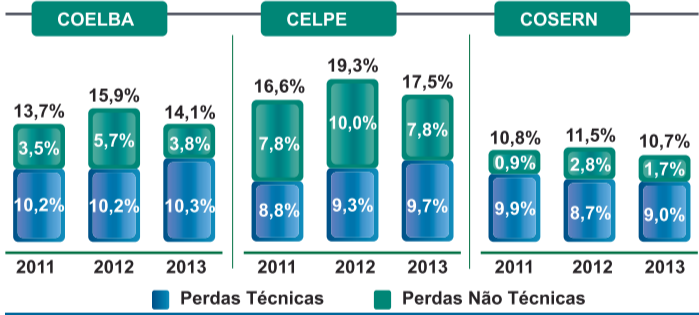
5.1.5. ENERGIA CONTRATADA

No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada para o período de 2014 a 2020 para o mercado das Distribuidoras do Grupo Neoenergia em 31/12/2013 baseada na expectativa de crescimento.



5.1.6. ÍNDICE DE PERDAS

As perdas de energia correspondem às perdas totais englobando as perdas técnicas, montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, decorrentes das irregularidades no cadastro de consumidores, medição e instalações de consumo.



No ano de 2013, as distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentaram uma diminuição no Índice de Perdas Globais em relação ao ano de 2012. As distribuidoras atuam fortemente no combate às perdas e ao longo do ano investiram cerca de R\$ 129 milhões com ações de inspeção, regularização de consumidores clandestinos, substituições de equipamentos de medição, melhoria no processo de faturamento e blindagem de unidades com consumo relevante.

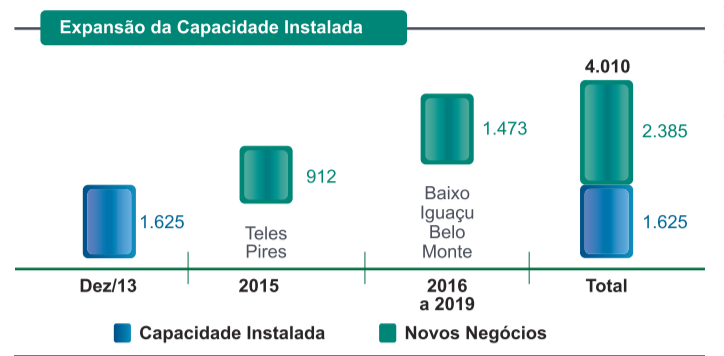
5.2.1. Usinas em Operação

Geração em Operação	Participação Neoenergia	Capacidade Instalada ²	Energia Assegurada	Data da Concessão / Autorização	Vencimento	Energia Gerada em 2013 (GWh)	Índice	
							Disponibilidade	Confiabilidade
AFLUENTE G								
UHE Alto Fêmeas I (BA)	100%	10,65 MW	8,55 MW	06/08/97	08/08/27	117,17 GWh	90,49%	99,66%
UHE Presidente Goulart (BA)		8 MW	7,2 MW	08/08/97	07/08/27			
ITAPEBI								
UHE Itapebi (BA)	42%	462,011 MW	214,3 MW	28/05/99	27/05/34	754,26 GWh	95,71%	99,91%
TERMOPE								
UHE Termope (PE)	100%	532,72 MW	504,12 MW	18/12/00	17/12/30	3.550,27 GWh	81,60%	88,00%
RIO PCH I								
PCH Pedra do Garrafão (RJ/ES)	70%	19 MW	11,91 MW	18/12/02	17/12/32	147,85 GWh	95,39%	97,75%
PCH Pirapetinga (RJ/ES)		20 MW	12,71 MW	18/02/02	17/12/32			
GERAÇÃO CIII								
UHE Corumbá III (GO)	66,23%	96,4 MW	50,9 MW	07/11/01	06/11/36	423,97 GWh	95,85%	99,86%
BAGUARI I								
UHE Baguari (MG)	51%	140,00 MW	80,02 MW	15/08/06	14/08/41	541,57 GWh	97,95%	99,68%
BAHIA PCH I								
PCH Sítio Grande (BA)	100%	25 MW	19,62 MW	10/12/99	09/12/29	138,02 GWh	84,60%	99,32%
GOIÁS SUL								
PCH Nova Aurora (GO)	100%	21 MW	12,37 MW	18/02/04	17/04/34	176,14 GWh	93,07%	98,29%
PCH Goiandira (GO)		27 MW	17,09 MW	18/12/02	17/12/32			
ENERGYWORKS 1								
UTE Kaiser Jacareí (SP)		10,4 MW	7,9 MW ¹	26/08/98	30/11/13	413,28 GWh	97,89%	99,10%
UTE Kaiser Pacatuba (CE)		5,6 MW	2,9 MW ¹	29/01/98	30/04/13			
UTE Corn Mogi (SP)	100%	34,9 MW	30,0 MW ¹	09/03/11	31/03/23			
UTE Corn Balsa (PR)		10,7 MW	8,7 MW ¹	09/03/11	30/11/22			
UTE Brahma Rio (RJ)		14,7 MW	11,6 MW ¹	14/12/99	22/08/14			
UTE Capuava Energy (SP)		18,0 MW	12,0 MW ¹	16/11/99	07/06/20			
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA								
UHE Dardanelos (MT)	51%	261,0 MW	154,9 MW	03/07/07	02/07/42	1.330,07 GWh	95,60%	99,14%
PARQUES EÓLICOS³								
UEE Arizona 01 ⁴ (RN)		28 MW	12,9 MW	03/03/11	03/03/46	37,96 GWh		
UEE Caetité 1 ⁵ (BA)		30 MW	13,3 MW	16/10/12	16/10/42	-		
UEE Caetité 2 ⁵ (BA)		30 MW	11,2 MW	04/02/11	04/02/46	-		
UEE Caetité 3 ⁵ (BA)		30 MW	11,2 MW	23/02/11	23/02/46	-		
UEE Calango 1 ⁵ (RN)		30 MW	13,9 MW	26/04/11	26/04/46	-		
UEE Calango 2 ⁵ (RN)	50%	30 MW	11,9 MW	06/05/11	06/05/46	-		
UEE Calango 3 ⁵ (RN)		30 MW	13,0 MW	26/05/11	26/05/46	-		
UEE Calango 4 ⁵ (RN)		30 MW	12,8 MW	18/05/11	18/05/46	-		
UEE Calango 5 ⁵ (RN)		30 MW	13,7 MW	01/06/11	01/06/46	-		
UEE Mel 2 ⁶ (RN)		20 MW	9,8 MW	24/02/11	24/02/46	70,7 GWh		

¹Energia garantida
²Capacidade Instalada da Usina
³Os Índices de Disponibilidade e Confiabilidade não foram incluídos, visto que, os parques estão passando por períodos de testes e adaptação
⁴A Arizona 1 entrou em operação em agosto, portanto, sua Energia Gerada em 2013 é contabilizada a partir desta data
⁵O Parque Eólico foi concluída e encontra-se apto a operar, porém, estão aguardando a conexão com o sistema
⁶A Mel 2 entrou em operação em fevereiro portanto, sua Energia Gerada em 2013 é contabilizada a partir desta data

5.2.2. Novos Investimentos em Geração

O Grupo NEOENERGIA vem investindo bastante em geração nos últimos anos e pretende continuar investindo. O gráfico a seguir, demonstra que a expansão da capacidade instalada atingirá 4.010 MW até 2019, com base nos empreendimentos já conquistados.



Nota: A capacidade instalada demonstrada acima é calculada com base na participação da NEOENERGIA e de seus sócios majoritários em cada projeto. Na capacidade em operação foram considerados os oito parques que estão aptos a operar e aguardando conexão com o sistema.

Geração em Construção	Tipo de Usina	Participação Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão / Autorização	Data do Vencimento
TELES PIRES							
Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	50,1%	Rio Teles Pires - MT/PA	1.819,8 MW	915,4 MW	07/06/11	06/06/46
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10%	Rio Xingu - PA	11.233 MW	4.571 MW	26/08/10	26/08/45
GERAÇÃO CÉU AZUL							
Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	90%	Rio Iguaçu - PR	350 MW	172,8 MW	35 anos a partir da assinatura	

5.3. Comercialização

Em 2013, a NC Energia contratou operações na ordem de 670 MW/méd, realizando vendas totais cerca de R\$ 950,00 milhões. Enfrentou um significativo aumento no Custo dos Bens do Serviço em decorrência de alterações regulatórias que restringiram os direitos de sazonalização das garantias físicas das geradoras de energia incentivada, que provocaram a necessidade de compras adicionais dessa modalidade de energia com vistas a atender as exigências de lastro.

5.4. Transmissão

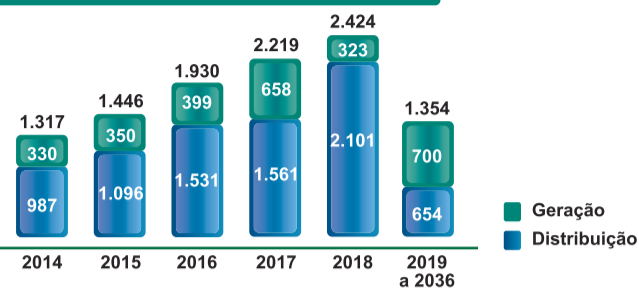
5.4.1. Em Operação

Transmissão em Operação	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada em Operação	Prazo de Concessão
AFLUENTE T					
Linhas de Transmissão (Extensão Total 445 Km²)					
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1 BA					2009
LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1 BA					2009
LT 230 KV Ford - Pólo C-2 BA					2009
LT 230 KV Ford - Camaçari II C-2 BA			BA		2009
LT 230 KV Ford - Pólo C-1 BA					2009
LT 230 KV Ford - Camaçari II C-1 BA					2009
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1 BA	Transmissão	87,8%		1982	08/08/27
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2 BA				1985	
LT 138 KV Funil - Poções C-1 BA				1993	
Subestações Rede Básica					
Pólo				2009	
Ford				2009	

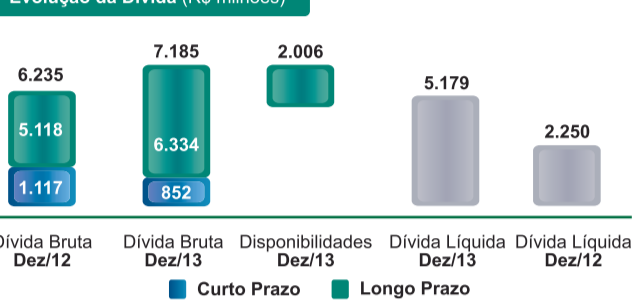


Na composição dívida por indexador destaca-se o endividamento vinculado à TJLP (39%), pois esta grande fatia da dívida representa o nosso forte relacionamento com Bancos de Fomento e Organismos Multilaterais.

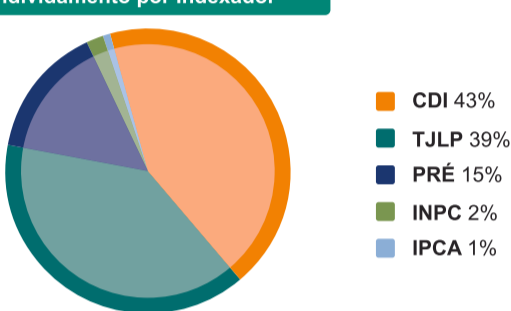
Cronograma de Vencimento da Dívida (R\$ mil)



Evolução da Dívida (R\$ milhões)



Endividamento por Indexador



7.2. CAPTAÇÕES DE RECURSOS NO EXERCÍCIO:

Empresa	Tipo de Dívida	Valor	Credor	Custo	Prazo
Coelba	Banco de Fomento	R\$ 85.860 mil	BNDES	4,50% a.a./ TJLP+2,12% a.a./TJLP + 3,12% a.a.	15/06/2015
	Organismo Multilateral	R\$ 12.206 mil	Eletrobras	5% a.a.	31/01/2024
	Agência de Fomento	R\$ 10.966 mil	FINEP	5% a.a.	15/02/2019
	Lei 4131	USD 98.000 mil	Citibank ¹	LIBOR + 0,97% a.a.	03/12/2018
	Bancos Comerciais	USD 24.500 mil	JP Morgan ¹	LIBOR 2,94% a.a. e	17/12/2018
Celpe	Bancos Comerciais	USD 9.900 mil	Bank of America ¹	LIBOR + 1,70% a.a	20/12/2018
	Notas de Crédito Comerciais	R\$ 300.000 mil	Banco do Brasil	111,60% do CDI	20/12/2018
	Titulos Externos	R\$ 100.000 mil	Banco do Brasil	108% do CDI	18/11/2021
Celpe	Organismo Multilateral	R\$ 12.206 mil	Eletrobras	5% a.a	30/12/2017
	Agência de Fomento	R\$ 6.855 mil	FINEP	4%	15/04/2023
	Lei 4131	R\$ 43.200 mil	BNDES	3% a.a./ TJLP+1,70%/ TJLP+2,70%	15/06/2021
	Bancos Comerciais	R\$ 153.290 mil	BNDES	LIBOR + 0,97% a.a.	03/12/2018
	Lei 4131	USD 17.000 mil	Citibank ¹	LIBOR + 0,97% a.a.	03/12/2018
Bancos Comerciais	R\$ 220.000 mil	Banco do Brasil	108% do CDI	18/11/2021	

13. BALANÇOS SOCIAIS CONSOLIDADOS - INFORMAÇÃO ADICIONAL (NÃO AUDITADO) - Exercícios findos em 31 de dezembro - Em milhares de reais

1 - BASE DE CÁLCULO	2013				2012			
	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Receita Líquida (RL)	10.614.298				11.650.373			
Resultado Operacional (RO)	1.455.625				1.580.762			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	555.559				480.256			
Valor Adicionado Total (VAT)	6.324.541				7.348.649			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS (1)	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	32.629	5,87	0,31	0,52	29.970	6,24	0,26	0,41
Encargos sociais compulsórios	123.488	22,23	1,16	1,95	129.731	27,01	1,11	1,77
Previdência privada	29.085	5,24	0,27	0,46	23.962	4,99	0,21	0,33
Saúde	32.411	5,83	0,31	0,51	25.488	5,31	0,22	0,35
Segurança e saúde no trabalho	6.999	1,26	0,07	0,11	4.037	0,84	0,03	0,05
Educação	2.265	0,41	0,02	0,04	1.832	0,38	0,02	0,02
Cultura	219	0,04	-	-	-	-	-	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	7.006	1,26	0,07	0,11	8.406	1,75	0,07	0,11
Creches ou auxílio-creche	2.435	0,44	0,02	0,04	2.116	0,44	0,02	0,03
Esporte	601	0,11	0,01	0,01	262	0,05	-	-
Transporte	2.449	0,44	0,02	0,04	2.457	0,51	0,02	0,03
Participação nos lucros ou resultados	42.081	7,57	0,40	0,67	49.222	10,25	0,42	0,67
Outros	12.575	2,26	0,12	0,20	3.428	0,71	0,03	0,05
Total - Indicadores sociais internos	294.243	52,96	2,77	4,65	280.911	58,47	2,41	3,81
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	566	0,04	0,01	0,01	818	0,05	0,01	0,01
Cultura	55.790	3,83	0,53	0,88	56.415	3,57	0,48	0,77
Saúde e saneamento	1.598	0,11	0,02	0,03	441	0,03	-	0,01
Esporte	149	0,01	-	-	125	0,01	-	-
Combate a fome e segurança alimentar	-	-	-	-	-	-	-	-
Desenvolvimento social	609.490	41,87	5,74	9,64	244.341	15,46	2,10	3,32
Pesquisa e desenvolvimento tecnológico	115.883	7,96	1,09	1,83	88.214	5,58	0,76	1,20
Outros	857	0,06	0,01	0,01	918	0,06	0,01	0,01
Total das contribuições para a sociedade	784.333	53,88	7,39	12,40	391.272	24,75	3,36	5,32
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	3.838.471	263,70	36,16	60,69	4.157.241	262,99	35,68	56,57
Total - Indicadores sociais externos	4.622.804	317,58	43,55	73,09	4.548.513	287,73	39,04	61,90
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa	315.502	21,67	2,97	4,99	179.718	11,38	1,54	2,45
Investimento em programas e/ou projetos externos	44.092	3,03	0,42	0,70	49.430	3,13	0,43	0,67
Total dos investimentos em meio ambiente	359.594	24,70	3,39	5,69	229.148	14,50	1,97	3,12
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade		362			153			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente		37			1.105			
Passivos e contingências ambientais		9.616			11.373			
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2013				2012			
Nº de empregados(as) ao final do período		5.139			5.236			
Nº de admissões durante o período		483			599			
Nº de desligamentos durante o período		465			554			
Nº de empregados(as) terceirizados (1)		21.360			22.623			
Nº de estagiários(as) (1)		441			371			
Nº de empregados acima de 45 anos		2.219			2.374			
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:								
menores de 18 anos		5			1			
de 18 a 35 anos		2.183			2.102			
de 36 a 60 anos		2.898			3.102			
acima de 60 anos		53			31			
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregados por:								
analfabetos		-			-			
com ensino fundamental		283			395			
com ensino médio		732			858			
com ensino técnico		1.532			1.918			
com ensino superior		2.199			1.692			
pós-graduados		393			373			
Nº de empregados por sexo:								
homens		3.920			4.058			
mulheres		1.219			1.178			
% de cargos de chefia por sexo:								
homens		74%			80%			
mulheres		26%			20%			

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	2013		2012	
	Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	51	42	49
Nº total de acidentes de trabalho	91	79		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	() incentiva e segue a OIT	() não se envolve	() incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não são considerados
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	() apóia	(X) organiza e incentiva	() não se envolve
Contencioso Cível:	2013		2012	
Nº total de reclamações e críticas de consumidores(as):				
na empresa	300.043		338.045	
na justiça	2.268		2.981	
% das reclamações e críticas solucionadas:	13.471		20.329	
na empresa	97%		98%	
no procon	84%		80%	
na justiça	78%		70%	
Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela justiça	40.198		35.003	
Ações empreendidas pela entidade para sanar ou minimizar as causas das reclamações:				
1 - Contagem do prazo de 15 dias para suspensão do fornecimento pela data da apresentação da fatura e não da emissão da mesma;				
2 - Alteração nas planilhas dos processos de irregularidade no SAP/CCS;				
3 - Procedimento para aplicação de sazonalidade para consumidores não industrial;				
4 - Suspensão de cobrança de diferença de consumo para consumidor regular com derivação do ramal para terceiros;				
5 - Orientação para classificação correta de Quadra de Esportes do poder público;				
6 - Contratação de consultoria para diagnosticar e propor melhorias do processo de RDE, Irregularidade e Qualidade do Fornecimento.				
Observações:				
(1) - Os valores que compõem os indicadores sociais internos abrangem os colaboradores e os administradores. Não possuímos os valores de terceirizados e autônomos.				
Contingências e passivos trabalhistas:	2013		2012	
Número de processos trabalhistas:				
movidos contra a entidade	1.793		1.758	
juizados procedentes	640		980	
juizados improcedentes	177		224	
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	8.572		16.861	
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$)				
	Em 2013: 6.324.541		Em 2012: 7.348.649	
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):				
	55,85% governo 8,09% colaboradores(a)		63,25% governo 5,88% colaboradores(a)	
	7,38% acionistas 19,13% terceiros		11,21% acionistas 13,57% terceiros	
	9,55% retido		6,10% retido	
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES	NEOENERGIA S.A CNPJ:01.083.200/0001-18			
Esta empresa não utiliza mão-de-obra infantil ou trabalho escravo, não tem envolvimento com prostituição ou exploração sexual de criança ou adolescente e não está envolvida com corrupção.				
Nossa empresa valoriza e respeita a diversidade interna e externamente.				





BALANÇOS PATRIMONIAIS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota	Controladora			Consolidado			PASSIVO	Nota	Controladora			Consolidado				
		31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12			31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12		
CIRCULANTE																	
Caixa e equivalentes de caixa	(6)	144.245	2.803.859	3.150.422	1.974.366	3.770.684	4.039.346	CIRCULANTE	(18)	2.753	2.078	2.422	1.017.633	1.106.970	777.793		
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	(7)	62	62	62	1.823.106	2.056.384	2.072.667	Fornecedores	(19)	1.002	1.006	762	585.004	680.184	618.109		
Títulos e valores mobiliários	(8)	100	124.719	59.523	30.418	171.044	157.522	Empréstimos e financiamentos	(20)	-	-	-	266.800	436.551	441.218		
Impostos e contribuições a recuperar	(9)	114.115	108.708	101.025	538.547	445.584	364.676	Debêntures	(21)	67	4.036	216	93.833	93.075	65.192		
Estoques		-	-	-	23.535	24.648	20.007	Taxas regulamentares	(22)	-	-	-	64.276	97.681	107.784		
Recursos CDE		-	-	-	-	-	-	Impostos e contribuições a recolher	(23)	17.540	32.858	17.422	409.560	488.864	416.780		
Despesas pagas antecipadamente		-	-	-	17.424	-	-	Dividendos e juros sobre capital próprio	(24)	28.711	142.937	133.910	55.870	189.952	148.677		
Entidade de previdência privada		-	-	-	36.785	12.307	23.295	Provisões	(25)	12	13	-	131.836	64.824	46.227		
Serviços em curso	(11)	-	-	-	6.401	10.351	6.555	Obrigações de benefícios de aposentadoria	(35)	-	-	-	16.331	16.298	15.233		
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	(16)	-	-	-	50.812	68.071	66.220	Partes relacionadas		10	56	1.010	269.296	1.077	3.736		
Outros ativos circulantes	(13)	13.704	10.147	10.107	34.320	34.699	31.549	Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)	(26)	25	-	5	3.105	2.974	3.647		
TOTAL DO CIRCULANTE		272.226	3.047.495	3.321.139	4.629.062	6.697.901	6.859.462	Outros passivos circulantes		-	-	-	476.590	272.024	254.849		
NÃO CIRCULANTE								TOTAL DO CIRCULANTE		50.120	182.984	155.747	3.389.934	3.450.492	2.899.245		
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	(7)	-	-	-	416.451	582.295	911.048	NÃO CIRCULANTE									
Títulos e valores mobiliários	(8)	886	-	-	1.032	43.335	8.673	Fornecedores	(18)	-	-	-	101.676	83.851	61.159		
Impostos e contribuições a recuperar	(9)	-	-	-	104.749	108.219	89.176	Emprestimos e financiamentos	(19)	3.940	4.925	5.911	4.899.371	4.333.428	3.655.715		
Partes relacionadas		6.164	34.525	56.856	-	6.690	52.192	Debêntures	(20)	-	-	-	1.434.130	784.726	1.199.164		
Dividendos a receber		185.418	185.962	67.386	9.352	564	9.657	Taxas regulamentares	(22)	-	-	-	33.390	53.129	78.002		
Juros sobre capital próprio a receber		158.482	154.326	64.662	-	-	-	Impostos e contribuições a recolher	(23)	-	-	-	15.860	19.655	10.458		
Impostos e contribuições sociais diferidos	(10)	29.687	27.728	29.164	774.955	981.079	867.360	Impostos e contribuições sociais diferidos	(10)	-	-	-	11.983	5.329	-		
Depósitos judiciais	(12)	121.430	121.247	95.764	432.729	382.370	298.638	Provisões	(25)	99.176	91.604	86.365	351.774	326.764	272.290		
Entidade de previdência privada		-	-	-	20.075	19.097	33.322	Obrigações de benefícios de aposentadoria	(35)	-	-	-	499.463	706.081	501.637		
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	(16)	-	-	-	2.353.666	2.081.666	805.744	Partes relacionadas		-	-	-	23	22.531	21.394		
Outros ativos não circulantes	(13)	183.155	15.182	15.135	190.956	22.420	25.744	Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)	(26)	-	-	-	43.872	70.932	37.062		
Investimentos	(14)	8.508.946	7.290.216	7.045.630	1.410.826	1.066.340	699.755	Outros passivos não circulantes	(27)	4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025		
Investimentos em coligadas e controladas		8.508.946	7.290.216	7.045.630	1.395.135	1.047.007	680.943	Reservas de capital		2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288		
Outros investimentos		-	-	-	15.691	19.333	18.812	Reservas de lucro		4.521.067	6.454.174	6.007.405	4.521.067	6.454.174	6.007.405		
Imobilizado	(15)	25.942	26.567	27.268	2.863.034	2.676.076	2.651.051	Outros resultados abrangentes		48.486	(125.390)	66.812	48.486	(125.390)	66.812		
Intangível	(17)	43.464	45.674	56.099	7.252.258	6.581.255	6.671.805	Prejuízos acumulados		71.698	14.598	194.023	71.698	14.598	194.023		
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		9.263.574	7.901.427	7.457.964	15.830.083	14.551.406	13.124.165	Atribuível a participação dos acionistas controladores		-	-	-	-	(400.290)	-		
TOTAL DO ATIVO		9.535.800	10.948.922	10.779.103	20.459.145	21.249.307	19.983.627	PATRIMÔNIO LÍQUIDO		9.382.564	10.669.409	10.531.057	8.982.274	10.669.409	10.531.057		

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

Saldo em 1º de janeiro de 2012	Capital Social	Reservas de Lucros			Outros Resultados Abrangentes	Prejuízos Acumulados	Proposta de Distribuição de Dividendos Adicionais	Total
		Reserva de Capital	Reserva Legal	Reserva de Lucros a Realizar				
Ajustes exercícios anteriores (*)	4.739.025	2.288	493.683	5.551.907	61.400	194.023	11.042.326	
Saldo em 1º de janeiro de 2012 (Reapresentado *)	4.739.025	2.288	493.683	5.513.722	66.812	(478.496)	10.531.057	
Lucro líquido do período	-	-	73.046	-	(61.400)	(1.049.210)	1.049.210	
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	(194.023)	(194.023)	
Outros resultados abrangentes:	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado abrangente decorrente de equivalência s/ investida	-	-	-	-	-	(130.802)	(130.802)	
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	
Reserva legal	-	-	63.224	-	-	(63.224)	-	
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	310.499	-	(310.499)	-	
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(336.433)	(336.433)	
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	(249.600)	(249.600)	
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	(14.598)	(14.598)	
Saldo em 31 de dezembro de 2012	4.739.025	2.288	556.907	73.046	5.824.221	(415.286)	10.669.409	

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

Saldo em 1º de janeiro de 2012	Capital Social	Reservas de Lucros			Outros Resultados Abrangentes	Prejuízos Acumulados	Proposta de Distribuição de Dividendos Adicionais	Participação de não Controladores	Total
		Reserva de Capital	Reserva Legal	Reserva de Lucros a Realizar					
Ajustes exercícios anteriores (*)	4.739.025	2.288	493.683	5.551.907	61.400	194.023	11.042.326	11.982.984	
Saldo em 1º de janeiro de 2012 (Reapresentado *)	4.739.025	2.288	493.683	5.513.722	66.812	(478.496)	194.023	10.531.057	
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(194.023)	(194.023)	
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	1.049.210	222.795	1.272.005	
Resultado abrangente de investidas	-	-	-	-	(130.802)	-	(130.802)	(145.021)	
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	
Reserva legal	-	63.224	-	-	(63.224)	-	-	-	
Reserva de lucros a realizar	-	-	73.046	-	(11.646)	-	-	-	
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	310.499	(310.499)	-	-	-	
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	(336.433)	-	(336.433)	(336.433)	
Dividendos adicionais	-	-	-	-	(14.598)	-	(14,598)	(14,598)	
Dividendos intermediários	-	-	-	-	(249.600)	-	(249,600)	(249,600)	
Dividendos adicionais	-	-	-	-	(14,598)	-	(14,598)	(14,598)	
Saldo em 31 de dezembro de 2012	4.739.025	2.288	556.907	73.046	5.824.221	(415.286)	14.598	10.669.409	

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

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

(Em milhares de reais)

Lucro líquido do período (antes dos impostos)	Controladora		Consolidado		Entidade de previdência privada	Outros passivos	Controladora		Consolidado	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12			31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUENDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	875.208	1.053.373	1.323.668	1.466.602						
Despesas pagas antecipadamente	3.178	3.194	605.830	599.466	-	-	(32.026)	34.024	-	-
Depreciação e amortização	(917.425)	(949.566)	(16.408)	(11.142)	-	-	(5)	177.218	42.687	-
Equivalência patrimonial	89.676	96.355	90.840	97.521	-	-	(20.914)	17.412	(215.449)	-
Amortização de ágio, líquida	-	-	-	-	-	-	469.154	827.816	2.255.324	2.823.151
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais e outras receitas financeiras	6.517	6.258	582.286	612.837	-	-	(792.991)	(336.879)	(535.814)	(371.562)
Valor justo do ativo financeiro da concessão	-	-	(98.943)	(86.083)	-	-	(7.228)	(516.912)	(678)	-
Despesas pagas antecipadamente	715	5.840	89.539	185.974	-	-	(920)	(536)	(302.010)	(130.841)
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	1.490	(491)	99.759	82.850	-	-	(139)	(1.609.677)	(2.098.343)	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	37.277	412.848	-	-	-	(30.982)	(15.944)	-
Outros impactos não caixa no resultado	53.494	3.903	53.633	3.903	-	-	(65.196)	(611.296)	(1.000.884)	-
REDUÇÃO (AUMENTO) DOS ATIVOS OPERACIONAIS	112.853	218.866	2.767.481	3.364.776			123.733	-	820.568	962.194
Contas a receber de clientes e outros	-	-	134.770	(85.325)	-	-	-	-	22.526	-
IR e CSLL a Recuperar	(6.061)	(13.697)	32.420	(58.482)	-	-	-	-	1.277.092	1.265.681
Impostos e contribuições a recuperar	633	(37)	(36.155)	(88.853)	-	-	-	-	890.000	-
Recebimento de dividendos e juros sobre capital próprio	372.243	612.426	499	312	-	-	-	-	-	-
Estoques	-	-	1.118	(4.641)	-	-	-	-	-	-
Recursos CDE	-	-	(6.666							



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1 Informações Gerais

A NEOENERGIA S.A. ("Neoenergia" ou a "Companhia") é uma sociedade por ações de capital aberto domiciliada no Brasil, constituída com o objetivo principal de atuar como *holding*, participando no capital de outras sociedades. As controladas da Neoenergia (conjuntamente, o "Grupo") são dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica. A sede da Companhia está localizada na Praia do Flamengo, 78 - 3º andar - Flamengo - Rio de Janeiro - RJ.

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da elaboração das demonstrações contábeis em 26 de fevereiro de 2014 as quais estão expressas em milhares de reais, arredondadas ao milhar mais próximo, exceto quando indicado.

A Companhia possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas, empresas com controle conjunto e coligadas. Segue a relação de participações segregadas por atividade de negócio:

Empresas Controladas	Ref.	Percentual da Participação (%)			
		31/12/13		31/12/12	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
DISTRIBUIÇÃO					
COELBA		87,84	-	87,84	-
CELPE		89,65	-	89,65	-
COSEERN		84,45	-	84,45	-
GERAÇÃO					
AFLUENTE GERAÇÃO		87,84	-	87,84	-
BAGUARI I		99,99	0,01	99,99	0,01
BAHIA PCH I		99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CIII		99,99	0,01	99,99	0,01
GOIÁS SUL		99,99	0,01	99,99	0,01
ITAPEBI		42,00	35,40	42,00	-
RIO PCH I		70,00	-	75,00	-
TERMOPERNAMBUCO		99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CÉU AZUL	(a)	99,99	0,01	99,99	0,01
ENERGYWORKS		99,99	0,01	99,99	0,01
CAPUAVA	(c)	-	100,00	-	100,00
TRANSMISSÃO					
AFLUENTE TRANSMISSÃO		87,84	-	87,84	-
SE NARANDIBA		99,99	0,01	99,99	0,01
POTIGUAR SUL		-	100,00	-	-
COMERCIALIZAÇÃO					
NC ENERGIA		100,00	-	100,00	-
OUTROS					
NEOINVEST		99,99	0,01	99,99	0,01
NEOSERVIÇOS		100,00	-	90,65	9,35
NO&M		100,00	-	-	-
DAVINÓPOLIS		100,00	-	-	-
Empresas com Controle Conjunto	Ref.				
GERAÇÃO					
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA		51,00	-	51,00	-
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELESPIRES	(e)	-	50,10	50,10	-
CALANGO I	(a)	-	50,00	50,00	-
CALANGO II	(a)	-	50,00	50,00	-
CALANGO III	(a)	-	50,00	50,00	-

Geração em Operação	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW/med)	Energia Contratada (Mw/med)	Data da Concessão Autorização	Data de Vencimento
AFLUENTE G							
Alto Fêmeas I	Hidrelétrica - PCH	Rio das Fêmeas - São Desidério - BA	10,6 MW	9,0 MW	9,0 MW	06/08/97	08/08/27
Presidente Goulart	Hidrelétrica - PCH	Rio Correntina - BA	8,0 MW	7,2 MW	8,0 MW	08/08/97	07/08/27
ITAPEBI	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha - BA	462,0 MW	214,3 MW	214,3 MW	28/05/99	27/05/34
TERMOPERNAMBUCO	Termelétrica - UTE	Complexo Portuário do Suape - PE	532,7 MW	504,1 MW	455,0 MW	18/12/00	17/12/30
CELPE							
Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito de Fernando de Noronha - PE	4,1 MW	1,6 MW	1,6 MW	21/12/89	21/12/19
TERMOAÇU (**)	Termelétrica - UTE	Alto do Rodrigues - RN	368,0 MW	331,0 MW	266,0 MW	09/07/01	08/07/31
RIO PCH I							
Pedra do Garraão	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabaiana - RJ	19,0 MW	11,9 MW	11,0 MW	18/12/02	17/12/32
Pirapetinga	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabaiana - RJ	20,0 MW	12,7 MW	11,0 MW	18/02/02	17/12/32
GOIÁS SUL							
Nova Aurora	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	21,0 MW	12,4 MW	12,0 MW	18/02/04	17/04/34
Goiandira	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	27,0 MW	17,1 MW	16,0 MW	18/12/02	17/12/32
BAGUARI I	Hidrelétrica - UHE	Rio Doce - MG	140,0 MW	80,0 MW	39,3 MW	15/08/06	14/08/41
GERAÇÃO CIII							
Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	Rio Corumbá - GO	96,4 MW	50,9 MW	30,5 MW	07/11/01	06/11/36
BAHIA PCH I	Hidrelétrica - PCH	Rio das Fêmeas - BA	25,0 MW	19,6 MW	19,0 MW	10/12/99	09/12/29
DARDANELOS	Hidrelétrica - UHE	Rio Aripuanã - MT	261,0 MW	154,9 MW	147,0 MW	03/07/07	02/07/42
ENERGYWORKS							
Kaiser Jacarei	Termelétrica - UTE	Av. Pres. Humberto de Alencar - SP	10,4 MW (*)	7,9 MW	7,9 MW	1998	2028
Kaiser Pacatuba	Termelétrica - UTE	Rodoviária Ceará - CE	5,6 MW (*)	2,9 MW	2,9 MW	1998	-
Corn Mogi	Termelétrica - UTE	Rua Paula Bueno - SP	34,9 MW (*)	30,0 MW	30,0 MW	2003	2031
Corn Balsa	Termelétrica - UTE	Rua Francisco Manuel da Cruz - PR	10,7 MW (*)	8,7 MW	8,7 MW	2002	2031
Brahma Rio	Termelétrica - UTE	Antiga estrada Rio São Paulo - RJ	14,7 MW (*)	11,6 MW	11,6 MW	1999	2028

Geração em Construção	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW/med)	Energia Contratada (Mw/med)	Data da Concessão/Autorização	Data de Vencimento
BAIXO IGUAÇU	Hidrelétrica - UHE	Rio Iguaçu - PR	350,0 MW	172,8 MW	121,0 MW	-	-
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	Rio Xingu - PA	11.233,0 MW	4.571,0 MW	3.460,0 MW	26/08/10	26/08/45
TELES PIRES	Hidrelétrica - UHE	Rio Teles Pires - MT	1.820,0 MW	915,4 MW	778,1 MW	07/06/11	06/06/46
PARQUES EÓLICOS							
Arizona 01	Eólica	Rio do Fogo - RN	28,0 MW	12,9 MW	-	03/03/11	03/03/46
Mel 2	Eólica	Areia Branca - RN	20,0 MW	9,8 MW	-	24/02/11	24/02/46
Caetité 1	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	13,3 MW	-	16/10/12	16/10/47
Caetité 2	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	11,2 MW	-	04/02/11	04/02/46
Caetité 3	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	11,2 MW	-	23/02/11	23/02/46
Calango 1	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,9 MW	-	26/04/11	26/04/46
Calango 2	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	11,9 MW	-	06/05/11	06/05/46
Calango 3	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,0 MW	-	26/05/11	26/05/46
Calango 4	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	12,8 MW	-	18/05/11	18/05/46
Calango 5	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,7 MW	-	01/06/11	01/06/46

(*) Cogeneradoras que garantem o fornecimento em contratos bilaterais.

(**) Em maio de 2013 a Companhia acertou um acordo de compra e venda de sua participação nessa operação. (Vide nota explicativa nº 14, item "g" e movimentação de investimento)

3 Resumo das Principais Políticas 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.

3.1 - Base de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo;
- os instrumentos financeiros não-derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado são mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo;
- o ativo atuarial de benefício definido é reconhecido como ativo do plano, acrescido do custo de serviço passado e perdas atuariais, deduzido dos ganhos atuariais e do valor presente da obrigação do benefício definido, e é limitado conforme explicado na nota explicativa 3.2.1.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na nota explicativa nº 5.

(a) Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os procedimentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e conforme as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB)).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

(b) Demonstrações financeiras individuais

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis (CPCs) e são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas e as operações em conjunto com ou sem personalidade jurídica são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial ajustada na proporção detida nos direitos e nas obrigações contratuais do Grupo. Os mesmos ajustes são feitos tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas demonstrações financeiras consolidadas para chegar ao mesmo resultado e patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Controladora. No caso da Neoenergia, as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, apenas pela avaliação dos investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto conforme IFRS seria pelo custo ou valor justo.

3.2 - Conversão de saldos em moeda estrangeira

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a empresa atua ("a moeda funcional"). As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia e, também, a moeda de apresentação do grupo.

Na elaboração das demonstrações financeiras da Controladora e de suas Controladas, 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.

Empresas com Controle Conjunto	Ref	Percentual da Participação (%)			
		31/12/13		31/12/12	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
CALANGO IV	(a)	-	50,00	50,00	-
CALANGO V	(a)	-	50,00	50,00	-
MEL II	(a)	-	50,00	50,00	-
ARIZONA I	(a)	-	50,00	50,00	-
CAETITÊ I	(a)	-	50,00	50,00	-
CAETITÊ II	(a)	-	50,00	50,00	-
CAETITÊ III	(a)	-	50,00	50,00	-
OUTROS					
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES	(b)	99,00	1,00	99,00	1,00
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	(b)	50,55	-	50,55	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	(b)	50,00	-	50,00	-
FORÇA EÓLICA PARTICIPAÇÕES	(b)	-	50,00	-	-
Empresas Coligadas					
GERAÇÃO					
ENERGÉTICA CORUMBÁ III	(d)	-	15,58	-	15,58
NORTE ENERGIA	(a)	-	10,00	-	10,00

(a) Empresas constituídas para construção de novos empreendimentos em geração ou transmissão, os quais se encontram em fase pré-operacional.
(b) Empresas de propósito específico para participação em empresas de geração. Vide nota explicativa nº 14.
(c) Participação através de EnergyWorks. Vide nota explicativa nº 14.
(d) Participação através de Geração CIII. Vide nota explicativa nº 14.
(e) Empresa constituída para construção do empreendimento UHE Telespires com participação indireta por meio da Telespires Participações. Vide nota explicativa nº 14.

2 Concessões

O Grupo possui o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões, autorizações/permissões de distribuição, comercialização, transmissão e de geração de energia:

Distribuição	Número de Municípios	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
COELBA	415	Estado da Bahia	08/08/97	07/08/27
CELPE	184	Estado de Pernambuco	30/03/00	29/03/30
CELPE	1	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/00	29/03/30
CELPE	1	Estado da Paraíba	30/03/00	29/03/30
COSEERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/97	30/12/27

Transmissão	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Naranidiba)	Estado da Bahia	28/01/09	27/01/39
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Extremo)	Estado do Rio Grande do Norte	10/05/12	09/05/42
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Brumado)	Estado da Bahia	27/08/12	26/08/42
SPE SE Naranidiba S.A. (LT C.GRANDE III - CEARÁ MIRIM 2)	Estado da Bahia	01/08/13	01/08/43
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. (LT CAMAÇARI IV - POLO)	Estado da Bahia	12/04/10	07/08/27
Comercialização	Localidade	Data de Autorização	
NC ENERGIA	Rio de Janeiro	16/08/2000	

Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW/med)	Energia Contratada (Mw/med)	Data da Concessão Autorização	Data de Vencimento
10,6 MW	9,0 MW	9,0 MW	06/08/97	08/08/27
8,0 MW	7,2 MW	8,0 MW	08/08/97	07/08/27
462,0 MW	214,3 MW	214,3 MW	28/05/99	27/05/34
532,7 MW	504,1 MW	455,0 MW	18/12/00	17/12/30
4,1 MW	1,6 MW	1,6 MW	21/12/89	21/12/19
368,0 MW	331,0 MW	266,0 MW	09/07/01	08/07/31
19,0 MW	11,9 MW	11,0 MW	18/12/02	17/12/32
20,0 MW	12,7 MW	11,0 MW	18/02/02	17/12/32
21,0 MW	12,4 MW	12,0 MW	18/02/04	17/04/34
27,0 MW	17,1 MW	16,0 MW	18/12/02	17/12/32
140,0 MW	80,0 MW	39,3 MW	15/08/06	14/08/41
96,4 MW	50,9 MW	30,5 MW	07/11/01	06/11/36
25,0 MW	19,6 MW	19,0 MW	10/12/99	09/12/29
261,0 MW	154,9 MW	147,0 MW	03/07/07	02/07/42
10,4 MW (*)	7,9 MW	7,9 MW	1998	2028
5,6 MW (*)	2,9 MW	2,9 MW	1998	-
34,9 MW (*)	30,0 MW	30,0 MW	2003	2031
10,7 MW (*)	8,7 MW	8,7 MW	2002	2031
14,7 MW (*)	11,6 MW	11,6 MW	1999	2028



3.12 - Outros investimentos

Representam investimentos em bens imóveis, 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.

3.13 - 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) Contrato de Concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCP 05 - Contrato 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 reconhecida no resultado é efetuada trimestralmente, 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 patrimônio líquido como Outros Resultados Abrangentes. Na data da revisão tarifária da Coelba e Cosem, que ocorre a cada cinco anos, e da Celpe, que ocorre a cada quatro anos, (próxima revisão tarifária prevista para abril de 2017), o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

3.14 - Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada. Inclui principalmente os ativos de geração e ativos administrativos.

A depreciação acumulada é calculada a taxas que levam em consideração a vida útil efetiva dos bens.

3.15 - 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 2009 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 (R1) - Ativos Intangíveis, o ICPC 01 - (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e o OCP 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 exceda o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para o 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 17).

3.16 - Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

A Administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos 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. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas. O teste de perda por redução ao valor recuperável de ativos intangíveis de vida útil indefinida e ágio por expectativa de rentabilidade futura é efetuado pelo menos anualmente (31 de dezembro) ou quando as circunstâncias indicarem perda por desvalorização do valor contábil. O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e seu valor justo líquido da despesa de venda.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

Nas distribuições do Grupo houve a avaliação do valor de recuperação dos seus ativos com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado 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.

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

3.17 - 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, deduzidos dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infraestrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nºs 553, de 12 de novembro de 2008 e 672, de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, o CPC 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 período, quando incorridos.

3.18 - 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 para parte significativa das empresas do Grupo.

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 técnicas 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 para parte significativa das empresas do Grupo.

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, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses 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.

g) Uso de bem público

Corresponde aos valores estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica, o qual é registrado pelo valor das retribuições ao poder concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente a taxa implícita do projeto.

h) Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH é um percentual que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos, calculado pelo valor da energia produzida.

3.19 - Participação nos resultados

O Grupo 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.

3.20 - 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, as 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 das empresas do Grupo estabelece que no mínimo 25% do lucro líquido anual seja declarado a título de dividendos, após destinação da reserva legal.

Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados revisados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, as Companhias registram 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.

As empresas do Grupo distribuem 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 os juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para as controladas.

3.21 - Benefícios a empregados

(a) Obrigações de aposentadoria

As empresas do Grupo operam vários planos de pensão. Geralmente, os planos são financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos atuariais periódicos. O Grupo tem planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual o Grupo faz contribuições fixas a uma entidade separada e não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não tiver ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com o serviço do empregado no período corrente e anterior. Em geral, os planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. O passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajuste pela experiência e nas mudanças das premissas atuariais são registrados diretamente no patrimônio líquido, como outros resultados abrangentes, quando ocorrerem.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

Com relação a planos de contribuição definida, o Grupo faz contribuições para planos de seguro de pensão públicos ou privados de forma obrigatória, contratual ou voluntária. O Grupo não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois de que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

(b) Outras obrigações pós-emprego

A Coelba oferece benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado na empresa até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período de emprego, usando a mesma metodologia contábil usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes com base na experiência e mudanças das premissas atuariais são debitados ou creditados ao patrimônio líquido, em outros componentes do resultado abrangente. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.22 - Provisões

O Grupo registrou provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências ambientais, 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. O Grupo também está sujeito a várias reivindicações, legais, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advêm do curso normal das atividades de negócios. O julgamento das Companhias do Grupo são baseados 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.

3.23 - Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes

Outros ativos e passivos, circulantes e não circulantes sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações contábeis. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável.

3.24 - 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.

3.25 - Questões ambientais

A Companhia capitaliza durante a fase de construção os gastos referentes a demandas ambientais consubstanciadas nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e tem por motivadores os "condicionantes ambientais" exigidos pelos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Nesse particular, estão enquadrados o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente - IBAMA e o Instituto do Meio Ambiente - IMA, este na esfera estadual.

Os "condicionantes ambientais" correspondem a compensações que devem ser realizadas para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Na hipótese dos gastos decorrerem de convênios com ONG's e outros entes que promovem a preservação ambiental, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional.

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.

3.26 - 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 das 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.

3.27 - Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas utilizando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida. Para cada combinação de negócio, a adquirente deve mensurar a participação de não controladores na adquirida pelo valor justo ou com base na sua participação nos ativos líquidos identificados na adquirida. Custos diretamente atribuíveis à aquisição devem ser contabilizados como despesa quando incorridos.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição, o que inclui a segregação, por parte da adquirida, de derivativos embutidos existentes em contratos hospedeiros na adquirida.

Se a combinação de negócios for realizada em estágios, o valor justo na data de aquisição da participação societária previamente detida no capital da adquirida é reavaliado a valor justo nas datas de aquisição das parcelas adicionais, sendo os impactos reconhecidos na demonstração do resultado. Qualquer contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente será reconhecida a valor justo na data de aquisição. Alterações subsequentes no valor justo da contraprestação contingente considerada como um ativo ou como um passivo deverão ser reconhecidas, de acordo com o CPC 38, na demonstração do resultado ou em outros resultados abrangentes. Se a contraprestação contingente for classificada como patrimônio, não deverá ser reavaliada até que seja finalmente liquidada no patrimônio.

Inicialmente, o ágio é mensurado como sendo o excedente da contraprestação transferida em relação aos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos e os passivos assumidos). Se a contraprestação for menor que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, a diferença deverá ser reconhecida como ganho na demonstração do resultado. Após o reconhecimento inicial, o ágio é mensurado pelo custo, deduzido de quaisquer perdas acumuladas do valor recuperável. Para fins de teste do valor recuperável, o ágio adquirido em uma combinação de negócios é, a partir da data de aquisição, alocado a cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia que se espera sejam beneficiadas pelas sinergias da combinação, independentemente de outros ativos ou passivos da adquirida serem atribuídos a essas unidades.

Quando um ágio fizer parte de uma unidade geradora de caixa e uma parcela dessa unidade for alienada, o ágio associado à parcela alienada deve ser incluído no custo da operação ao apurar-se o ganho ou a perda na alienação. O ágio alienado nessas circunstâncias é apurado com base nos valores proporcionais da parcela alienada em relação à unidade geradora de caixa mantida.

3.28 - Demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 641, de 07 de outubro de 2010, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa ("CPC 03"). As demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 557, de 12 de novembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado ("CPC 09"). A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.29 - Novas e interpretações de normas que ainda não estão em vigor

As seguintes novas normas e interpretações de normas foram emitidas pelo IASB, mas não estão em vigor para o exercício de 2013. A adoção antecipada de normas, embora encorajada pelo IASB, não é permitida, no Brasil, pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

IFRIC 21 - "Taxas". A interpretação esclareceu quando uma entidade deve reconhecer uma obrigação de pagar taxas de acordo com a legislação. A obrigação somente deve ser reconhecida quando o evento que gera a obrigação ocorre. Essa interpretação é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2014.

IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros", aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. O IFRS 9 foi emitido em novembro de 2009 e outubro de 2010 e substitui os trechos do IAS 39 relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros. O IFRS 9 requer a classificação dos ativos financeiros em duas categorias: mensurados ao valor justo e mensurados ao custo amortizado. A determinação é feita no reconhecimento inicial. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características contratuais do fluxo de caixa dos instrumentos financeiros. Com relação ao passivo financeiro, a norma mantém a maioria das exigências estabelecidas pelo IAS 39. A principal mudança é a de que nos casos em que a opção de valor justo é adotada para passivos financeiros, a porção de mudança no valor justo devido ao risco de crédito da própria entidade é registrada em outros resultados abrangentes e não na demonstração dos resultados, exceto quando resultar em descaçamento contábil. O Grupo está avaliando o impacto total do IFRS 9. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2015.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre o Grupo.

3.30 - Reapresentação das cifras comparativas

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 consolidados e individuais de 31 de dezembro de 2012 e 2011 e as informações contábeis relativas às demonstrações do resultado do exercício consolidado e individual, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012 estão reapresentadas, de forma a demonstrar os ajustes decorrentes dos seguintes assuntos:

(a) Aplicação retrospectiva do CPC 19 (R2)/IFRS 11 - Negócios em conjunto, aprovada pela Deliberação CVM nº 694 de 2012, com implementação obrigatória para as demonstrações divulgadas a partir de 1º de janeiro de 2013. As empresas enquadradas como empresas de controle conjunto não são mais consolidadas proporcionalmente. Essas passaram a ser avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.

(b) 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 ocorreram nas controladas patrocinadoras de planos de benefício a empregados com reflexos no consolidado. 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.

(c) Correção de erro nas controladas de distribuição na apropriação de custos aos ativos vinculados à infraestrutura da concessão.

Em decorrência do processo de Revisão Tarifária Periódica, as Controladas do segmento de distribuição do Grupo realizaram 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 as Controladas procederam aos ajustes retrospectivos dos registros contábeis indevidos, conforme dispõe 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.

(d) A Companhia e suas controladas alteraram, em 2012, a forma de interpretação e da contabilização de gastos em estudos e projetos. Desta forma, elas estão demonstrando esses reflexos nestas demonstrações contábeis e ajustando os saldos de 31 de dezembro de 2012 e 2011 para as bases comparativas.

(e) Reclassificações

A seguir as principais reclassificações:

- Reclassificação dos créditos a receber referentes ao Subsídio Baixa Renda do grupo de Outros ativos circulantes para Contas a Receber e Encargos de Capacidade Emergencial e Aquisição de Energia Elétrica de Contas a Receber para Outros Ativos Circulantes;
- Apresentação da dívida líquida das garantias vinculadas;
- Os Impostos diferidos representam as diferenças temporárias determinadas pela comparação entre os valores contábeis de ativos e passivos, conforme orientação CPC 32;
- Reclassificação dos Encargos do Consumidor - Tesouro Nacional do grupo de Outros passivos circulantes para Taxas regulamentares.

(f) Correção de erro no reconhecimento do diferencial de energia comercializada proveniente da Eletrouclear.

A Lei nº 12.111 de 09/12/2009 alterou a regulamentação referente à comercialização da energia proveniente da Eletrouclear e estabeleceu que o pagamento à Eletrouclear 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 Eletrouclear 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.

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

I. Balanço Patrimonial Consolidado de 01 de Janeiro de 2012 e 31 de Dezembro de 2012

	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)		
						Reclassificações para Melhor Apresentação	
ATIVO	01/01/2012 (Divulgado)	CPC 19 (R2)	CPC 33 (R1)	Tarifária	Outros Ajustes	para Melhor Apresentação	01/01/2012 (Reapresentado)
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	4.255.486	(34.962)	-	-	-	(181.178)	4.039.346
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	2.078.466	(19.593)	-	-	-	13.794	2.072.667
Títulos e valores mobiliários	177.470	(180.685)	-	-	-	160.737	157.522
Impostos e Contribuições a recuperar	365.262	(3.210)	-	12	-	2.612	364.676
Estoques	22.927	(2.920)	-	-	-	-	20.007
Despesas pagas antecipadamente	30.580	(1.380)	-	-	-	(5.905)	23.295
Entidade de previdência privada	6.555	-	-	-	-	-	6.555
Serviços em curso	156.008	-	-	-	-	(89.788)	66.220
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	27.064	-	-	-	-	4.485	31.549
Outros ativos circulantes	105.515	(932)	-	-	1	(26.599)	77.625
TOTAL DO CIRCULANTE	7.225.333	(243.682)	-	-	13	(122.202)	6.859.462
NÃO CIRCULANTE							
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	907.912	-	-	-	3.136	-	911.048
Títulos e valores mobiliários	139.142	-	-	-	-	(130.469)	8.673
Impostos e contribuições a recuperar	89.227	(51)	-	-	-	-	89.176
Partes relacionadas	39.192	9.681	-	-	-	3.319	



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2012		CPC 19 (R2)		CPC 33 (R1)		RH 1406/12		Reclassificações para Melhor Apresentação		31/12/2012	
	(Divulgado)				Eltronuclear	Tariffária	Outros Ajustes				(Reapresentado)	
CIRCULANTE												
Fornecedores	1.097.359	(89.779)	-	-	56.642	-	(819)	43.567	1.106.970	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	718.867	(38.683)	-	-	-	-	-	-	680.184	-	-	-
Debêntures	436.551	-	-	-	-	-	-	-	436.551	-	-	-
Salários e encargos a pagar	93.864	(789)	-	-	-	-	-	-	93.075	-	-	-
Taxas regulamentares	129.479	(2.137)	-	-	-	-	-	-	97.581	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher	415.144	(22.673)	46.448	9.432	50.106	(157)	(9.436)	488.864	-	-	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio	190.662	(4)	-	-	-	-	(706)	189.952	-	-	-	-
Provisões	65.700	(2)	-	-	-	-	(874)	-	64.824	-	-	-
Obrigações com benefícios pós-emprego	16.313	(15)	-	-	-	-	-	-	16.298	-	-	-
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	1.077	1.077	-	-	-
Concessão do serviço público (Uso do bem público)	4.249	(1.275)	-	-	-	-	-	-	2.974	-	-	-
Outros passivos circulantes	284.976	(1.748)	-	-	-	-	-	(11.186)	272.042	-	-	-
TOTAL DO CIRCULANTE NÃO CIRCULANTE	3.453.164	(157.105)	46.448	66.074	50.106	(1.850)	(6.345)	3.450.492				
Fornecedores	66.435	-	-	20.135	-	-	(2.719)	83.851	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	5.340.773	(1.007.345)	-	-	-	-	-	4.333.428	-	-	-	-
Debêntures	1.127.338	(342.612)	-	-	-	-	-	784.726	-	-	-	-
Taxas regulamentares	53.129	-	-	-	-	-	-	53.129	-	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher	10.219	-	-	-	-	-	9.436	19.655	-	-	-	-
Impostos e contribuições sociais diferidos	6.537	-	-	-	(1.208)	-	-	5.329	-	-	-	-
Provisões	308.449	-	-	-	-	-	18.315	326.764	-	-	-	-
Obrigações com benefícios pós-emprego	284.789	(27)	421.319	-	-	-	-	706.081	-	-	-	-
Concessão do serviço público (Uso do bem público)	72.497	(51.103)	-	-	-	-	-	21.394	-	-	-	-
Outros passivos não circulantes	70.931	-	-	-	-	-	1	70.932	-	-	-	-
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7.341.097	(1.401.087)	421.319	20.135	(1.208)	25.033	6.405.289					
Capital social	4.739.025	-	-	-	-	-	-	4.739.025	-	-	-	-
Reservas de capital	2.288	-	-	-	-	-	-	2.288	-	-	-	-
Reservas de lucro	6.782.490	(11.646)	(309.154)	(7.516)	-	-	-	6.454.174	-	-	-	-
Outros resultados abrangentes	6.451	1	(105.823)	-	(26.019)	-	-	(125.390)	-	-	-	-
Proposta de distribuição de dividendos adicional	14.598	-	-	-	-	-	-	14.598	-	-	-	-
Lucro/prejuízo acumulado	-	1	123.524	(46.879)	(465.405)	(26.527)	-	(415.286)	-	-	-	-
Total do patrimônio líquido	11.544.852	(11.644)	(291.453)	(54.395)	(465.405)	(52.546)	-	10.669.409				
Participação dos não controladores	1.015.254	(178.178)	(39.476)	(7.663)	(65.820)	-	-	724.117	-	-	-	-

II. Demonstrações do Resultado Consolidado Referentes Exercício findo em 31 de Dezembro 2012

RECEITA LÍQUIDA	31/12/2012		CPC 19 (R2)		CPC 33 (R1)		RH 1406/12		Reclassificações para Melhor Apresentação		31/12/2012	
	(Divulgado)				Eltronuclear	Tariffária	Outros Ajustes				(Reapresentado)	
CUSTO DOS SERVIÇOS PRESTADOS	(8.214.537)	40.232	(137.937)	9.082	(76.778)	9.082	(76.778)	(8.379.938)				
LUCRO BRUTO	3.596.091	(120.023)	(137.937)	9.082	(76.778)	9.082	(76.778)	3.270.435				
Despesas com vendas	(1.057.306)	-	-	-	-	-	-	25.164	(1.032.142)	-	-	-
Despesas gerais e administrativas	(582.343)	15.077	-	-	-	-	-	(3.903)	(571.169)	-	-	-
Resultado de participações societárias	(99.027)	12.665	-	-	-	-	-	-	(86.362)	-	-	-
Equivalência patrimonial	(1.506)	12.665	-	-	-	-	-	-	11.159	-	-	-
Amortização de ativo	(97.521)	-	-	-	-	-	-	-	(97.521)	-	-	-
LUCRO OPERACIONAL	1.857.415	(92.281)	(137.937)	9.082	(76.778)	9.082	21.261	1.580.762				
Receitas financeiras	916.765	(11.514)	(35.883)	(25.101)	-	-	-	25.100	869.367	-	-	-
Despesas financeiras	(945.488)	37.939	(25.732)	-	-	-	-	(50.253)	(983.527)	-	-	-
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	1.828.699	(65.856)	(199.552)	(16.019)	(76.778)	(3.892)	1.466.602					
Imposto de renda e contribuição social	(275.949)	29.746	40.425	2.468	14.719	(6.006)	-	(194.597)	-	-	-	-
Corrente	(456.996)	29.746	-	-	-	(6.006)	-	(463.006)	-	-	-	-
Diferido	9.298	-	65.489	5.446	16.673	-	-	96.906	-	-	-	-
Imposto de renda - SUDENE	220.267	-	(25.064)	(2.978)	(1.954)	-	-	190.271	-	-	-	-
Amortização de ativo e reversão PMP/L	(48.518)	-	-	-	-	-	-	(48.518)	-	-	-	-
LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES DOS AACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	1.552.750	(36.110)	(159.127)	(13.551)	(62.059)	(8.998)	1.272.005					
Participações dos acionistas não controladores	(276.619)	24.464	20.950	1.547	7.663	-	-	(222.795)	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	1.276.131	(11.646)	(139.077)	(11.904)	(54.396)	(8.998)	1.049.210					

III. Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidado Referente ao Exercício findo em 31 de Dezembro de 2012

Lucro líquido do período (antes dos impostos)	31/12/12		31/12/11	
	Publicado	Reapresentado	Publicado	Reapresentado
1.828.699	(362.097)	1.466.602		
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA				
ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	1.688.849	165.095	1.853.944	
REDUÇÃO (AUMENTO) DOS ATIVOS OPERACIONAIS	(262.758)	(63.418)	(326.176)	
AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS	(334.225)	163.006	(171.219)	
CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	2.920.565	(97.414)	2.823.151	
ATIVIDADE DE INVESTIMENTO				
GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(3.034.261)	377.678	(2.656.583)	
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO				
UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	301.265	(736.495)	(435.230)	
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	187.569	(456.231)	(268.662)	
Caixa e equivalentes no início do exercício	4.074.308	(34.962)	4.039.346	
Caixa e equivalentes no final do exercício	4.261.877	(491.193)	3.770.684	
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	187.569	(456.231)	(268.662)	

IV. Demonstração do Valor Adicionado Consolidado Referente ao Exercício findo em 31 de Dezembro de 2012.

Demonstração do Valor Adicionado	31/12/12		31/12/11	
	Publicado	Reapresentado	Publicado	Reapresentado
1.828.699	(362.097)	1.466.602		
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR				
Recitas	11.298.540	4.293.418	15.591.958	
Insomus adquiridos de terceiros	(5.841.189)	(2.592.041)	(8.433.230)	
Valor adicionado bruto	5.457.351	1.701.377	7.158.728	
Depreciação e amortização	(505.869)	(184.736)	(690.605)	
Valor adicionado líquido produzido pela entidade	4.951.482	1.516.641	6.468.123	
Valor adicionado recebido em transferência	589.936	290.590	880.526	
TOTAL VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	5.541.418	1.807.231	7.348.649	
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Pessoal	331.876	100.071	431.947	
Governo	3.336.641	1.311.108	4.647.749	
Financiamentos	695.863	301.085	996.948	
Acionistas	1.177.038	94.967	1.272.005	
TOTAL VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO	5.541.418	1.807.231	7.348.649	

(*) Contempla as reclassificações para melhor apresentação.

4 Procedimentos de Consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as praticas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas e são compostas pelas informações contábeis da Neoenergia e de suas controladas.

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades estruturadas) nas quais o Grupo detém o controle. O Grupo controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retorno variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Grupo deixa de ter o controle. As empresas controladas estão abaixo relacionadas:

Empresas Controladas	Percentual da Participação (%)				
	31/12/13		31/12/12		01/01/12
	Direta	Indireta	Direta	Indireta	Direta
DISTRIBUIÇÃO					
COELBA	87,84	-	87,84	-	-
CELPE	89,65	-	89,65	-	-
COSEERN	84,45	-	84,45	-	-
GERAÇÃO					
AFLUENTE GERAÇÃO	87,84	-	87,84	-	-
BAGUARI I	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99
BAHIA PCH I	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99
GERAÇÃO CIII	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99
GOIÁS SUL	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99
ITAPEBI	42,00	35,40	42,00	-	42,00
RIO PCH I	70,00	-	75,00	-	75,00
TERMOPEERNAMBUCO	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99
GERAÇÃO CÉU AZUL	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99
NORTE ENERGIA	-	10,00	-	10,00	-
ENERGYWORKS	99,99	0,01	-	-	-
CAPUAVA	-	100,00	-	-	-
TRANSMISSÃO					
AFLUENTE TRANSMISSÃO	87,84	-	87,84	-	-
POTIGUAR SUL	-	100,00	-	-	-
SE NARANDIBA	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99
COMERCIALIZAÇÃO					
NC ENERGIA	100,00	-	100,00	-	100,00
OUTROS					
NEOINVEST	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99
NO&M	100,00	-	-	-	-
DAVINÓPOLIS	100,00	-	-	-	-
NEOSERVÇOS	100,00	99,00	90,65	9,35	1,00
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES	99,00	1,00	99,00	1,00	-
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	50,55	-	50,55	-	100,00

Transações com participações de não controladores

Em 23 de dezembro de 2013, a Termopernambuco adquiriu participação adicional de 35,4% das ações da Itapebi pela contraprestação de R\$ 503.748. O Grupo passou a deter 77,4% do capital da Itapebi e baixou a participação de não controladores no montante de R\$ 103.458. Adicionalmente, registrou uma redução no patrimônio líquido atribuído aos acionistas da Controladora de R\$ 400.290. Os efeitos da mudança de participação na Itapebi no patrimônio líquido atribuído aos acionistas da Companhia durante o exercício estão resumidos a seguir:

31/12/13	103.458	(503.
----------	---------	-------



www.elpublicidade.com.br



Consolidado	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
Tipo de Aplicação	Indexador	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)
CDB	CDI	15.874	49.899	43.614		
Títulos Públicos	SELIC/CDI	14.588	109.639	36.713		
Fundo de Investimento	CDI/Variável	983	54.836	85.863		
Outros	TR	5	5	5		
		31.450	214.379	166.195		
Circulante		30.418	171.044	157.522		
Não circulante		1.032	43.335	8.673		
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:						
Saldos em 1º de janeiro de 2012 (reapresentado)				166.195		
Aplicações				825.233		
Resgates				(784.457)		
Remuneração				7.408		
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (reapresentado)				214.379		
Aplicações				633.974		
Resgates				(821.700)		
Remuneração				4.797		
Saldos em 31 de dezembro de 2013				31.450		

9 Impostos e Contribuições a Recuperar

	Ref.	Controladora		Consolidado	
		31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
		(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Circulante					
Imposto de Renda - IR	(a)	107.502	101.252	92.719	251.273
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL	(a)	2.746	2.956	3.843	65.234
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	-	-	-	105.951
Programa de Integração Social - PIS	(c)	-	-	-	52.890
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	-	-	-	42.709
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	(e)	-	-	-	14.671
IOF		3.852	3.852	3.811	3.852
Imposto Sobre Serviços - ISS		-	-	21	1.878
Outros		15	648	631	89
Total		114.115	108.708	101.025	538.547
					445.584
					364.676
Não-Circulante					
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	-	-	-	102.262
Programa de Integração Social - PIS	(c)	-	-	-	52.890
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	-	-	-	42.709
Recuperação Fiscal - REFIN	(d)	-	-	-	2.413
Outros		-	-	-	74
Total		114.115	108.708	101.025	538.547
					445.584
					364.676

	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	Base de Cálculo	Tributo Diferido	Base de Cálculo	Tributo Diferido	Base de Cálculo	Tributo Diferido
Imposto de Renda						
Prejuízos fiscais	138.891	34.726	153.674	38.419	2.131	
Diferenças temporárias	818.099	204.585	1.464.440	315.739	955.101	
Total	956.990	239.311	1.618.114	354.158	957.232	
Contribuição Social						
Prejuízos fiscais	138.891	12.502	153.674	13.831	93.462	
Diferenças temporárias	878.536	79.067	1.375.142	123.762	874.565	
Total	1.017.427	91.569	1.528.816	137.593	968.027	
		330.880		491.751		

Estudos técnicos de viabilidade, apreciados e aprovados pelos Conselhos de Administração e Apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia e de suas controladas, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pelo pronunciamento técnico CPC 32 - Tributos sobre o lucro, aprovado pela Deliberação CVM nº 599, de 2009. Esses valores correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura das controladas e do mercado que as mesmas operam.

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.

	31/12/13		31/12/12	
	IR	CSLL	IR	CSLL
	(Reapresentado)		(Reapresentado)	
Lucro contábil combinado antes do imposto de renda e contribuição social	1.323.668	1.323.668	1.466.602	1.466.602
Amortização do ágio e reversão da PMIPL	(45.659)	(45.659)	(48.518)	(48.514)
Ajustes decorrentes do RTT	(a) 112.368	107.661	51.205	50.473
Juros sobre capital próprio	(311.899)	(311.899)	(481.738)	(481.738)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT	1.078.478	1.073.771	987.551	986.823
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	269.620	96.639	246.889	88.812
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:				
(+) Adições				
Amortização ágio participação societária	22.710	8.176	24.308	8.751
Perda de equivalência patrimonial	-	-	1.414	508
JSCP	39.949	14.382	38.029	13.690
Juros sobre obras em andamento - JOA	-	17	-	17
Contribuições e doações	579	208	696	250
Multas indedutíveis	262	95	6.505	2.343
Depreciação veículos executivos	243	88	303	109
Excesso despesas previdenciárias	4.330	1.559	3.986	1.435
Participação no resultado	294	105	825	298
Outras adições	21.212	9.905	5.577	5.496
Total	89.579	34.535	81.643	32.897
(-) Exclusões				
Equivalência patrimonial	(4.102)	(1.477)	(3.810)	(1.371)
Reversão da provisão do ágio	(12.418)	(4.493)	(13.709)	(4.935)
Reversão da PMIPL	(10.855)	(3.484)	(9.841)	(3.543)
Incentivo fiscal SUDENE	(150.545)	-	(208.879)	-
Incentivos audiovisuais/Rouanet e PAT	(3.308)	-	(8.428)	-
Efeito regime lucro presumido	(14.580)	(4.399)	(15.005)	(4.703)
Outras exclusões	(27.816)	(10.029)	(7.567)	(1.522)
Total	(223.687)	(23.882)	(267.239)	(16.074)
Imposto de renda e contribuição social no período	135.512	107.292	61.293	105.635
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social gerado (compensado)	3.574	1.290	5.104	1.824
Diferido de diferença temporária de RTT	(30.792)	(9.678)	(17.837)	(9.940)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	108.294	98.904	48.560	97.519
Corrente	42.575	73.839	122.247	120.738
Recolhidos e Pagos	80.048	81.956	74.840	95.922
À pagar	36.269	11.661	11.830	12.556
Compensados e deduzidos	14.177	4.221	28.657	22.798
Impostos antecipados a recuperar	(87.919)	(23.999)	6.920	(10.538)
Diferido	65.719	25.065	(73.687)	(23.219)
Total	108.294	98.904	48.560	97.519

Lucro contábil combinado antes do imposto de renda e contribuição social

Amortização do ágio e reversão da PMIPL

Ajustes decorrentes do RTT

Juros sobre capital próprio

Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT

Alíquota do imposto de renda e contribuição social

Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação

Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:

(+) Adições

Amortização ágio participação societária

Perda de equivalência patrimonial

JSCP

Juros sobre obras em andamento - JOA

Contribuições e doações

Multas indedutíveis

Depreciação veículos executivos

Excesso despesas previdenciárias

Participação no resultado

Outras adições

(-) Exclusões

Equivalência patrimonial

Reversão da provisão do ágio

Reversão da PMIPL

Incentivo fiscal SUDENE

Incentivos audiovisuais/Rouanet e PAT

Efeito regime lucro presumido

Outras exclusões

Imposto de renda e contribuição social no período

Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social gerado (compensado)

Diferido de diferença temporária de RTT

Imposto de renda e contribuição social no resultado

Corrente

Recolhidos e Pagos

À pagar

Compensados e deduzidos

Impostos antecipados a recuperar

Diferido

(a) Regime Tributário de Transição

A Medida Provisória nº 449/2008, de 03 de dezembro de 2008, convertida na Lei nº 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 nº 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.

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

(II) Benefício fiscal - Ágio incorporado

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 n°s 319/99 e 349/01.

O ágio tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e tem origem na aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, com as alterações introduzidas pela Instrução CVM nº 285 de 31 de julho de 1998.

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 06 de março de 2001.

A amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, consequentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial das controladas nas demonstrações financeiras consolidadas, o valor líquido total de R\$ 452.034 (R\$ 497.693 em 31/12/2012 e R\$ 596.206 em 01/01/2012), que, em essência, representa o crédito fiscal, foi classificado no ativo não circulante como benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de sua realização.

O ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, desde junho de 2000, em 319 parcelas mensais para Coelba, agosto de 2001, em 336 parcelas mensais para Celpe, dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais para Cosern, maio de 2004, 248 parcelas mensais para Termopermabz e dezembro de 2006, em 325 parcelas mensais para Itapebi e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 195, de 7 de junho de 2000 para Coelba, nº 192, de 31 de maio de 2001 para Celpe, nº 474, de 30 de novembro de 2000 para Cosern.

O Despacho nº 2.250, de 20 de dezembro de 2005, alterou a curva autorizada para a amortização do ágio na Coelba.

(a) O ativo de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) antecipado corresponde, principalmente, aos montantes recolhidos quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos, retenção na fonte referente a serviços prestados e saldo negativo do Imposto de Renda - IR e base de cálculo negativa da CSLL.

(b) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) registrado no ativo está composto principalmente por ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados à prestação de serviços pela Companhia, registrado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000.

(c) A Companhia e suas controladas Coelba, Celpe, Cosern e Itapebi impetraram Mandado de Segurança com pedido de Liminar, em 2004, arguindo a inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/98 que incluiu na base de cálculo do PIS e da COFINS as receitas derivadas de operações financeiras. A matéria foi julgada pelo STF resultando na declaração de inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo. Exaurida a fase recursal sem êxito para o Erário Federal, as Companhias obtiveram o direito de reconhecer o referido crédito, e, observando as exigências do CPC 25, procederam o registro contábil do indébito tributário, que será compensado com outros tributos federais após homologação da Receita Federal do Brasil.

Adicionalmente, foi contabilizado pela Controlada Coelba, em outubro de 2013 o reconhecimento do direito do crédito referente ao PIS recolhido à maior, em razão da majoração realizada pelos Decretos nos. 2.445 e 2.249, no período de setembro/88 a outubro/95, inclusive quanto à semestralidade da base de cálculo. Foi impetrado Mandato de Segurança em 1998, cuja decisão foi favorável à Coelba e a certidão do Trânsito em Julgado foi emitida em 29/10/2013.

(d) Crédito decorrente do pagamento de parcelas adicionais a título de Recuperação Fiscal (REFIS), em virtude da existência de uma diferença entre o valor do débito parcelado consolidado e o declarado pela Coelba, derivado de multas moratórias calculadas sobre o IRPJ, CSLL e FINSOCIAL. A Companhia impetrou Agravo de Instrumento e obteve a suspensão da exigibilidade do crédito tributário. Vide nota explicativa nº 25 - Provisões.

(e) Refere-se principalmente ao INSS incidente sobre serviços de operação e manutenção prestados pela controlada Neoserv.

10 Impostos e Contribuições Sociais Correntes e Diferidos

A composição dos tributos e contribuições diferidos é a seguinte:

	Ref.	31/12/13		31/12/12		Consolidado	
		(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Imposto de renda e contribuição social	(I)	310.938	478.057	321.155			
Diferido ativo		330.880	491.751	329.858			
Diferido passivo		(19.942)	(13.694)	(8.703)			
Benefício fiscal do ágio e reversão PMIPL	(II)	452.034	497.693	546.206			
Total		762.972	975.750	867.361			
Ativo		774.955	981.079	867.360			
Passivo		(11.983)	(5.329)	-			
(I) Imposto de renda e contribuição social diferido							
As Companhias do Grupo registraram os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias e prejuízos fiscais, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%. No quadro a seguir, estão demonstrados os tributos e contribuições sociais diferidos pelo líquido, conforme CPC 32:							

	Ref.	31/12/13		31/12/12		Consolidado	
		(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Imposto de renda e contribuição social	(I)	310.938	478.057	321.155			



(j) BELO MONTE PARTICIPAÇÕES

A Neoenergia possui a participação de 100% em Belo Monte Participações, empresa de propósito específico constituída para participar com 10% na Norte Energia S.A., empresa constituída para efetuar a construção da usina hidrelétrica Belo Monte, no Rio Xingu, Estado Pará com a potência instalada de 11.233 MW. Os principais acionistas na Norte Energia são as empresas do Grupo Eletrobrás (49,98%), Petros e Funcef (20%), Cemig e Light (10%) e Vale (9%).

(k) ENERGYWORKS

Em 3 de janeiro de 2011 a Neoenergia firmou contrato com o Grupo Iberdrola, seu acionista, para compra da empresa de cogeração EnergyWorks do Brasil Ltda., que possui seis plantas de geração de energia elétrica e vapor, movidas a gás natural, instaladas em indústrias dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Paraná e Ceará.

A EnergyWorks tem uma capacidade instalada atual de 93 MW e produção de 405 ton/h de vapor. A empresa foi fundada nos Estados Unidos em 1995 pela Pacific Corporation e iniciou suas operações em 1997, sendo a primeira de cogeração a operar no Brasil com plantas na modalidade de Produtor Independente de Energia & PJE.

(l) TELES PIRES

No dia 17 de dezembro de 2010, a SPE Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A. adquiriu no leilão de energia A-5, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a concessão para a construção da Usina Hidrelétrica de Teles Pires e as respectivas instalações de transmissão possuindo na época como acionistas o Grupo Neoenergia (50,1%), Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht Participações e Investimentos (0,9%).

A Usina será construída no rio Teles Pires, entre os municípios de Paranaíta (MT) e Jacareacanga (PA) e terá potência instalada de 1.820 MW. A parcela de energia produzida e negociada no leilão será objeto de contratos de comercialização de energia, com prazo de duração de 30 anos e início de suprimento em 1º de janeiro de 2015.

Em 2011, foi constituída a empresa Teles Pires Participações S.A. com o objetivo de captar recursos para investimentos no projeto. A época, a SPE era controlada 100% pela Neoenergia S.A. - passando esta então a ser controladora indireta da Companhia Hidrelétrica Teles Pires. Em 2012, as empresas Furnas e Eletrosul também se tornaram sócias das Teles Pires Participações S.A., passando esta empresa a deter 99,1% de participação na Companhia Hidrelétrica Teles Pires.

(m) FORÇA EÓLICA DO BRASIL

Em agosto de 2010, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas e, em conjunto com a Iberdrola Renovables e a Iberdrola Renováveis do Brasil, conquistou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, os contratos de venda de energia de nove parques eólicos (capacidade instalada total de 258 MW. Os parques foram construídos na região Nordeste, sendo dois no estado da Bahia (Caetité 2 e Caetité 3) e sete no estado do Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2). Também em parceria com a Iberdrola, a Neoenergia, construiu na Bahia seu décimo Parque Eólico (Caetité 1) com capacidade de 30 MW, totalizando 288 MW de capacidade instalada em recursos eólicos. Os 10 parques estavam previstos para entrar em operação entre os meses de janeiro e setembro de 2013. Entretanto, apesar do término da fase de construção dos parques eólicos, o início das operações ocorrerá somente quando a construção das linhas de transmissão for finalizada que está prevista para junho de 2014.

A parceria entre as 3 empresas constituída a Força Eólica do Brasil S.A. - empresa controladora das SPEs Caetité 1, Caetité 2, Calango 1, Calango 4 e Calango 5 e da FE Participações S.A. A FE Participações S.A. foi constituída com o intuito de captar recursos para investimento em seus respectivos projetos e por esta razão é acionista direta das SPEs Arizona 1, Caetité 3, Calango 2, Calango 3 e Mel 2. Em 2011, a Iberdrola Renováveis do Brasil adquiriu a participação da Iberdrola Renovables na Força Eólica do Brasil, ficando igualitária a participação acionária da Neoenergia e da Iberdrola (50%). Apresentamos abaixo a movimentação do saldo de investimentos:

	Saldos em 31 de Dezembro de 2012		Redução de Capital e Venda de Participação		Outros Resultados Abrangentes		Equivalência Patrimonial		Amortização de Ágio		Dividendos e JSCP		Saldos em 31 de Dezembro de 2013	
	de 2012	Aumento de Capital	de Participação	de Participação	Resultados Abrangentes	Equivalência Patrimonial	Amortização de Ágio	Dividendos e JSCP	de 2013	Aumento de Capital	de Participação	de Participação	Resultados Abrangentes	Equivalência Patrimonial
NEOINVEST.	10.668	2.370	-	-	-	(6.309)	-	-	-	-	-	-	-	6.729
COELBA	2.155.960	-	-	-	86.566	435.546	(33.258)	(103.058)	2.541.756	-	-	-	-	-
CELPE	1.666.790	-	-	-	60.308	96.911	(34.167)	(11.199)	1.778.643	-	-	-	-	-
COSERN	783.512	-	-	-	263	175.363	(14.543)	(35.058)	909.537	-	-	-	-	-
ITAPEBI	190.984	-	(33.600)	-	61.474	(2.351)	(64.845)	-	151.662	-	-	-	-	-
TERMOPE	426.627	-	-	-	-	5.687	(3.458)	(1.183)	427.673	-	-	-	-	-
Neoenergia O&M	-	7.082	-	-	-	1.745	-	(436)	8.391	-	-	-	-	-
BAGUARI I	91.230	-	-	-	-	14.694	-	(7.217)	98.707	-	-	-	-	-
GOIÁS SUL	195.390	-	(750)	-	-	7.895	-	(7.547)	194.988	-	-	-	-	-
GERAÇÃO CIII	165.430	-	-	-	-	19.913	-	(23.553)	161.790	-	-	-	-	-
RO PCH I	95.980	-	-	-	-	8.090	-	(967)	103.103	-	-	-	-	-
BAHIA PCH I	121.728	-	-	-	-	12.557	-	(13.434)	120.851	-	-	-	-	-
SE NARANDIBA	45.024	9.285	-	-	-	7.797	-	(4.586)	57.520	-	-	-	-	-
AGUAS DA PEDRA	185.449	-	-	-	-	33.974	-	(22.866)	196.557	-	-	-	-	-
TERMOAQU	172.157	-	(199.994)	-	26.019	1.818	-	-	-	-	-	-	-	-
GERAÇÃO CÉU AZUL	4.824	274.482	-	-	-	(722)	-	-	278.584	-	-	-	-	-
NC ENERGIA	30.682	6.000	-	-	(547)	15.949	-	(26.536)	25.548	-	-	-	-	-
NEOSERV	14.673	-	(7.082)	-	1.267	2.393	-	(2.955)	8.296	-	-	-	-	-
GARTER	39	-	-	-	-	-	-	-	39	-	-	-	-	-
AFLUENTE GERAÇÃO	39.674	-	-	-	-	7.392	-	(8.969)	38.097	-	-	-	-	-
AFLUENTE TRANSMISSÃO	69.983	-	-	-	-	17.078	-	(18.980)	68.081	-	-	-	-	-
BELO MONTE PART.	275.139	150.480	-	-	-	(3.736)	-	-	421.883	-	-	-	-	-
ENERGY WORKS	151.951	-	-	-	-	18.680	(1.899)	(13.381)	155.351	-	-	-	-	-
BAHIA PCH II	878	-	-	-	-	-	-	-	878	-	-	-	-	-
TELES PIRES	181.172	357.499	-	-	-	(17.935)	-	-	520.736	-	-	-	-	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	214.272	19.930	-	-	-	1.171	-	(1.973)	233.400	-	-	-	-	-
DAVINÓPOLIS	-	146	-	-	-	-	-	-	146	-	-	-	-	-
TOTAL	7.290.216	827.274	(241.426)	-	173.876	917.425	(89.676)	(368.743)	8.508.946	-	-	-	-	-

	Saldos em 31 de Dezembro de 2012		Redução de Capital e Venda de Participação		Outros Resultados Abrangentes		Equivalência Patrimonial		Amortização de Ágio		Dividendos e JSCP		Saldos em 31 de Dezembro de 2013	
	de 2012	Aumento de Capital	de Participação	de Participação	Resultados Abrangentes	Equivalência Patrimonial	Amortização de Ágio	Dividendos e JSCP	de 2013	Aumento de Capital	de Participação	de Participação	Resultados Abrangentes	Equivalência Patrimonial
AGUAS DA PEDRA	185.449	-	-	-	-	33.974	-	(22.866)	196.557	-	-	-	-	-
TERMOAQU	172.157	-	(199.994)	-	26.019	1.818	-	-	-	-	-	-	-	-
NORTE ENERGIA	271.463	153.459	-	-	-	(4.173)	-	-	420.749	-	-	-	-	-
ENERGÉTICA CORUMBÁ	22.494	-	-	-	-	1.553	-	(500)	23.547	-	-	-	-	-
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	181.172	357.499	-	-	-	(17.935)	-	-	520.736	-	-	-	-	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	214.272	19.930	-	-	-	1.171	-	(1.973)	233.400	-	-	-	-	-
DAVINÓPOLIS	-	146	-	-	-	-	-	-	146	-	-	-	-	-
Total	1.047.007	531.034	(199.994)	-	26.019	16.408	-	(25.339)	1.395.135	-	-	-	-	-

15 Imobilizado

Por natureza, o valor dos ativos imobilizados da controladora e do consolidado estão composto da seguinte forma:

	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	Taxas Anuais Médias Ponderadas de Depreciação (%)		Depreciação Amortização Acumulada		Valor Líquido	
	Custo	Valor Líquido	Custo	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias	4,00%	28.345	(3.731)	24.614	25.744	26.880
Máquinas e equipamentos	4,68%	1.162	(747)	415	104	163
Veículos	20,00%	302	(126)	176	17	31
Móveis e utensílios	9,42%	322	(267)	55	83	111
		30.131	(4.871)	25.260	25.948	27.185
Em Curso						
Terenos	-	78	-	78	78	78
Máquinas e equipamentos	-	598	-	598	369	-
Móveis e utensílios	-	6	-	6	168	-
Outros	-	6	-	6	4	5
		682		682	619	83
Total		30.813	(4.871)	25.942	26.567	27.268

(a) Corresponde basicamente ao edifício sede da Controladora localizada no Rio de Janeiro.

	31/12/13		31/12/12		01/01/2012	
	Taxas Anuais Médias Ponderadas de Depreciação (%)		Depreciação Amortização Acumulada		Valor Líquido	
	Custo	Valor Líquido	Custo	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço						
Terenos	-	64.375	-	64.375	71.126	63.100
Reservatórios, barragens e adutoras	-	968.802	(120.732)	848.070	860.023	881.525
Edificações, obras civis e benfeitorias	4,00%	572.129	(178.626)	393.503	409.619	424.307
Máquinas e equipamentos	5,00%	1.602.921	(495.478)	1.107.443	1.111.620	1.164.795
Veículos	20,00%	2.214	(1.239)	975	670	1.192
Móveis e utensílios	9,00%	3.426	(2.417)	1.009	889	3.064
		3.213.867	(798.492)	2.415.375	2.453.947	2.537.983

	31/12/13		31/12/12		01/01/2012	
	Taxas Anuais Médias Ponderadas de Depreciação (%)		Depreciação Amortização Acumulada		Valor Líquido	
	Custo	Valor Líquido	Custo	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço						
Terenos	-	64.375	-	64.375	71.126	63.100
Reservatórios, barragens e adutoras	-	968.802	(120.732)	848.070	860.023	881.525
Edificações, obras civis e benfeitorias	4,00%	572.129	(178.626)	393.503	409.619	424.307
Máquinas e equipamentos	5,00%	1.602.921	(495.478)	1.107.443	1.111.620	1.164.795
Veículos	20,00%	2.214	(1.239)	975	670	1.192
Móveis e utensílios	9,00%	3.426	(2.417)	1.009	889	3.064
		3.213.867	(798.492)	2.415.375	2.453.947	2.537.983
Em Curso						
Terenos	(b)	58.806	-	58.806	20.898	140
Reservatórios, barragens e adutoras	-	73.694	-	73.694	11.644	9.506
Edificações, obras civis e benfeitorias	(a)	105.367	-	105.367	5.598	2.010
Máquinas e equipamentos	(a)	21.182	-	21.182	78.237	17.308
Veículos	-	189	-	189	329	-
Móveis e utensílios	-	2.089	-	2.089	2.091	876
Material em depósito	-	23.039	-	23.039	21.290	21.290
Outros	(a)	163.293	-	163.293	82.042	61.938
		447.659	-	222.129	222.129	113.068
Total		3.661.526	(798.492)	2.863.034	2.676.076	2.651.051

(a) Referem-se principalmente a parcela do Grupo Neoenergia nos gastos incorridos no consórcio Geração Céu Azul para construção da UHE Baixo Iguaçu no montante de R\$ 207 milhões.

(b) Corresponde a áreas onde estão as instalações ou que foram afetadas pela implementação dos projetos em construção, tais como: UHE Telespíres e diversos parques eólicos. Permaneceram em andamento até que todos os procedimentos regulatórios de incorporação do acervo de ativos do projeto ("Unitização") sejam concluídos.

	31/12/13		31/12/12		01/01/2012	
	Taxas Anuais Médias Ponderadas de Depreciação (%)		Depreciação Amortização Acumulada		Valor Líquido	
	Custo	Valor Líquido	Custo	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço						
Terenos	-	64.375	-	64.375	71.126	63.100
Reservatórios, barragens e adutoras	-	968.802	(120.732)	848.070	860.023	881.525
Edificações, obras civis e benfeitorias	4,00%	572.129	(178.626)	393.503	409.619	424.307
Máquinas e equipamentos	5,00%	1.602.921	(495.478)	1.107.443	1.111.620	1.164.795
Veículos	20,00%	2.214	(1.239)	975	670	1.192
Móveis e utensílios	9,00%	3.426	(2.417)	1.009	889	3.064
		3.213.867	(798.492)	2.415.375	2.453.947	2.537.983
Em Curso						
Teren						



Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP - A Companhia recebeu R\$ 10.966 para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em fevereiro de 2012.

Banco do Brasil - As Notas de Crédito Comerciais (NCCs) foram renovadas nos valores de R\$ 300.000, com prazo de 5 anos, vencendo em dezembro de 2018, custo de 111,60% do CDI, amortização anual a partir do 36º mês e juros trimestrais e R\$ 100.000, com prazo de 8 anos, vencendo em novembro de 2021, amortização anual a partir do 24º mês, custo de 108% do CDI e juros trimestrais.

Em dezembro de 2013 foram renegociados os Títulos Externos no montante de US\$ 150.000, junto aos Bancos Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Mizuho Bank, Ltd., The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ Ltd. e BNP Paribas, alongando o seu prazo para dezembro de 2018, a serem amortizados em 3 parcelas semestrais a partir de dezembro de 2017, com custo de LIBOR + 1,50% a.a. e juros pagos semestralmente.

Em dezembro de 2013, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4.131, nos montantes de US\$ 98.000 junto ao Citibank, N.A., US\$ 24.500 junto ao JP Morgan, N.A. e US\$ 9.900 junto ao Bank of América, N.A., com vencimentos em 03, 17 e 20 de dezembro de 2018, amortizações bullet, com custos de LIBOR + 0,97% a.a., 2,94% a.a. e LIBOR + 1,70% a.a., respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial.

Celpe
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES: a Companhia recebeu o volume de R\$ 43.200 do BNDES para financiar parte dos investimentos realizados em 2012, provenientes do contrato de financiamento 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. A Companhia recebeu ainda o valor de R\$ 153.290, referente ao financiamento de parte dos investimentos de 2013, proveniente do contrato nº 13.2.0294.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013.

Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP: a Companhia recebeu R\$ 6.855 da FINEP, em agosto de 2013, para financiar o seu Projeto de Inovação, proveniente do contrato de financiamento assinado em novembro de 2011. O contrato tem vencimento em dezembro de 2018, será amortizado em 61 parcelas mensais a partir de dezembro de 2013, com custo de 4% a.a. e juros pagos mensalmente.

Citibank: A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 17.000, equivalentes a R\$ 39.100, 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, e possui pagamento de juros trimestral.

Banco do Brasil: Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia realizou a rolagem de R\$ 220.000 em empréstimos junto ao Banco do Brasil, que tiveram seus vencimentos postergados para novembro de 2021, com amortização em sete parcelas anuais a partir de novembro de 2015, pagamento de juros semestrais e custo de 108% do CDI.

Cosern
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - A Companhia recebeu em 2013 o montante de R\$ 90.679 para financiamento dos investimentos realizados em 2012 e 2013, provenientes dos Contratos de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo, sendo R\$ 28.094 do contrato nº 08.2.1089.1, assinado em março de 2009 e aditado em dezembro de 2009, março de 2010 e março e novembro de 2011 e, R\$ 62.585 do contrato nº 13.2.0294.1, assinado em 29 de maio de 2013 e aditado em 27 de junho de 2013.

Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP - A Companhia recebeu o montante de R\$ 2.373 para financiar Projetos de Inovação, proveniente do Contrato de Financiamento assinado em setembro de 2012.

Citibank - A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 85.000, equivalentes a R\$ 197.500, 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\$ 133.000 em empréstimos junto ao Banco do Brasil, que tiveram seus vencimentos postergados para novembro de 2021, com amortização em sete parcelas anuais a partir de novembro de 2015, com pagamento de juros semestrais ao custo de 108% do CDI.

Termop
Em 21 de maio de 2012, a controlada realizou captação de recursos no montante de R\$ 120.000, para pré-pagamento de sua dívida com o BNDES e cobertura de caixa. A captação foi realizada em moeda estrangeira junto ao Banco Tokyo-Mitsubishi, com swap para taxa de 110% do CDI, prazo de 5 anos, pagamento de principal ao final do contrato, pagamentos de juros trimestrais. A operação tem garantia da Neoenergia prestada na forma de fiança e aval.

(b) Condições restritivas financeiras (covenants):
Os contratos mantidos com o BNDES/FINEM e os Títulos Externos contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros com parâmetros pré estabelecidos. Nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º de janeiro de 2012, as controladas atingiram todos os índices requeridos contratualmente.

Condições contratuais dos empréstimos das controladas em 31 de dezembro de 2013:

Fonte	Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BB nº 342.901.057	04/05/10	R\$	Capital de Giro	CDI + 1% aa	Não aplicável	2015	Sem garantia
BB nº 20/00852-X	06/05/10	R\$	Capital de Giro	12,149% aa	99,5% do CDI	2014	Sem garantia
BNDES/FINEM	24/03/11	R\$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 1,82 a.a./TJLP + 2,82% a.a./5,50% a.a.	Não aplicável	2018	0
BB nº 20/00863-5	06/05/11	R\$	Capital de Giro	98,5%aa CDI	Não aplicável	2014	0
BNDES	24/12/01	R\$	Construção da UHE Itaipeti	TJLP + 4,50% a.a.	Não aplicável	2013	Conta Reserva
BNDES	24/12/01	R\$	Construção da UHE Itaipeti	TJLP + 4,25% a.a.	Não aplicável	2013	Conta Reserva
BNDES	30/06/05	R\$	Construção Usina	6,625% a.a. acima da TJLP	Não aplicável	2015	
UNIÃO-BNDES	30/03/94	R\$	Refinanciamento de Dívida com BNDES	IGPM + 10,236% a.a.	2014		Rece-bíveis
UNIÃO-ELETROBRAS	30/03/94	R\$	Refinanciamento de Dívida com Eletrobras	*TJLP + 10,236% a.a.	2014		Rece-bíveis
BB REN ME	30/12/97	US\$	Acordo Dívida Externa	4,0% a 8,0% a.a.	2024		
BNB 1	30/11/04	R\$	Eletificação	10% a.a.	Não aplicável	2013	Fiança Bancária, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira
BNB 3	29/12/05	R\$	Eletificação	11,5% a.a.	2012		
BNB 5	16/04/08	R\$	Giro	13,11% a.a.	2009		
BNB 6	27/06/08	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	10% a.a.	2016		
BNB I	23/12/04	R\$	Investimentos nos Sistemas de Linhas e Redes	10% a.a.	Não aplicável	2013	Aval Neoenergia/Recebeis/Fundo Liquidez
BNB II	27/11/06	R\$	Investimentos nos Sistemas de Linhas e Redes	10% a.a.	Não aplicável	2014	Aval Neoenergia/Recebeis/Fundo Liquidez
BNB III	30/11/07	R\$	Investimentos nos Sistemas de Linhas e Redes	TJLP + 3,21% a.a.	Não aplicável	2022	Aval Neoenergia/Recebeis/Fundo Liquidez
BNDES	30/11/07	R\$	Construção Usina	TLP + 2,27% a.a.	Não aplicável	2024	
BNDES	30/06/08	R\$	Construção Usina	TJLP + 1,91% a.a.	Não aplicável	2023	
BNDES	20/12/07	R\$	Financiamento para Construção da Usina	TJLP + 2,19% a.a.	Não aplicável	2026	
BNDES	07/10/08	R\$	Construção Usina	TJLP + 1,81% a.a.	Não aplicável	2027	
BNDES	07/08/08	R\$	Construção Usina	TJLP + 2,28% a.a.	Não aplicável	2024	
BNDES 5 FINEM	09/06/05	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2010	
BNDES/FINEM	23/09/05	R\$	Subtransmissão e Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2010	
ELETROBRAS	1994 a 2007	R\$	Expansão das Linhas e Redes de Distribuição e Luz para Todos	5% a.a e 6,5% a.a.	Não aplicável	2019	
BNDES 7-FINEM (O4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7-FINEM (P4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BANK OF AMERICA	11/04/11	US\$	Capital de Giro	US\$ + Libor + 107,85% CDI + 1,65%	2016	2016	Sem garantia

Fonte	Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
ELETROBRAS	2001 a 2006	R\$	Expansão de Linhas e Redes de Distribuição, Linhas de Subtransmissão e Aquisição de Medidores	6% a.a.	Não aplicável	2013 a 2018	Recebeis
BNB IV	27/06/08	R\$	Investimentos nos Sistemas de Linhas e Redes	10% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia/Recebeis/Fundo Liquidez
BNDES 2009-Aditivo II	23/12/09	R\$	Investimentos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 2,12 a.a./TJLP + 3,12% a.a./4,50% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 2010-Aditivo V	29/10/10	R\$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 1,82 a.a./TJLP + 2,82% a.a./5,50% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	04/05/10	R\$	Capital de Giro	CDI + 1% a.a.	Não aplicável	2015	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/11	R\$	Capital de Giro	98,5% CDI	Não aplicável	2014	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Capital de Giro	12,149% a.a. 99,5% do CDI	Não aplicável	2014	Sem garantia
FINEP 2009	14/10/09	R\$	Projeto de Inovação	5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
FINEP 2012	25/10/12	R\$	Projeto de Inovação	5% a.a.	Não aplicável	2020	Aval Neoenergia
BNDES/FINEM-Aditivo IX	24/03/11	R\$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 1,82 a.a./TJLP + 2,82% a.a./5,50% a.a.	Não aplicável	2018	-
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 (Q8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES	15/04/2009	R\$	Construção Usina	TJLP + 1,92% a.a.	Não aplicável	2024	Aval da Neoenergia/Conta Reserva Dívida
FINEP 2011	25/11/2011	R\$	Investimento em Distribuição e Eficiência Energética	4% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia

Fonte	Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
ELETROBRAS	2001 a 2006	R\$	Expansão de Linhas e Redes de Distribuição, Linhas de Subtransmissão e Aquisição de Medidores	6% a.a.	Não aplicável	2013 a 2018	Recebeis
BNB IV	27/06/08	R\$	Investimentos nos Sistemas de Linhas e Redes	10% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia/Recebeis/Fundo Liquidez
BNDES 2009-Aditivo II	23/12/09	R\$	Investimentos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 2,12 a.a./TJLP + 3,12% a.a./4,50% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 2010-Aditivo V	29/10/10	R\$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 1,82 a.a./TJLP + 2,82% a.a./5,50% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	04/05/10	R\$	Capital de Giro	CDI + 1% a.a.	Não aplicável	2015	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/11	R\$	Capital de Giro	98,5% CDI	Não aplicável	2014	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Capital de Giro	12,149% a.a. 99,5% do CDI	Não aplicável	2014	Sem garantia
FINEP 2009	14/10/09	R\$	Projeto de Inovação	5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
FINEP 2012	25/10/12	R\$	Projeto de Inovação	5% a.a.	Não aplicável	2020	Aval Neoenergia
BNDES/FINEM-Aditivo IX	24/03/11	R\$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 1,82 a.a./TJLP + 2,82% a.a./5,50% a.a.	Não aplicável	2018	-
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 (Q8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES	15/04/2009	R\$	Construção Usina	TJLP + 1,92% a.a.	Não aplicável	2024	Aval da Neoenergia/Conta Reserva Dívida
FINEP 2011	25/11/2011	R\$	Investimento em Distribuição e Eficiência Energética	4% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia

20 Debêntures

Empresa	Debêntures (*)	Série	Quantidade de Títulos Emitidos	Remuneração	Taxa Efetiva	Encargos						
						Swap	Circulante	Principal				
COELBA	3ª Emissão	Única	3.000	V.C. + 10,8% a.a.	10,80%	IGPM+13,95% a.a.	317	7.048	7.365	12.595	17.470	
	(-) Custos de transação						-	-	-	-	-	
	Operações com swap						-	16.648	-	16.648	30.719	40.398
							317	23.696	-	24.013	43.314	57.868
	6ª Emissão	Única	35.392	CDI + 0,6% a.a.	11,52%		622	78.676	-	79.298	158.235	238.116
	(-) Custos de transação						-	(93)	-	(93)	(326)	(705)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							622	78.583	-	79.205	157.909	237.411
	7ª Emissão	Única	80	106,70% CDI	12,90%		-	-	-	-	83.313	80.280
	(-) Custos de transação						-	-	-	-	(3)	(95)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	83.310	80.185
CELPE	2ª Emissão	1ª	40.000,00	108,5% do CDI			-	-	-	-	99.113	202.843
	(-) Custos de transação						-	-	-	-	(162)	(808)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	98.951	202.035
	3ª Emissão	Única	-	105% do CDI	0,00%		-	-	-	-	-	83.289
	(-) Custos de transação						-	-	-	-	-	(76)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	98.951	202.035
	4ª Emissão	Única	36.000,00	111,3% do CDI			7.045	-	355.098	362.143	357.212	360.352
	(-) Custos de transação						(307)	-	(389)	(696)	(1.015)	(1.324)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							6.738	-	354.709	361.447	356.197	359.028
	4ª Emissão	Única	16.360	CDI + 0,6% a.a.			283	35.358	-	35.641	71.885	108.793
	(-) Custos de transação						-	(69)	-	(69)	(245)	(529)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	-	-
							283	35.289	-	35.572	71.640	108.264
TERMOPE	2ª emissão	1ª	40.000	105% CDI a.a.			657	112.000	-	112.657	220.879	318.177
	(-) Custos de transação						(422)	-	-	(422)	(829)	(1.176)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							235	112.000	-	112.235	220.050	317.001
	1ª Emissão	2ª	-	IGPM+9,5%			2.963	-	90.000	92.963	-	-
	(-) Custos de transação						-	-	(249)	(249)	-	-
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							2.963	-				



a) Captações de recursos no exercício:

Termopernambuco

Em 28 de fevereiro de 2013, a Companhia registrou em série única a emissão de 9.000 debêntures simples, todas nominativas e escriturais não conversíveis em ações. O valor nominal unitário é de R\$ 10, totalizando o volume de R\$ 90.000. A remuneração é realizada por CDI + 0,57% ao ano e será paga semestralmente, sendo o primeiro pagamento no dia 28 de agosto de 2013 e o último no dia 28 de agosto de 2016. Adicionalmente, o valor nominal unitário das debêntures será amortizado em 2 (duas) parcelas iguais, semestrais e consecutivas, após o período de carência de 2 (dois) anos contados a partir da data de emissão, sendo a primeira parcela paga em 28 de agosto de 2015 e a segunda parcela paga em 29 de fevereiro de 2016. As debêntures são simples, não conversíveis em ações de emissão.

Em 15 de dezembro de 2013, a Companhia realizou sua 4ª Emissão de Debêntures Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirográfrica, com Garantia Fidejussória. As Debêntures, objeto de oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM 476, tiveram como destinação o financiamento da aquisição, pela Emissora, de parte das ações representativas do capital social da Itapebi Geração de Energia S.A. e o saldo remanescente foi destinado para capital de giro da Emissora. Foram emitidas 80.000 (oitenta mil) Debêntures em três séries, sendo 12.450 (doze mil, quatrocentas e cinquenta) Debêntures da 1ª Série com remuneração de CDI + 0,80% ao ano, 55.550 (cinquenta e cinco mil, quinhentas e cinquenta) Debêntures da 2ª Série, com remuneração de CDI + 0,95% ao ano e 12.000 (doze mil) Debêntures da 3ª Série com remuneração de IPCA + 7,15% ao ano, conforme definido por meio do Procedimento de Bookbuilding, totalizando R\$ 800 milhões. A alocação das Debêntures entre as séries ocorreu no sistema de vasos comunicantes. A 1ª série tem prazo total de 4 (quatro) anos, sendo o pagamento de juros semestrais e a amortização do principal nos 3º e 4º anos. A 2ª série tem prazo total de 6 (seis) anos, sendo o pagamento de juros semestrais e a amortização do principal nos 4º, 5º e 6º anos. A 3ª série tem prazo total de 8 (oito) anos, sendo o pagamento de juros anuais e a amortização do principal nos 7º e 8º anos.

(b) 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.

Nas demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º de janeiro de 2012, as controladas atingiram todos os índices requeridos contratualmente.

(c) Garantias:

Para a 3ª Emissão de debêntures nas empresas Coelba e Celpe foram dadas garantias de receita própria e aval do acionista controlador. A 2ª emissão de debêntures da Termopernambuco é subordinada e com garantia fidejussória da Fiadora Neoenergia S.A, que se obriga pelo pagamento integral do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração e, se for o caso, dos Encargos Moratórios, e de todos e quaisquer valores, principais ou acessórios, devidos pela Emissora. Para as 3ª e 4ª emissões de debêntures da Termopernambuco as garantias são de espécie quirográfrica com garantia adicional fidejussória da Fiadora Neoenergia, que se obriga pelo pagamento integral do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração e, se for o caso, dos Encargos Moratórios, e de todos e quaisquer valores, principais ou acessórios, devidos pela Emissora.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo consolidados são os seguintes:

	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	Debêntures	Total	Debêntures	Total	Debêntures	Total
2014	-	-	-	-	381.679	380.442
2015	263.571	263.118	215.988	215.614	(1.121)	242.097
2016	325.821	325.271	215.988	216.648	(241)	216.407
2017	357.692	356.759	107.984	107.955	(67)	108.258
2018	185.167	184.511	-	-	-	-
Após 2018	305.127	304.471	-	-	-	-
Total	1.437.378	1.434.130	786.371	784.726	(3.100)	1.199.164

A mutação das debêntures é a seguinte:

	Consolidado		
	Moeda nacional		
	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 01 de Janeiro de 2012 (Reapresentado*)	441.218	1.199.164	1.640.382
Encargos	128.464	-	128.464
Variação monetária e cambial	467	107	574
Swap	3.299	3.392	6.691
Efeito cumulativo marcação a mercado	(484)	92	(392)
Transferências	419.322	(419.322)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(551.866)	-	(551.866)
(-) Custos de transação	(3.869)	1.293	(2.576)
Saldos em 31 de Dezembro de 2012 (Reapresentado*)	436.551	784.726	1.221.277
Ingressos	-	890.000	890.000
Encargos	95.313	-	95.313
Variação monetária e cambial	924	(45)	879
Swap	2.691	483	3.174
Efeito cumulativo marcação a mercado	(232)	(3)	(235)
Transferências	241.216	(241.215)	1
Amortizações e pagamentos de juros	(511.504)	-	(511.504)
(-) Custos de transação	1.841	184	2.025
Saldos em 31 de Dezembro de 2013	266.800	1.434.130	1.700.930

21 Salários e Encargos a Pagar

A Composição do saldo é como segue:

	Consolidado		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Salários	12.684	16.478	11.336
Encargos sociais	9.477	9.169	7.695
Provisões férias e 13º salário	33.365	29.093	26.219
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	8.470	9.418	8.188
Provisão PLR	28.757	27.922	10.851
Outros	1.080	995	903
Total	93.833	93.075	65.192

22 Taxas Regulamentares

A Composição do saldo é como segue:

	Consolidado			
	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Reserva Global de Reversão - RGR	(a)	180	88	22.019
Conta de Consumo de Combustível - CCC		3.803	22.592	38.123
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		1.746	6.253	5.640
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		4.689	5.009	4.188
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		828	854	1.304
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(b)	56.057	76.507	37.474
Programa de Eficientização Energética - PEE	(b)	25.626	30.131	63.291
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE		1.546	1.642	1.682
Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos - CFURH		2.254	1.977	2.325
Encargo do Serviço do Sistema - ESS		4	-	7.723
Encargo do Consumidor - Tesouro Nacional		10	4.753	2.017
Ministério de Minas e Energia - MME		923	1.004	-
Total		97.666	150.810	185.786
Passivo circulante		64.276	97.681	107.784
Passivo não circulante		33.390	53.129	78.002

(a) A Medida Provisória nº 579, de 12 de setembro de 2012, posteriormente convertida em Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, Art. 21, desobriga as distribuidoras, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR. Por sua vez, o Despacho nº 34, de 10 de janeiro de 2013 revoga os Despachos que fixaram as quotas mensais de RGR do exercício de 2012, especificamente no que diz respeito às quotas que deveriam ser cobradas a partir de 15 de janeiro de 2013, com vistas à redução das tarifas aos consumidores finais de energia elétrica.

(b) A Coelba, Celpe, Cosern e as Geradoras, conforme cada caso inerente à atividade, reconheceram os passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), líquidos dos valores aplicados mas ainda não 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 nºs 300/2008 e 316/2008. Os valores desembolsados referentes aos projetos que já foram iniciados estão registrados na conta contábil Serviços em curso no ativo circulante e são liquidados quando da finalização de cada projeto.

23 Impostos e Contribuições a Recolher

A Composição do saldo é como segue:

	Controladora			Consolidado		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Circulante						
Imposto de Renda - IR	-	16.657	11.235	119.502	159.109	99.775
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	9	1.637	-	22.387	26.465	7.839
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	2.642	11	1	148.680	159.943	188.616
Programa de Integração Social - PIS	12.168	2.520	1.055	24.056	17.422	15.673
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	6	11.607	4.861	54.617	82.376	71.081
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	1	226	100	8.882	9.617	12.450
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	124	1	9	2.390	2.570	2.496
IOF	-	124	121	-	124	122
Imposto sobre Serviços - ISS	-	10	10	4.242	3.608	7.430
Recuperação Fiscal - REFIS	150	-	-	150	-	-
Parcelamento de Tributos	2.440	65	30	2.440	70	873
Impostos e contribuições retidos na fonte	-	-	-	13.407	15.021	3.980
Outros	-	-	-	8.807	12.539	6.445
Total	17.540	32.858	17.422	409.560	488.864	416.780
Não-Circulante						
Imposto de Renda - IR	-	-	-	1.378	6.951	7.275
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	-	-	-	5.245	3.854	2.361
Programa de Integração Social - PIS	-	-	-	2.018	1.943	292
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	-	-	7.146	6.907	415
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-	-	73	-	115
Outros	-	-	-	15.860	19.655	10.458
Total	17.540	32.858	17.422	425.420	508.519	427.238

24 Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

Em reuniões do Conselho de Administração foram aprovadas as declarações de juros sobre capital e dividendos da seguinte forma:

Deliberação	Provento	Valor	
		Deliberado	Valor por Ação ON
2013			
RCA de 18 abril de 2013	JSCP	43.449	0,007426349
AGO de 24 de junho de 2013	Dividendos	14.598	0,002494976
RCA de 28 de junho de 2013	JSCP	48.159	0,008231387
RCA de 24 julho de 2013	Dividendos	2.050.000	0,350389245
RCA de 22 de agosto de 2013	Dividendos	150.566	0,025734917
RCA de 30 dezembro de 2013	JSCP	31.089	0,005313727
		2.337.861	
2012			
RCA de março de 2012	JSCP	78.985	13,50024170
AGO de 24 de abril de 2012	Dividendos	194.023	33,16271940
RCA de 29 de junho de 2012	JSCP	56.893	9,72424190
RCA de 31 de agosto de 2012	Dividendos	249.600	42,66202771
RCA de 28 de setembro de 2012	JSCP	45.781	7,82503720
RCA de 28 de dezembro de 2012	JSCP	154.774	26,45426430
		780.056	

O pagamento dos juros sobre o capital próprio está sendo considerado no cômputo do dividendo mínimo obrigatório.

O Artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permite a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária.

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	31/12/2013	31/12/2012
Dividendos Mínimos sobre o Lucro Líquido		
Ações ordinárias	5.850.636	5.850.636
Dividendos Mínimos sobre o Lucro Líquido Ajustado		
Lucro líquido do exercício	877.144	1.049.210
Absorção de prejuízo acumulado	(415.286)	-
Constituição da reserva legal	-	(63.224)
Base de cálculo do dividendo	461.858	985.986
Dividendos Mínimos Obrigatórios	115.465	246.497
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos e Propostos:		
Dividendos adicionais	2.064.598	-
Dividendos intermediários	150.566	249.600
Juros sobre capital próprio	122.701	336.433
Total Bruto	2.337.865	586.033
Imposto de Renda Retido na Fonte sobre os Juros sobre Capital Próprio 15% (*) (7.007)	(7.007)	(25.731)

(*) Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.

A formação dos saldos de dividendos e JSCP a pagar, é como segue:

	Controladora
Saldos em 01 de Janeiro de 2012	133.910
Dividendos e juros sobre o capital próprio:	
Declarados	780.056
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(25.731)
Pagos no período	(745.298)
Saldos em 31 de Dezembro de 2013	142.937
Declarados	2.335.572
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(7.007)
Pagos no período	(2.442.791)
Saldos em 31 de Dezembro de 2013	28.711

25 Provisões

As provisões constituídas consolidadas para contingências passivas estão compostas como segue:

	Consolidado					
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Ambientais	Total
Saldos em 1º de Janeiro de 2012	119.533	85.050	101.737	-	12.197	318.517
Constituição	54.163	60.353	1.019	17.479	2.286	135.300
Baixas/reversão	(61.407)	(46.498)	(69)	-	(390)	(108.364)
Atualização	23.712	15.317	6.607	308	191	46.135
Saldos em 31 de Dezembro de 2012	136.001	114.222	109.294	17.787	14.284	391.588
Constituição	46.368	86.195	1.581	-	3.848	137.992
Baixas/reversão	(49.997)	(50.303)	(2.981)	-	(3.427)	(106.708)
Atualização	28.471	20.234	7.133	4.428	472	60.738
Saldos em 31 de Dezembro de 2013	160.843	170.348	115.027	22.215	15.177	483.610

A Administração da Companhia e suas controladas consubstanciadas na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

Trabalhistas

Referem-se a ações movidas por ex-empregados contra as controladas, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras, e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

Contingência Trabalhista	Consolidado						
	Ref.	Atualizado	Instância	de Perda	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Ex-empregados da companhia		77.241	1ª, 2ª e 3ª	Provável	77.241	57.434	48.096
		219.614	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		67.962	1ª				



a) Custo e despesa de pessoal

	Controladora		Consolidado	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Pessoal				
Remunerações	(5.755)	-	(289.461)	(247.506)
Encargos sociais	(433)	(563)	(138.632)	(131.714)
Auxílio-alimentação	(6)	(67)	(32.983)	(29.728)
Convênio assistencial e outros benefícios	(1.434)	(1.160)	(22.326)	(19.245)
Rescisões	4.000	(4.000)	(21.679)	(30.877)
Provisão para férias e 13º salário	(45)	-	(66.145)	(64.758)
Plano de saúde	(118)	(145)	(26.892)	(14.764)
Contencioso trabalhista	-	-	(20.016)	(21.479)
Participação nos resultados	-	-	(43.907)	(49.266)
Encerramento de ordem em curso	-	-	(4.314)	(5.636)
(-) Transferências para ordens	-	-	120.231	153.487
Total	(3.791)	(5.935)	(546.124)	(461.486)

b) Energia elétrica comprada para revenda

	31/12/13		31/12/12	
	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)
Energia Elétrica Comprada para Revenda				
Terceiros	(4.389.374)	29.005.946	(4.241.800)	28.918.721
Partes Relacionadas	(32.889)	7.125.863	(90.391)	7.233.325
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	(457.399)	826.846	(215.732)	631.584
Proinfra	(173.568)	760.484	(149.024)	776.850
Encargo de Energia de Reserva - EER	-	-	(66.850)	-
Recursos CDE	248.436	-	-	-
Créditos de PIS e COFINS	502.933	-	420.310	-
Total	(4.324.522)	37.719.139	(4.343.487)	37.560.480

(*) Informações não auditadas.

c) Custo com encargos de uso do sistema de transmissão

	30/09/13		31/12/12	
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão				
Terceiros	-	-	(326.515)	(653.349)
Partes relacionadas	-	-	(4.285)	(242)
Encargo de Energia de Reserva - EER	-	-	(426.470)	(119.891)
Recursos CDE	-	-	307.757	-
Crédito PIS/COFINS	-	-	27.123	53.449
Total	-	-	(422.390)	(720.033)

d) Depreciação e amortização

	30/09/13		31/12/12	
Depreciação e Amortização				
Quota de depreciação e amortização no exercício	-	-	(606.940)	(599.261)
(-) Depreciação e Amortização transferida para ordens em curso	-	-	(209)	(221)
(-) Crédito PIS/COFINS	-	-	11.996	11.656
Depreciação e Amortização residual no resultado	-	-	(595.153)	(587.826)

e) Outros custos e despesas operacionais

	30/09/13		31/12/12	
Outros Custos e Despesas Operacionais				
Seguros	-	(8)	(12.018)	(11.526)
Doações e contribuições	-	(704)	(1.484)	(3.531)
Recuperação de despesa	-	-	7.499	7.742
Transporte	-	-	(16)	(25)
Publicações e avisos de desligamentos	-	-	(23)	(16)
Órgãos de classe do setor elétrico	-	-	(6.036)	(4.909)
Despesas de viagem	-	(38)	(11.292)	(8.368)
Consumo próprio e energia elétrica	-	-	(12.076)	(13.685)
Propaganda e publicidade	-	(116)	(8.415)	(6.846)
Indenização processos cíveis e fiscais	-	-	(52.581)	(38.685)
Alimentação	-	(8)	(2.985)	(2.064)
Multas ANEEL	-	-	-	-
Encerramento de ordem em curso	-	(1.917)	(412)	(2.956)
Contencioso trabalhista - Terceiros	-	-	(5.414)	(5.450)
Perda operacional	-	-	(9.473)	-
Contencioso trabalhista - Terceiros	-	-	(14.404)	(13.534)
Outros	-	(4.585)	(7.696)	(12.712)
Total	-	(7.376)	(136.810)	(116.565)

30 Receitas e Despesas Financeiras

A Composição da receita financeira é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Receita financeira				
Renda de aplicações financeiras	124.281	236.047	124.281	236.047
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	20.834	10.062	20.834	10.062
Outras receitas financeiras	6	-	6	-
Total	145.121	246.109	145.121	246.109

A Composição da despesa financeira é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Despesa financeira				
Encargos de dívida	-	(515)	-	(515)
Outras despesas financeiras	(25.237)	(20.435)	(25.237)	(20.435)
Total	(25.237)	(20.950)	(25.237)	(20.950)

(a) Corresponde basicamente ao PIS e COFINS sobre os JSCP recebidos das investidas.

	31/12/13		31/12/12	
Despesa financeira				
Encargos de dívida	(424.670)	(457.473)	(424.670)	(457.473)
Varição monetária	(195.243)	(150.451)	(195.243)	(150.451)
Varição cambial	(239.366)	(71.192)	(239.366)	(71.192)
Operações swap	(171.361)	(86.593)	(171.361)	(86.593)
Multas regulatórias	(45.849)	(67.922)	(45.849)	(67.922)
Perda acréscimos moratórios	(2.089)	(4.483)	(2.089)	(4.483)
Déficit avaliação atuarial - Benefícios pós-emprego	(33.178)	(25.101)	(33.178)	(25.101)
Previdência privada	(16.456)	(43.839)	(16.456)	(43.839)
Outras despesas financeiras	(67.411)	(76.473)	(67.411)	(76.473)
Total	(1.195.623)	(983.527)	(1.195.623)	(983.527)

31 Participação nos Lucros

A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e Artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos. O montante desta participação no consolidado em 31 de dezembro de 2013 foi de R\$ 43.833 (R\$ 49.266 em 31 de dezembro de 2012), a qual é considerado o benefício de curto prazo. A companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

32 Saldos e Transações com Partes Relacionadas

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

Empresas	Ref.	Natureza de Operação	31/12/13		31/12/12	
			Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
COELBA		Energia fornecida	85.315	-	477.923	44.194
		Uso da rede	1.919	291	16.474	2.050
		Prestação de serviço	4	-	26	2
		Dividendos	-	-	46.694	-
		Juros sobre capital próprio	100.061	-	99.830	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	4.381	-	1.868
		Aluguel/Comodato	-	-	1.068	83
		Reembolso de despesa	-	13	(263)	31
		Outros	-	6	(67)	55
		Total	189.701	4.691	495.161	195.255
CELPE		Energia fornecida	80.395	-	553.798	70.798
		Uso da rede	62	149	(1.931)	71
		Prestação de serviço	444	-	5.301	437
		Dividendos	-	-	2.338	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	5.461	994	-	2.749
		Aluguel/Comodato	54	-	592	66
		Total	86.416	1.143	557.760	76.459
COSEERN		Energia fornecida	418	-	3.307	405
		Uso da rede	5	-	65	13
		Prestação de serviço	218	-	2.819	87
		Dividendos	2.187	-	-	12.186
		Juros sobre capital próprio	32.871	-	30.547	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	375	1.643	-	371
		Aluguel/Comodato	-	-	-	17
		Total	36.074	1.643	6.191	43.626

Empresas	Ref.	Natureza de Operação	31/12/13		31/12/12	
			Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
TERMO-PERNAMBUCO		Energia fornecida	-	-	174.043	18.209
		Energia comprada	-	100.824	(639.002)	-
		Uso da rede	8	44	(428)	6
		Dividendos	1.182	-	-	1.016
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	4.494	-	39
		Reembolso de despesa	-	-	-	1.180
		Outros	24	-	-	-
		Total	1.214	105.362	(465.387)	20.450
TERMOAÇU		Aluguel/Comodato	-	-	196	-
		Reembolso de despesa	-	-	-	343
		Outros	172	-	-	-
		Total	172	-	196	343
ITAPEBI		Energia fornecida	523	-	12.989	460
		Energia comprada	-	58.944	(344.700)	-
		Uso da rede	6	-	80	5
		Prestação de serviço	238	-	1.337	71
		Juros sobre capital próprio	616	-	-	9.548
		Debêntures - Aplicação / Emissão	8.572	314	-	4.278
		Aluguel/Comodato	66	-	788	66
		Reembolso de despesa	-	5.119	-	6.300
		Outros	-	2.151	-	4.730
		Total	10.021	66.528	(329.506)	14.428
GERAÇÃO CIII		Energia fornecida	45	-	1.306	37
		Prestação de serviço	333	-	3.980	300
		Dividendos	27.613	-	-	25.462
		Juros sobre capital próprio	8.080	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	103	-	-
		Reembolso de despesa	1.951	-	-	1.951
		Total	38.022	103	5.286	27.750
NC ENERGIA		Energia fornecida	241	-	4.022	274
		Energia comprada	-	2.998	(200.855)	-
		Dividendos	62.083	1.428	-	36.326
		Juros sobre capital próprio	1.288	-	-	510
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	257	-	266
		Aluguel/Comodato	-	-	351	-
		Reembolso de despesa	1.236	-	-	1.238
		Outros	-	311	-	-
		Total	64.848	4.994	(196.482)	38.348
NEOENERGIA SERVIÇOS		Prestação de serviço	-	661	(20.582)	-
		Dividendos	3.910	-	-	1.966
		Juros sobre capital próprio	-	-	-	158
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	50	-	68
		Reembolso de despesa	-	99	-	-
		Total	3.910	810	(20.582)	2.124
GARTER		Adiantamento - AFAC	-	-	2	-
		Outros	2	-	-	-
		Total	2	-	2	-
BAGUARI I		Energia fornecida	-	-	246	-
		Energia comprada	-	962	(7.783)	-
		Uso da rede	1	-	8	-
		Dividendos	7.105	-	-	9.695
		Juros sobre capital próprio	9.316	-	-	6.985
		Debêntures - aplicação/emissão	-	162	-	172
		Reembolso de despesa	-	1.932	-	1.932
		Total	18.354	1.124	(7.529)	18.612
BAHIA PCH I		Energia fornecida	-	-	(1.189)	-
		Energia comprada	-	-	-	1.889
		Uso da rede	119	-	652	64
		Prestação de serviço	316	-	1.815	-
		Dividendos	32.135	-	-	18.701
		Debêntures - aplicação/emissão	-	172	-	100
		Reembolso de despesa				



33 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 alteração da Deliberação CVM nº 684, de 30 de agosto de 2012, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 40(R1), as Companhias do Grupo efetuaram uma avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

Considerações Gerais e Políticas

A administração dos riscos financeiros das Companhias do Grupo seguem 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, o Grupo segue a Política de Crédito 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

As Controladas e a Controladora promovem 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 os exercícios findos 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 classificados considerados como mantidos para negociação e por isso classificado 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 vencimentos 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, geração e transmissão que não foram amortizados durante o período de concessão.
- **Concessão do serviço público (ativo financeiro) - Recebíveis de transmissão** - composto pelos recebíveis garantidos por contrato junto ao poder concedente pela construção dos ativos de transmissão disponibilizados ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Estão mensurados pelo custo amortizado dado pela projeção dos fluxos de caixa contratual descontado pela taxa de retorno do projeto.
- **Fornecedores** - decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado.
- **Concessão do serviço público (passivo financeiro) - Uso do bem público** - corresponde ao valor presente dos fluxos de caixa das obrigações decorrentes da outorga ofertada para obtenção da concessão de alguns dos projetos de geração controlados pelo Grupo. Esses passivos estão classificados como empréstimos e recebíveis e mensurados pelo custo amortizado. A taxa de desconto aplicada é a taxa de retorno exigida à época da obtenção do projeto.
- **Empréstimos, financiamentos e debêntures.**

O principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão das Companhias, a execução e financiamento dos empreendimentos em construção e em operação, além de eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.

✓ Empréstimo em moeda nacional Banco do Brasil (NCC) - são considerados como item objeto de *hedge*, classificado como passivo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado.

✓ Demais empréstimos e financiamentos em moeda nacional - são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão mensurados pelo custo amortizado, refletindo seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Os valores justos 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 prefixadas, e do capital de giro da Companhia, com custos atrelados à CDI - Certificado de Depósito Interbancário.

✓ Debêntures em moeda nacional - são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão mensurados pelo custo amortizado, refletindo seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores justos calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANBIMA, sendo utilizado como projeção dos seus indicadores as curvas da BM&F em vigor na data do balanço.

✓ Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira - são itens objeto de *hedge*, classificado como passivo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado.

Instrumentos financeiros derivativos.

Os derivativos são mensurados a valor justo por meio do resultado da mesma forma como as dívidas a eles atreladas. Embora a Companhia faça uso de derivativos com o objetivo de proteção, ela não aplica a chamada contabilização de *hedge* (*hedge accounting*).

✓ Operação com derivativo para proteção contra variações cambiais - tem por objetivo a proteção contra variações cambiais nas captações realizadas em moeda estrangeira e em moeda nacional indexada a variação cambial sem nenhum caráter especulativo. Esses se apresentam composto ou compensando os passivos financeiros objetos de proteção, pois serão liquidados em prazo e volumes semelhantes.

✓ Operação com derivativo para troca de taxa de juros - consiste na troca do resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa prefixada, equivalente aos juros de um empréstimo, pelo resultado financeiro apurado pela aplicação, sobre o mesmo valor, de percentual da taxa DI, sem nenhum caráter especulativo. Esses se apresentam composto ou compensando os passivos financeiros objetos de proteção, pois serão liquidados em prazo e volumes semelhantes.

A Companhia não possui outros instrumentos financeiros derivativos, reconhecidos ou não como ativo ou passivo no balanço patrimonial, tais como contratos futuros ou opções (compromissos de compra ou venda de moeda estrangeira, índices ou ações), contratos a termo ou qualquer outro derivativo, inclusive aqueles denominados "exóticos".

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial, utilizando *swap* dólar para CDI, IGP-M e troca de taxa de juros, utilizando *swap* de taxa prefixada para CDI, conforme descrito a seguir:

✓ Operação de "hedge" para a totalidade do endividamento com exposição cambial, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda estrangeira.

✓ Operação de "hedge" para o empréstimo em moeda nacional Banco do Brasil (NCC), de forma que o resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa prefixada seja trocado pelo resultado financeiro apurado pela aplicação, sobre o mesmo valor, de 99,5% da taxa DI.

A política do Grupo não permite a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

Os derivativos e respectivos itens objeto de proteção foram ajustados ao valor justo. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado à proteção foram registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

Os contratos de derivativos, considerados instrumentos de proteção de fluxo de caixa, vigentes em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são como segue:

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência		Valor Justo		Efeito acumulado 31/12/13	
					Moeda Estrangeira		Moeda Local		Valor a Receber/Recebido - a Pagar/Pago	
					31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Contratos de swaps:										
Ceolba Swap										
Ativa	Bancos Santander e Citibank	11/07/06 / 15/06/09 / 22/06/10 / 26/08/10 / 10/12/10	26/06/2013	USD 6M LIBOR + 1% a.a./USD 6M LIBOR + 1.875% a.a.	USD 150.000	USD 150.000	R\$ 284.912	R\$ 282.704	355.194	310.422
Passiva	Merrill Lynch e BNP Paribas			106,75%/107,25%/101,61%/101,72%/103,27%/100,40% e 102,87% do CDI					285.233	282.933
									69.961	27.489
										29.857
Swap										
Ativa	Banco Votorantim	30/07/04	27/01/14	USD + 13,4853% a.a. IGP-M + 13,95% a.a.	USD 1.373	USD 2.979	R\$ 4.150	R\$ 9.003	7.366	12.599
Passiva									24.014	43.319
									(16.648)	(30.720)
										(2.700)
Swap										
Ativa	Banco de Tokyo	03/12/12	14/06/18	114,29% * (USD Libor 3M + 0,80% a.a.) CDI + 0,60% a.a.	USD 50.000	USD 50.000	R\$ 104.005	R\$ 104.005	113.514	96.988
Passiva									104.416	104.305
									9.098	(7.317)
										9.123
Swap										
Ativa	Bank of America Merrill Lynch	13/11/12 / 16/11/12 / 19/11/12 / 05/12/2013	14/06/2018 / 20/12/2018	117,65% * (USD Libor 3M + 1,70% a.a.) CDI + 0,552% a.a./CDI + 0,60% a.a./CDI + 0,61% a.a./106% do CDI	USD 209.900	USD 200.000	R\$ 439.032	R\$ 415.500	498.233	409.944
Passiva										440.727
										416.696
										57.507
										(6.752)
										40.031
Swap										
Ativa	Banco do Brasil	06/05/2010	Liquidado em 30/12/2013	12,16% a.a.	-	-	R\$ 0	R\$ 100.000	-	143.693
Passiva				99,5 % do CDI					-	128.936
										14.757
										(1.462)
Swap										
Ativa	Citibank	22/11/13	03/12/18	117,65%*(USD Libor 3M + 0,970% a.a.)	USD 98.000	-	R\$ 225.400	-	225.090	-
Passiva				104,5% do CDI					227.063	-
									(1.973)	-
										(1.973)
Swap										
Ativa	JP Morgan	03/12/13	17/12/18	3,4588% a.a. 105% do CDI	USD 24.500	-	R\$ 58.065	-	56.995	-
Passiva									58.291	-
									(1.296)	-
									116.650	(2.543)
										71.581
Ceolpe Swap										
Ativa	Banco Citibank	30/06/08	30/06/26	Euro + 2% a.a. 72,5% do CDI	EUR 288	EUR 325	R\$ 928	R\$ 837	1.033	930
Passiva							R\$ 727	R\$ 785	727	748
									306	182
										(14)
Swap										
Ativa	Banco Citibank	30/06/08	30/06/16	Euro + 4% a.a. 92% do CDI	EUR 1.202	EUR 1.966	R\$ 3.877	R\$ 4.534	3.975	4.857
Passiva							R\$ 3.037	R\$ 4.251	3.037	4.260
									938	597
										146
Swap										
Ativa	Banco do Brasil	06/05/10	14/04/14	12,16 a.a. 99,5% do CDI	-	-	R\$ 0	R\$ 196.552	-	208.356
Passiva									-	186.958
										21.399
										186.957
										19.277
Swap										
Ativa	Banco Citibank	03/12/13	03/12/18	USD + 1,1765*(Libor 3M + 0,97% a.a.) 104,5% do CDI	USD 17.016	-	R\$ 39.868	-	39.060	-
Passiva							R\$ 39.388	-	39.388	-
									(328)	-
									916	22.178
										19.409
Cosern Swap										
Ativa	Bank Of American	08/04/2011	06/05/2016	USD 6M LIBOR + 2,39% a.a. CDI - 104,5% a.a.	USD 9.482	USD 9.482	R\$ 15.000	R\$ 15.000	22.461	19.777
Passiva									15.219	15.162
									7.242	4.615
										2.211
Swap										
Ativa	Banco do Brasil	06/05/2010	Liquidado em 30/12/2013	12,16% a.a. 99,5 % do CDI	-	-	R\$ 53.000	R\$ 53.000	-	76.157
Passiva									-	68.336
										7.821
										-
Swap										
Ativa	Citibank	03/05/2010	03/12/2018	USD 6M LIBOR + 2,16% a.a. CDI - 104,5% a.a.	USD 85.000	-	R\$ 195.500	R\$ 0	195.184	-
Passiva									196.942	-
									(1.758)	-
									5.484	12.436
										5.563
Termopernambuco Swap										
Ativa	Banco de Tokyo	03/12/12	14/06/18	USD + 2,95% a.a. 2013 a 2014/USD + 3,20% 2015 a 2017 110% CDI	USD 58.680	USD 58.680	R\$ 137.903	R\$ 120.285	136.394	121.340
Passiva									121.221	120.887
									15.174	453
									138.222	32.524
										111.274

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 3.1.3 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 os seus valores justos.

O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 01 de janeiro de 2012, classificados pelas categorias de instrumentos financeiros, conforme disposto no CPC 38 e a comparação com os seus valores justos:

Ativos Financeiros (Circulante/Não Circulante)	31/12/2013		31/12/2012		01/01/2012	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Empréstimos e Recebíveis 3.273.826	3.273.826	3.622.015	3.622.015	3.698.326	3.698.326	
Contas a receber de clientes e outros	3.222.082	3.222.082	3.587.316	3.587.316	3.666.777	3.666.777
Recurso CDE	17.424	17.424	-	-	-	-
Concessão do Serviço Público - Recebíveis Transmissoras	34.320	34.320	34.699	34.699	31.549	31.549
Mantidos Até o Vencimento 15.690	15.690	65.922	65.922	59.980	59.980	
Títulos e valores mobiliários	15.6					



A análise de sensibilidade demonstra os impactos no resultado do Grupo 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 do Grupo no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

Operação	Indexador	Risco	Taxa no		Cenário	Cenário	Cenário
			Período	Saldo	Provável	(II)	(III)
ATIVOS FINANCEIROS							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda					
		8,1%	1.709.571	137.676	103.257	68.838	
Aplicações financeiras em SELIC	SELIC	Queda					
		8,2%	12	1	1	0	

PASSIVOS FINANCEIROS
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures
 Dívidas em CDI CDI Alta do CDI 8,1% 2.018.378 162.545 203.182 243.818
 Swap Ponta Passiva em CDI CDI Alta do CDI 8,1% 1.453.027 117.016 146.270 175.524
 Dívida em TJLP TJLP Alta da TJLP 5,0% 1.725.214 86.261 107.826 129.391
 Dívida em IPCA IPCA Alta da IPCA 5,9% 120.229 7.106 8.882 10.658
 Swap Ponta Passiva em IGPM IGPM Alta da IGPM 5,5% 24.085 1.331 1.664 1.996
 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 das Companhias não honrarem 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 Controladora e suas Controladas mantinham um total de aplicações no curto prazo de R\$ 1.974.366, sendo R\$ 1.892.974 em fundos exclusivos e R\$ 83.392 em outros ativos.

A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de caixa das obrigações das Companhias controladas do Grupo, 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.

		31/12/2013							
		Fluxo de Caixa							Acima de 5 Anos
	Contábil	Contratual	Até 3 Meses	2014	2015	2016	2017	2018	
Passivos Financeiros									
não Derivativos:									
Empréstimos e financiamentos (5.640.752) (8.114.324) (102.347) (792.151) (983.849) (1.432.880) (1.736.953) (2.079.084) (587.060)									
Debêntures (1.684.282) (2.382.210) (7.490) (397.325) (442.233) (477.385) (461.448) - (596.329)									
Fornecedores (1.119.309) (1.110.369) - (1.064.490) (11.134) - - - - (34.745)									
Passivos Financeiros Derivativos									
Não designados como hedge accounting:									
Bank of America 64.749 149.559 (7.931) (27.841) (40.322) (22.740) 132.761 115.633 -									
Banco de Tokyo 25.781 27.051 (2.199) (7.407) (10.774) (9.946) 31.778 25.598 -									
Títulos Externos 69.961 78.379 - 43.372 35.007 - - - -									
3ª Emissão									
Debêntures (16.648) (16.930) (16.930) - - - - -									
Banco do Brasil - - - - - - - - -									
Citibank (4.059) 81.609 (4.813) (37.090) (47.038) (44.107) (34.073) 248.729 -									
JP Morgan (1.296) 6.704 (915) (3.165) (4.964) (5.300) (5.109) 26.157 -									
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KfW 1.243 2.108 - 381 552 370 74 (18) 749									

• **Riscos Operacionais**
 ✓ Risco de crédito

O risco surge da possibilidade das Companhias do Grupo virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros.

Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pelas Companhias do Grupo que são de distribuição, geração e transmissão, 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 do Grupo 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 as empresas do Grupo, 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 das Companhias do Grupo, o Contas a receber de clientes e outros. A seguir são apresentadas as políticas e/ou riscos de créditos obtidos para esse ativo por atividade:

Distribuidoras
 Sua principal exposição de risco de crédito é oriunda 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.

Geradoras
 Sua principal exposição de risco de crédito é oriunda da possibilidade da empresa vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber realizando diversas ações de cobrança. Além disso, os clientes da Companhia têm firmado um Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento das Obrigações.

Transmissoras
 O risco surge da possibilidade das Companhias do Grupo virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros. Para os ativos financeiros oriundos da atividade das Transmissoras 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. Este risco também é reduzido em função da Companhia manter contratos de fornecimentos de energia com empresas sólidas, sendo seu principal cliente uma empresa relacionada.

Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários as transmissoras seguem as disposições da Política de Crédito do Grupo 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 as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

A seguir a demonstramos a exposição total de crédito detida em ativos financeiros consolidados pelo Grupo. Os montantes estão demonstrados em sua integralidade sem considerar nenhum saldo de provisão de redução para recuperabilidade do ativo.

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Mensurados pelo Valor Justo por Meio do Resultado			
Caixa e equivalentes de caixa	1.974.366	3.770.684	4.039.346
Títulos e valores mobiliários	15.760	148.457	106.215
Empréstimos e Recebíveis			
Contas a receber de clientes e outros	3.222.082	3.587.316	3.666.777
Concessão do serviço público - Recebíveis transmissoras	34.320	34.699	31.549
Recurso CDE	17.424	-	-
Mantidos Até o Vencimento			
Títulos e valores mobiliários	15.690	65.922	59.980
Disponível para Venda			
Concessão do serviço público - Indenização	2.353.666	2.081.666	805.744

Adicionalmente a Neoenergia *holding* é avalista e ofereceu fiança para algumas operações de empréstimos e financiamentos e emissões de debêntures de suas participadas. A seguir está demonstrada a relação com a exposição total de crédito da controladora decorrente dessas operações.

Empresa	Ref.	Tipo de Aval	Credor	Vencimento	Custo do Contrato	31/12/13
Empresas controladas (*)						
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% a.a.	2.458
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% a.a.	2.459
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	jan-00	1.543
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 1,82% a.a.	17.142
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 2,82% a.a.	17.147
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	jan-00	5.512
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 1,82% a.a.	110.486
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 2,82% a.a.	110.529
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/18	jan-00	41.402
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 1,82% a.a.	1.888
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 2,82% a.a.	1.889
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 1,70%	4.146
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 2,70%	4.148
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 1,70%	59.116
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 2,70%	59.136
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/23	3% a.a.	27.159
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	10% a.a. (Com o rebate é 7,5% no Semi-Árido e 8,5% for a do Semi-Árido)	67.174
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINPE	15/02/18	(TJLP-6%) + 5% a.a.	27.601
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINPE	15/12/18	4% a.a.	15.738
CELPE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	20/04/17	111,3% do CDI	366.449
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Citibank	03/12/18	LIBOR + 0,97%	38.188
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	10,00% a.a.	41.971
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	22/08/16	10,00% a.a.	4.458
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	09/09/18	10,00% a.a.	224.663
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINPE	15/02/18	5,00% a.a.	40.065
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINPE	15/02/19	5,00% a.a.	10.890
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	4,50% a.a./TJLP + 2,12% a.a. TJLP + 3,12% a.a.	24.166
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	5,50 % a.a./TJLP + 1,82% a.a. TJLP + 2,82% a.a.	73.050
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/17, 15/02/18 e 15/06/18	5,50 % a.a./TJLP + 1,82% a.a. /TJLP + 2,82% a.a.	600.303
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/2021 e 17/04/2023	3% a.a./TJLP + 1,70% e 2,70%	280.281
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Votranim	27/01/14	VC + 10,80% a.a.	7.365
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	30/11/22	jan-00	16.898
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	jan-00	40.746
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINPE	15/01/18	5% aa	12.784
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% a.a.	87
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% a.a.	87
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% a.a.	73
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% a.a.	73
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% a.a.	111
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% a.a.	111
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% a.a.	40
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% a.a.	40
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% a.a.	1.596
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% a.a.	1.596
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	4,5% aa	1.938
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 1,82% a.a.	8.250
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 2,82% a.a.	8.253
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	5,5% aa	2.982
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 1,82% a.a.	4.072
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 2,82% a.a.	4.074
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 1,82%	49.302
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 2,82% a.a.	49.321
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/18	5,5% aa	15.673
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 1,70% a.a.	1.229
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 2,70% a.a.	1.229
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 1,70% a.a.	27.748
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 2,70% a.a.	27.758
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/23	jan-00	4.812
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINPE	15/10/20	5% a.a.	3.458
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	CITIBANK	03/12/18	LIBOR 3m+ 0,97% a.a.	196.097
AFLUENTE T	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/07/20	4,5% a.a.	3.471
BAGUIARI I	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	30/07/26	TJLP + 2,19%	168.714
BAHIA POH I	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/05/24	TJLP + 1,92%	80.065
GERAÇÃO CII	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/03/23	TJLP + 1,91%	107.879
GOIÁS SUL	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/03/24	TJLP + 2,27%	99.730
ITAPEBI	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	30/04/17	112,5% CDI	203.601
SE NARANDIBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	31/07/20	4,5% a.a.	32.046
SE NARANDIBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/12/22	2,5% a.a.	1.561
SE NARANDIBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/01/23	2,5% a.a.	5.487
TERMOFE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Outros Debenturistas	08/10/14	CDI + 0,5%	112.235
TERMOFE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Tokyo-Mitsubishi	23/05/17	USD + 2,95% 1º ano e 3,20% 2º ao 5º ano	137.903
TERMOFE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	28/02/16	CDI + 0,57%	92.714
TERMOFE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/17	CDI + 0,8% a.a.	124.560
TERMOFE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/19	CDI + 0,95% a.a.	555.803
TERMOFE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/21	IPCA + 7,15% a.a.	120.229
RIO PCH I	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	29/02/24	TJLP + 2,28%	68.259
BAGUIARI I	(a)	Fiança Bancária	Itaú	05/02/13	-	1.341
ITAPEBI	(a)	Fiança Bancária	Itaú	10/10/12	-	5.819
GOIÁS SUL	(a)	Fiança Bancária	Itaú	05/02/13	-	2.833
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Alfa	01/01/12	-	1.912
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Itaú	28/01/13	-	2.409
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Santander	19/06/12	-	1.528
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Santander	29/11/12	-	4.241
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Santander	20/12/12	-	729
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Itaú	01/03/13	-	1.190
TERMOFE	(a)	Fiança Bancária	Itaú	05/07/12	-	1.927
TERMOFE	(a)	Fiança Bancária	Itaú	18/07/12	-	159



	FASERN			FAELBA		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	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	687	762	578	64.093	78.883	65.216
Valor justo dos ativos do plano	1.065	747	381	112.208	117.530	100.233
<i>Déficit (superávit)</i>						
para planos cobertos	(378)	15	197	(48.115)	(38.647)	(35.017)
Efeito do limite de parágrafo 58b (1)	-	-	-	43.546	33.003	31.857
Passivo (ativo) atuarial líquido total	(378)	15	197	(4.569)	(5.644)	(3.160)

	FASERN			FAELBA		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	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)
<i>Déficit (superávit)</i>						
para planos cobertos	271.034	361.266	314.297	(5.114)	(4.147)	(2.306)
Passivo (ativo) atuarial líquido total	271.034	361.266	314.297	(542)	(769)	(680)

(1) Refere-se à parte do *superávit* acumulado do Plano BD não atribuível à Companhia na observância da proporção contributiva (50%) no período em que se deu a constituição do *superávit*. Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(1.788)	-	-	(673)	(1.146)	(4.235)
Custo do serviço corrente (com juros, líquido da contribuição do participante)	-	381	277	-	-	-
Juros sobre as obrigações atuariais	-	587	488	-	-	-
Rendimento esperado dos ativos do plano	-	(195)	(264)	-	-	-
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidas	-	126	10	-	-	-
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	(1.788)	900	511	(673)	(1.146)	(4.235)

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo do serviço corrente (com juros, líquido da contribuição do participante)	87	60	48	-	-	-
Juros sobre as obrigações atuariais	68	70	58	6.823	6.850	6.150
Rendimento esperado dos ativos do plano	(72)	(47)	(81)	(10.297)	(11.324)	(9.740)
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidas	-	-	-	2.967	4.127	3.120
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	83	83	25	(507)	(347)	(470)

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo do serviço corrente (com juros, líquido da contribuição do participante)	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

As movimentações no valor presente da obrigação com benefícios definidos são os seguintes:

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	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	6.258	4.955	4.237	305.127	252.081	234.587
Custo do serviço corrente bruto (1)	662	381	277	72	55	2
Juros sobre obrigação atuarial	576	587	488	27.010	26.508	23.950
Efeito da alteração de premissas financeiras	9	7	9	(60.514)	45.015	12
Efeito da experiência do plano	(628)	327	(55)	7.646	8.705	20.718
Benefícios pagos no ano	(1.513)	-	-	(27.851)	(27.237)	(27.188)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	5.365	6.258	4.956	251.491	305.127	252.081

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	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	762	578	489	78.882	65.216	59.753
Custo do serviço corrente bruto (1)	87	60	48	-	-	-
Juros sobre obrigação atuarial	68	70	58	6.823	6.850	6.151
Contribuição de participantes vertidas no ano	4	5	3	-	-	-
Efeito da alteração de premissas financeiras	(234)	49	(20)	(14.215)	14.140	5.238
Benefícios pagos no ano	-	-	-	(7.397)	(7.324)	(5.926)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	687	762	578	64.093	78.882	65.216

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	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 (1)	2.042	1.415	914	73	63	87
Juros sobre obrigação atuarial	87.037	83.559	71.403	70	101	105
Contribuição de participantes vertidas no ano	2.608	2.577	2.357	21	17	15
Efeito da experiência do plano	(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

(1) Com juros, líquido da contribuição dos participantes. As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	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	3.412	1.357	1.832	490.757	384.537	365.643
Rendimento esperado no ano	350	188	264	44.088	41.058	38.064
Ganho(perda) atuariais nos ativos do plano	-	-	(1.452)	-	-	7.994
Contribuições da patrocinadora	816	784	704	-	-	12
Contribuições de participantes	9	7	9	-	-	-
Rendimento do valor justo do ativo do plano	(352)	1.076	-	(108.805)	92.398	12
Benefícios pagos pelo plano	-	-	-	(27.851)	(27.237)	(27.188)
Valor justo dos ativos no final do ano	4.235	3.412	1.357	398.189	490.757	384.537

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	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	747	381	712	117.530	105.928	93.084
Rendimento esperado no ano	72	48	81	10.297	11.325	9.740
Ganho(perda) atuariais nos ativos do plano	47	192	(519)	-	-	-
Contribuições da patrocinadora	195	121	104	-	-	-
Contribuições de participantes	4	5	3	-	-	-
Rendimento do valor justo do ativo do plano	-	-	-	(8.221)	7.601	3.334
Benefícios pagos pelo plano	-	-	-	(7.398)	(7.324)	(5.925)
Valor justo dos ativos no final do ano	1.065	747	381	112.208	117.530	100.233

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	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	446.177	4.876	3.149	2.455
Rendimento esperado no ano	53.737	49.943	46.420	509	381	245
Ganho(perda) atuariais nos ativos do plano	(83.195)	84.909	2.867	(308)	455	174
Contribuições da patrocinadora	30.824	29.114	29.968	852	874	626
Contribuições de participantes	2.608	2.577	2.357	21	17	15
Benefícios pagos pelo plano	(61.975)	(58.031)	(55.598)	-	-	-
Valor justo dos ativos no final do ano	522.702	580.703	472.191	5.950	4.876	3.148

Os percentuais de alocação do valor justo dos ativos do plano ao total dos ativos, em 31 de dezembro de 2013, 2012 e em 1º de janeiro 2012 são os seguintes:

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Renda variável	17,69%	16,50%	18,75%	1,13%	0,89%	1,11%
Renda fixa	76,88%	77,88%	75,31%	95,51%	96,80%	95,09%
Imóveis	1,43%	1,31%	1,71%	1,84%	1,36%	2,15%
Outros	3,99%	4,31%	4,23%	1,52%	0,95%	1,65%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e em 1º de janeiro 2012:

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,20%	9,20%	10,99%	9,20%	9,20%	10,99%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	9,20%	9,20%	11,35%	9,20%	9,20%	10,49%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	Nula	Nula	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	AT-83 masculina	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%	8,89%	10,99%	11,72%	8,89%	10,99%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	8,89%	11,73%	11,72%	8,89%	10,73%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,10%	7,10%	7,10%	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Fator de capacidade	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	AT-83 masculina	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal

	FAELBA			FASERN		
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD		Nº 1 - CD	Nº 2 - BD	
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%</					



36 Questões Ambientais

A Companhia e suas controladas pautam sua conduta pela preservação do Meio Ambiente e respeito à legislação ambiental e vem garantindo a melhoria do Sistema de Gestão Ambiental - SGA, criado em 2005 cujas 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:

Manejo da Vegetação - Projeto voltado para a melhoria da arborização urbana e rural, através da qualificação de equipes que realizam a atividade de poda de árvores com módulos de técnicas de poda, ferramenta adequado, planejamento da arborização urbana, incentivo ao plantio de espécies adequadas na via urbana e legislação ambiental, realizado em parceria com as Prefeituras Municipais. Foi elaborada a 2ª edição do Guia de Manejo da Arborização Urbana da Coelba.

Mapeamento de Ruído nas Subestações - Como uma das ações do SGA, foi realizado o mapeamento de ruído ambiental com avaliações pontuais nas áreas externas e internas das subestações da Coelba, existentes em todo o Estado da Bahia. Os resultados obtidos destas medições demonstraram que todas as subestações da Coelba, existentes no Estado da Bahia estão de acordo com os parâmetros de avaliação definido pela NBR 10151: 2000 - Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas, visando o conforto da comunidade, garantindo assim a melhoria contínua do SGA.

Rede Compacta/Linha Verde - Utilização de cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico.

Projeto de Educação Ambiental Ecotrilha (PEA) - O Projeto Ecotrilha em parceria com a Faculdade Área1 e Odebrecht, voltado para crianças, jovens e adultos de escolas e instituições públicas e particulares, tem o propósito de trabalhar com os visitantes a importância da questão ambiental em nosso dia a dia, visando conservação da fauna, flora mananciais hídricos, a biodiversidade e os remanescentes de Mata Atlântica.

Projeto Taboarte - Visa o desenvolvimento sustentável do artesanato de taboa em Maracangalha, município de São Sebastião do Passé, realizado em parceria com o Sebrae, a Secretaria de Meio Ambiente do Estado da Bahia e a Prefeitura de São Sebastião do Passé.

Projeto Despertar - Projeto desenvolvido em parceria com o Serviço Nacional de Aprendizagem Rural, para desenvolver o Programa Socioambiental em 50 municípios baianos para a rede de ensino de escolas na área rural.

Gestão Sustentável de Resíduos - Diversas ações que contribuem para a melhoria da gestão dos resíduos gerados no processo produtivo da empresa, a exemplo de:

- Projeto Logisverde - reutilização de carretéis de madeira proveniente da aquisição de condutores usados nas redes e linhas da Coelba.

- Descarte de Lâmpadas Fluorescentes - coleta e descontaminação de lâmpadas fluorescentes queimadas de suas instalações, oferecendo este serviço aos seus colaboradores, para as comunidades de baixa renda que fazem parte do programa de eficiência energética da Companhia, e para o Centro Administrativo do Estado da Bahia, através de um convênio firmado entre a concessionária e o governo do Estado.

- Coleta de Óleo Residual - com a Comanche Clean Energy que consiste em coletar o óleo residual produzido nas casas dos colaboradores e nos dois restaurantes da empresa para ser reciclado e reutilizado no processo de produção de biodiesel.

A Companhia realiza ainda investimentos voltados à conservação do meio ambiente, que se encontram inseridos nos Projetos e Programas de Investimentos, e que tem por motivadores os “condicionantes ambientais”, que correspondem a compensações que devem ser realizados quando da execução dos projetos, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

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

	Ativo			Resultado		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Recursos aplicados	278.782	162.396	84.763	46.772	30.145	40.047

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrado a seguir:

37 Seguros (Não Auditado)

Os seguros das Companhias integrantes do Grupo são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes, com as principais apólices descritas a seguir:

Riscos	Data da Vigência	Consolidado	
		Importância Segurada (R\$)	Prêmio (R\$)
Riscos nomeados - Subestações e usinas	08/10/2013 a 08/10/2014	200.672.003	414.400
Riscos nomeados - Imóveis próprios e locados	08/10/2013 a 08/10/2014	169.785.759	356.546
Responsabilidade civil geral - Operações Veículos	08/10/2013 a 08/10/2014	100.000	529.362
		Tabela FIFE	46.385

Riscos nomeados - imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros), almoxarifados, subestações e usinas - pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Tem cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza, sendo que as subestações e usinas têm cobertura adicional contra danos elétricos e tumulto.

Responsabilidade civil geral - cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais das Companhias. O Limite Máximo de Indenização - LMI contratado para a Apólice de Responsabilidade Civil Geral das Companhias varia conforme as companhias entre o intervalo de R\$ 3.000 até R\$ 8.000, aplicado por sinistro ou série de sinistros resultantes de um mesmo evento.

A soma de todas as indenizações e despesas pagas pela presente apólice de Responsabilidade Civil em todos os sinistros reclamados durante a vigência, não poderá exceder, em hipótese alguma, ao limite agregado de uma vez e meia a importância segurada.

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 sete 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.

38 Evento Subsequente

Em 11 de fevereiro de 2014 a Termpoe assinou o Contrato de compra e venda de ações referentes a venda da participação da Iberdrola Energia S.A. na Itapebi Geração de Energia S.A., passando a deter participação de 58% da investida, conforme informado em fato relevante publicado no dia 12 de fevereiro de 2014.

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Neoenergia S.A., 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 e, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pela contadora da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos auditores independentes, PricewaterhouseCoopers e do parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 27 de fevereiro de 2014.

Marco Geovanne Tobias da Silva
Presidente

Antônio Maurício Maurano

Eduardo Capelastegui

Gonzalo Perez Fernandes

Jacques Pena

Jorge Luiz Pacheco

Liscio Fábio Brasil Camargo

Maria da Glória Guimarães dos Santos

Mário José-Ruiz Tagle Larrain (**suplente**)

Santiago Martinez

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer dos Auditores Independentes e que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras de 2013 da Neoenergia S.A.

Rio de Janeiro, 21 de fevereiro de 2014
Solange Maria Pinto Ribeiro
Diretora-Presidente

Elvira Baracuchy Cavalcanti Presta
Diretora de Planejamento e Controle

Alejandro Roman Arroyo
Diretor de Geração

Gonzalo Gómez Alcántara
Diretor de Distribuição

Erik da Costa Breyer
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Lady Batista de Moraes
Diretora de Recursos Humanos

José Eduardo Pinheiro Santos Tanure
Diretor de Regulação

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Neoenergia SA, dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6.404/76, e suas posteriores alterações, examinou o relatório da administração e Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, compreendendo: balanço patrimonial, demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas.

Com fundamento nas análises realizadas e no Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação e aprovação dos Senhores Acionistas.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2014.

Nilson Martiniano Moreira
Presidente

Magno Carlos Jobim
Marcos Lot

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Marco Geovane Tobias da Silva

Presidente

Mario José Ruiz-Tagle Larrain

Vice-Presidente

Titulares

Gonzalo Pérez Fernández

Eduardo Capelastegui Saiz

Santiago Martínez Garrido

Antonio Maurício Maurano

Suplentes

José Maurício Pereira Coelho

Fernando Arronte Villegas

Rodolfo Fernandes da Rocha

Cristiano Frederico Ruschmann

Justo Garzón Ortega

Jorge Luiz Pacheco

Jacques de Oliveira Pena

Maria da Glória Guimarães dos Santos

Liscio Fábio de Brasil Camargo

Wilsa Figueiredo

Ricardo Guarany de Olivera Castro

Ari Sarmento do Valle Barbosa

Cecília Maria Habib de Sant'Anna Reis

José Carlos de Andrade Junqueira

CONSELHO FISCAL

Nilson Martiniano Moreira

Presidente

Titulares

Carlos Magno Jobim

Marcos Ricardo Lot

Suplentes

Asclépius Ramatis Lopes Soares

Fabício Duque Estrada Meyer Chagas

Williams Francisco da Silva

DIRETORIA EXECUTIVA

Solange Maria Pinto Ribeiro

Diretora-Presidente

Elvira Baracuchy Cavalcanti Presta

Diretora de Planejamento e Controle

Alejandro Roman Arroyo

Diretor de Geração

Gonzalo Gómez Alcántara

Diretor de Distribuição

Erik da Costa Breyer

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Lady Batista de Moraes

Diretora de Recursos Humanos

José Eduardo Pinheiro Santos Tanure

Diretor de Regulação

CONTADORA

Luciana Maximino Maia
CRC RJ Nº 091476/O-0

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas

Neoenergia S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Neoenergia S.A. (a “Companhia” ou “Controladora”) 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.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas da Neoenergia S.A. e suas controladas (“Consolidado”) que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações consolidadas 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 individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como 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 sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Neoenergia S.A. 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.

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

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

Ênfase

Conforme descrito na Nota 3.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Neoenergia S.A., essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar - Demonstrações do valor adicionado

Examinamos também as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, preparadas 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. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes

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 3.30 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 26 de fevereiro de 2014, sem ressalva.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2014

Sempre atentos às oportunidades para atender às necessidades de crescimento do País.



- **9,9 milhões de clientes** em distribuição
- **Implantação** da usina de **geração solar** São Lourenço da Mata (PE), de 1 MWp
- **677 mil ligações** dentro do Programa Luz para Todos até 2013
- **246 mil geladeiras substituídas e 2,3 milhões de lâmpadas** eficientes doadas aos clientes baixa renda até 2013

