

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2013

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,
Em 2013, o Conselho de Administração, em conjunto com a Diretoria, revisou a missão, a visão de futuro e os valores do Grupo Neoenergia. Com essa iniciativa e face aos novos desafios apresentados para o setor energético no Brasil, o Grupo renovou seu compromisso com o desenvolvimento sustentável do país e reformulou o enunciado de sua Missão: "Ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade". Essa é a razão de ser do Grupo Neoenergia. E esse compromisso se confirmou por meio dos investimentos feitos pelo Grupo na geração, distribuição e transmissão de energia. A COSERN é parte importante desse desenvolvimento e investiu em 2013, R\$ 179,6 milhões para expandir e modernizar sua rede elétrica. Tais recursos foram aplicados na conclusão da Subestação Riacho da Cruz (10/12,5 MVA) e o início da construção da Subestação Capim Macio (20/26,6 MVA), além da ampliação de quatro subestações. Também foi possível realizar 76.407 novas ligações, construir 895 km de redes de média tensão (13,8 kV) e 835 km de redes de baixa tensão 380/220 Volts, e implantar 26.003 postes. A COSERN não mediu esforços para continuar fornecendo energia com eficiência e qualidade para as atuais 1.255 mil unidades consumidoras. Do ponto de vista operacional, em 2013 reduziu seu índice de perdas em 0,74 pontos percentuais em relação a 2012, ficando em 10,69%. Essa redução ocorreu basicamente nas perdas comerciais e é resultado de investimentos na execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas. Outro destaque de 2013 foi o aumento no índice de arrecadação em 1,8 pontos percentuais, alcançando 102,2%. A Energia distribuída cresceu 7,11% em relação ao ano passado, alcançando, no fim do período, 5.213 GWh, enquanto que, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética o crescimento do consumo de energia no Brasil em relação a 2012 foi de 3,5%. Destacamos também a contribuição da COSERN para a realização dos jogos da Copa do Mundo de 2014. Em 2013, investiu R\$ 4 milhões em obras relacionadas a Copa, com o objetivo de ampliação e manutenção preventiva da sua rede elétrica. Em parceria com as duas outras distribuidoras do GRUPO NEOENERGIA, COELBA e CELPE, implantou, dentro da Itaipava Arena Pernambuco, o estádio-sede da Copa 2014, a Usina Solar São Lourenço da Mata. Investimento de R\$ 10 milhões, tem potência instalada de 1 megawatt pico, equivalente ao consumo de 6 mil habitantes. Ainda na linha da inovação com sustentabilidade, o Programa de Eficiência Energética Nova Geladeira substituiu no Rio Grande do Norte, até o final de 2013, 3.766 refrigeradores velhos por novos com selo Procel de eficiência e doou 20.025 lâmpadas fluorescentes, proporcionando uma redução de até 65% na conta de energia do cliente baixa renda. Considerando todo Grupo Neoenergia, foram substituídas 246 mil geladeiras e doadas 2,3 milhões de lâmpadas. Com isso, desde o início do programa, o Grupo promoveu uma economia no consumo de energia de cerca de 301,9 GWh/ano, o equivalente a uma usina de 62,7 MW, que daria para abastecer 21,4 mil residências com consumo médio de 100 kWh/mês. Outro destaque de 2013 foi o primeiro lugar entre no ranking divulgado pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), na pesquisa com os grandes clientes realizada entre julho e novembro de 2013. A pesquisa tem como objetivo mensurar o nível de satisfação dos grandes clientes com a qualidade do produto e dos serviços prestados pelas distribuidoras a fim de estruturar ações para a melhoria da qualidade. O principal índice de avaliação é o ISQP (Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida), calculado através do resultado obtido em categorias como: Fornecimento de Energia, Informação ao Cliente, Orientações aos Clientes, Fatura de Energia, Atendimento ao cliente e Imagem da Empresa. Transformação socioeconômica nas regiões onde atua, respeito pelo cliente, foco nas pessoas, atuação sem fronteiras, integridade, sustentabilidade, criação de valor. Esses valores aliados a transparência e solidez da COSERN levaram a agência Standard & Poor's a reafirmar, pelo quarto ano consecutivo, a nota máxima na escala nacional (brAAA) e grau de investimento na escala global (BBB-) em 2013. Nosso EBITDA deste ano foi de R\$ 275 milhões e nosso Lucro Líquido de R\$ 208 milhões. Vale ressaltar que em 2013, além dos desafios enfrentados pelo Setor Elétrico de forma geral, a Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária, onde a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL fixou o índice médio das tarifas em 3,86%, com vigência a partir de 16 de abril de 2013. O percentual aplicado na conta dos consumidores em baixa tensão, que representam 99,8% dos clientes, foi de 3,84%, em média. Ciente da sua contribuição para o desenvolvimento sustentável do País e parte integrante de um dos 40 maiores grupos econômicos do Brasil, a COSERN está preparada para prosseguir com o seu plano de investimentos e com o propósito firme de ser admirada pelos seus clientes, governo e colaboradores e reconhecida, nacionalmente, como referência em inovação, padrões de operação, qualidade de atendimento, rentabilidade e crescimento.

MARCO GIOVANNI TOBIAS DA SILVA
Presidente do Conselho de Administração

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

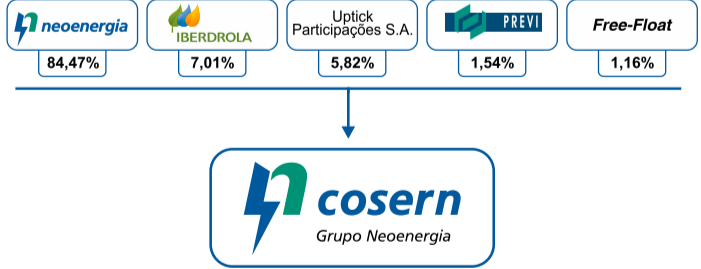
O crescimento da economia brasileira em 2013 apresentou uma evolução em relação ao ano de 2012. O Produto Interno Bruto registrou um crescimento de 2,3% em relação ao ano de 2012, contra o crescimento de 0,9% registrado no ano anterior. Apesar deste avanço, o crescimento do PIB brasileiro foi o menor entre os países da América Latina de acordo com projeções do FMI. O crescimento da inflação é outro tema preocupante no cenário macroeconômico brasileiro. Para conter este avanço a taxa SELIC foi elevada constantemente pelo COPOM. No final de 2012 a SELIC registrou 7,25% a.a. e ao final de 2013 alcançou 10% a.a. Nos Estados do Nordeste, a região que concentra maior parte dos ativos do Grupo Neoenergia, o ritmo de atividade foi fraco devido aos efeitos da seca sobre a renda agrícola e o moderado avanço do setor industrial. Apesar destes fatos, a Região Nordeste ainda deve seguir com um crescimento no PIB acima das outras regiões do Brasil, mantendo a trajetória que ocorreu em 2012. As perspectivas para evolução da atividade econômica no Nordeste revelam-se positivas para os próximos trimestres mantendo-se o cenário de dinamismo do mercado de trabalho e continuidade dos programas sociais do governo federal. O ano de 2013 foi marcado por várias dificuldades para a economia potiguar, em princípio a atividade rural foi o segmento afetado pelo prolongado período de estiagem, caracterizando como uma das piores safras dos últimos décadas e reduzindo a produção agrícola e o comércio. O comércio do Rio Grande do Norte fechou em 2013 em baixa. O valor exportado pelo estado no ano passado (US\$ 247,9 milhões) foi 5,09% inferior ao exportado em 2012. Este é o terceiro ano consecutivo em que o Rio Grande do Norte exporta menos do que exportou no ano anterior. As importações, por sua vez, aumentaram 19,6% em comparação com o ano de 2012. Com relação ao comércio varejista, os números foram melhores, apresentando um crescimento de 9,2% em relação ao ano anterior. Com relação ao mercado de trabalho o Rio Grande do Norte fechou 2013 com um saldo líquido de 10.384 empregos formais, o menor desde 2011. A geração de empregos ocorreu nos setores de serviço e comércio. Para o turismo os números também não foram animadores, uma vez que obteve o menor fluxo de passageiros dos últimos quatro anos. Só em 2013 o Rio Grande do Norte perdeu 3.088 voos e apresentou uma queda de 290 mil passageiros, principalmente os provenientes de voos internacionais. Com relação à atividade industrial, o índice de confiança do empresário potiguar recuou 2,51% na comparação com dezembro de 2012, o que demonstra certo pessimismo com relação aos rumos dos investimentos na indústria. Os índices de confiança em relação ao setor elétrico também foram negativos, com o índice de confiança 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. Os principais fatores para a diminuição no ritmo da alta vieram da queda dos preços no atacado e na construção. A taxa de câmbio fechou o ano de 2013 em R\$/US\$ 2,3426 acumulando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,64% comparado ao ano anterior.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN foi fundada em 14 de dezembro de 1961, como uma sociedade de economia mista, controlada pelo Estado do RN. Em 12 de dezembro de 1997, a Companhia foi privatizada, por meio de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, no qual o consórcio formado pela COELBA, Neoenergia (a época denominada Guaraniara) e UPTICK Participações adquiriu 77,92% do capital total da Companhia pelo valor de R\$567,6 milhões. Em 04 de janeiro de 1999, a Companhia tornou-se companhia aberta, inscrita na CVM sob o nº 01813-9. A partir de 17 de maio de 1999, foram iniciados negócios com ações de emissão da COSERN na BOVESPA. Em março de 2003, em virtude de determinação da ANEEL de desverticalizar as atividades de geração e distribuição, a Companhia procedeu à venda de suas ações da Termoação para a Neoenergia, holding do grupo. A composição acionária da Companhia foi alterada, em função do processo de desverticalização da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba, ocorrida em 29 de novembro de 2005. Após 52 anos de história, atendendo os 167 municípios do Estado, a COSERN é a sexta maior concessionária de energia elétrica, em número de clientes, dentre as onze do Nordeste e a quinta em volume de energia fornecida. A Empresa atua na área total do estado, com uma população de mais de 3,3 milhões de habitantes, abrangendo uma área total de 52.811 km². A Companhia é a única concessionária de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Norte, tendo sua concessão vigente até 30 de dezembro de 2027. Em 13 de dezembro de 2012, um dia antes da comemoração de seus 51 anos de atividades no Rio Grande do Norte, e um dia após completar 15 anos de sua privatização, a COSERN foi reconhecida como "a melhor distribuidora de energia elétrica da Região Nordeste", entre as 31 distribuidoras com mais de 400 mil consumidores, e ainda, foi destacada como a "6ª melhor do Brasil" na classificação geral da pesquisa realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para avaliação do prêmio IAEC - Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor.

No ano de 2013, a empresa recebeu a confirmação dos ratings de créditos corporativo com a nota máxima em escala nacional como "brAAA" e "BBB-" em escala global, pela agência de classificação de risco Standard & Poor's. Nesse ano ainda, merece destaque a modernização do processo de coleta, processamento e impressão dos dados mensais de consumo. Em outubro de 2013, em conjunto com as outras distribuidoras do Grupo, a COSERN implementou uma nova tecnologia integrada ao Sistema Comercial SAP IS-U CCS que possibilita o recebimento da conta de energia imediatamente após a leitura, em uma única visita mensal ao cliente, assegurando maior agilidade e transparência, qualidade e eficiência nos processos de leitura e faturamento, redução no custo de entrega das faturas e maior satisfação do cliente. A primeira fase do novo sistema foi direcionada a clientes do município de Natal, com previsão de ampliação aos demais municípios do estado até o 2º semestre de 2014.

Composição Acionária da COSERN
A composição acionária da COSERN conta com a seguinte posição: Neoenergia S.A. com 84,47% de participação, representando 141.967.502 ações; Iberdrola com 7,01% de participação, representando 11.782.384 ações; Uptick Participações S.A. com 5,82% de participação, representando 9.780.611 ações; Previ com 1,54% de participação, representando 2.596.014 ações e Outros com 1,16% de participação, representando 1.947.517 ações.



3. GOVERNANÇA

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 entre as empresas controladas pela Neoenergia por meio da unificação de processos. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, 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.

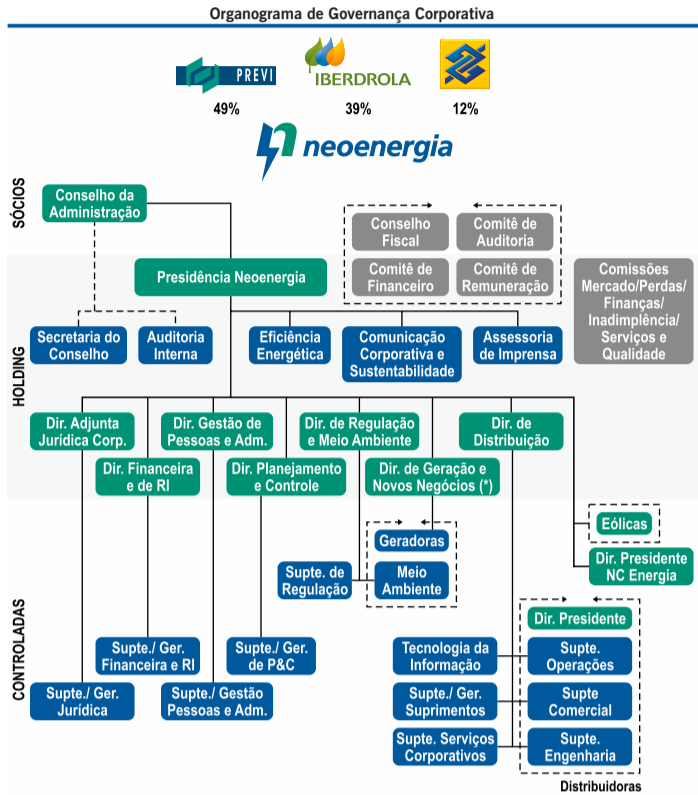
3.1 Estrutura de Governança

Conselho de Administração
É integrado por oito representantes, sendo sete indicados pelos acionistas controladores e um indicado pelos empregados, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária e seus respectivos suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, um é indicado pela Iberdrola, dois pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ), um pelo Banco do Brasil, um pela Uptick, dois pela Neoenergia e um pelos empregados da Companhia. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem trimestralmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia, bem como discutir os assuntos que merecem atenção de cada uma das controladas, apreciando-os antes de os temas serem submetidos para aprovação dos Conselhos de cada empresa. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

Conselho Fiscal
Com função independente, o Conselho Fiscal é composto por quatro membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária e seus respectivos suplentes, com mandato de um ano e sua instalação foi realizada quando da constituição da Companhia. O Conselho Fiscal tem como objetivo garantir o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios e sua função fiscalizadora independente é reforçada pela atuação individual dos conselheiros prevista em lei.

Diretoria
É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por cinco membros, incluindo o diretor-presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por mês 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.

O Conselho de Administração nas deliberações relativas às atividades tanto da Companhia como de suas Controladas ou Coligadas, é assistorado por três Comitês instalados apenas na holding: Auditoria, Financeiro e Remuneração e Sucesso. 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. Os Comitês de Auditoria e Financeiro realizam reuniões ordinariamente uma vez ao mês e o Comitê de Remuneração e Sucesso, trimestralmente e de forma extraordinária, sempre que necessário.



(*) A Diretoria de Geração e Novos Negócios tem as seguintes Superintendências: Operação Hidrelétrica, Operação Térmica, Implantação e Novos Negócios.

3.2 Direito dos Acionistas e Política de Dividendos e JSCP

A COSERN possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido após constituição de 5% (cinco por cento) de reserva legal. Além disso, no estatuto social da COSERN está determinado que as ações preferenciais tem direito a dividendos de 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. A Companhia poderá levantar balanços intercalares e, com base neles, distribuir dividendos, desde que o total dos dividendos pagos com base nesses balanços não exceda o montante das reservas de capital de que trata o § 1º do Art. 182 da Lei nº 6.404/76. O estatuto social da COSERN menciona também que o Conselho de Administração poderá aprovar o pagamento ou crédito de Juros Sobre Capital Próprio, "ad referendum" da Assembleia Geral Ordinária que aprecia as demonstrações financeiras relativas ao exercício social em que tais juros foram pagos ou creditados, os quais poderão ser imputados ou não ao dividendo obrigatório, a critério do Conselho de Administração da Companhia, conforme autoriza a legislação aplicável.

Em 2013 foram pagos R\$ 14.434 milhões a título de dividendos, relativo ao exercício findo em 2012 e R\$ 35.413 milhões em Juros Sobre Capital Próprio relativo ao exercício de 2012, perfazendo o montante de R\$ 49.847 milhões como remuneração total aos acionistas.

3.3 Relações com Investidores

No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e das regras que regulam o setor elétrico, a COSERN adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de "rating" e instituições reguladoras, em conformidade com as boas práticas de governança corporativa. A COSERN disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores, "e-mail" (ri@COSERN.com.br), no "site" Relações com Investidores (www.COSERN.com.br - "link" RI) e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais enviados para a Bovespa e CVM. Além disso, o Grupo Neoenergia realiza reuniões individuais do tipo "one-to-one" com as principais instituições de relacionamento e divulga Relatórios de Acompanhamento e "webconferência" trimestrais com os principais números de cada empresa do Grupo e consolidado.

3.4 Auditoria e Controles Internos

Em conformidade com os princípios de governança corporativa, a Auditoria Interna depende diretamente do Conselho de Administração que aprova e define o seu plano de trabalho. A Companhia continua aderente aos princípios da Seção 404 da Lei norte-americana Sarbanes-Oxley. Em 2012, com a estrutura Corporativa da Unidade de Controles Internos, foram realizados os trabalhos de revisão dos fluxos de processos, matrizes de risco e walkthroug dos ciclos de Gastos e Imobilização, além do trabalho especial de Ferramentas Regulatórias visando um ambiente de controle seguro e transparente. A companhia utiliza a metodologia de gestão de riscos de acesso aos seus principais sistemas visando à segregação de funções, usando como base os controles identificados nos mapeamentos para adequação à SOX, garantindo mais segurança à COSERN na gestão desses acessos.

4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1 Revisão Tarifária Extraordinária

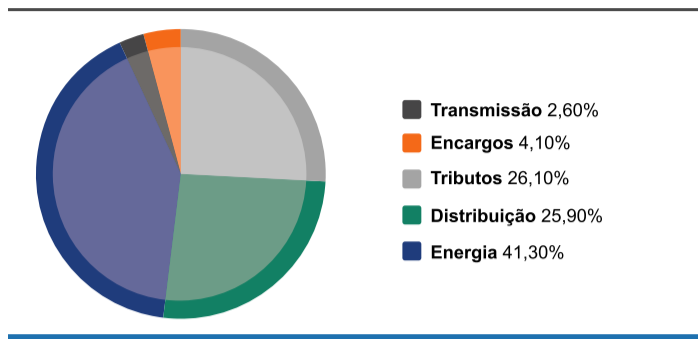
Regulamentada pelo Decreto nº 7.805/2012, a Medida Provisória nº 579/2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013) dispôs sobre a renovação das concessões de transmissão, de geração e de distribuição de energia elétrica, redução de encargos setoriais e a modicidade tarifária decorrente de tais ações. O Decreto estabeleceu a data limite de 05 de fevereiro de 2013 a realização da Revisão Tarifária Extraordinária para calcular as novas tarifas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes dos efeitos da Medida Provisória. Essa revisão tarifária extraordinária entrou em vigor em 24 de janeiro de 2013 e resultou na redução média de 18,73% 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. Na mesma data foi publicado o Decreto nº 7.891/2013 estabelecendo que os descontos custeados pela CDE fossem retirados da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Extraordinária. Ao longo de 2013, a COSERN recebeu R\$ 44,8 milhões da CDE para custear os descontos concedidos. 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 frustração da alocação das cotas de garantia física das usinas renováveis, relativa à não adesão em conjunto com a não realização do leilão para recontração do montante de reposição de 2013; e (iii) cobrir os custos com o 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 para a COSERN no valor de R\$ 89 milhões relativo às competências de jan/13 a nov/13.

4.2 Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 08 de novembro de 2011. Para a COSERN a nova metodologia de revisão tarifária foi aplicada e seus efeitos percebidos a partir de 22 de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária da empresa, conforme previsto no contrato de concessão. A Taxa de Remuneração de Capital (WACC), com o 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 ABRADREE, Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, obtendo liminar em junho de 2012 junto à justiça federal mantendo o benefício. 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 reconhecido nas tarifas a eficiência média. Foi também definida uma trajetória de redução dos custos operacionais a ser aplicada ao longo do ciclo tarifário. O Fator X foi calculado considerando a produtividade, a trajetória de custos operacionais, e a qualidade, nos reajustes anuais. O Fator de produtividade, de 0,89%, foi estabelecido por benchmarking na qual foi analisada a produtividade média setorial, considerando a evolução verificada do mercado, custos, redes e investimentos. O componente Trajetória, calculado em 1,25%, foi baseado na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no ZCRTF, atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking. O valor do componente T foi limitado a +/- 2,0% (mais ou menos dois por cento). O componente de qualidade será aplicado em função da evolução dos indicadores de qualidade da empresa (DEC e FEC), que é apurado nos reajustes anuais entre as revisões tarifárias. Houve ampliação do conjunto de receitas capturadas para modicidade 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 ABRADREE ainda em discussão. Para perdas de receitas recuperáveis foi mantida a metodologia utilizada no 2º ciclo com poucas alterações. Os índices de inadimplência regulatória passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais foram reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa. Para a COSERN, a metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica foi definida em 4,28% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,75%. A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.512, de 16 de abril de 2013, aprovou 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 entram em vigor no dia 22 de abril de 2013 com vigência até 21 de abril de 2014. Abaixo demonstramos a composição da tarifa média de fornecimento de energia por classe de consumo e a composição da tarifa:

Classe	Tarifa média de Fornecimento em R\$/MWh	
Residencial	365	
Industrial	284	
Comercial	391	
Rural	195	
Poder público	365	
Outros	247	
Obs.: valores com impostos.		

Classe	2011		2012		2013		Variação 2013/2012 - %					
	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Receita (R\$ milhões)	Cliente (mil)	Receita (R\$ milhões)	Cliente (mil)	Receita AC (mil)	Volume (GWh)				
Residencial	586.065	1.000	1.531	692.338	1.038	1.636	658.860	1.076	1,805	(4,8%)	3,7%	10,3%
Comercial	356.084	76	851	408.629	78	897	374.467	82	963	(8,4%)	5,1%	7,4%
Industrial	186.703	5	640	184.943	5	567	149.024	5	529	(19,4%)	0,0%	(6,7%)
Rural	60.927	63	297	87.352	70	407	80.392	72	420	(8,0%)	2,9%	3,2%
Outras Classes	196.557	20	622	226.438	20	663	202.968	21	702	(10,4%)	5,0%	5,9%
Total Fornecimento	1.386.336	1.164	3.941	1.599.700	1.212	4.170	1.465.711	1.256	4.419			



4.3 Modalidade Tarifária Branca e Bandeiras Tarifárias

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 464 de 22 de novembro de 2011, criou a "tarifa branca" para os consumidores de baixa tensão, que terá três postos: ponta, fora de ponta e intermediário. A proposta da tarifa branca é estimular o consumo em horários que a tarifa é mais barata, diminuindo o valor da fatura no fim do mês e a necessidade de expansão da rede da distribuidora para atendimento 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 de dezembro de 2013, o ano teste iniciado em 1º de junho de 2013 foi prorrogado para até dezembro de 2014, enquanto que o início de aplicação foi adiado para 01 de janeiro de 2015. Durante o ano de 2014, as distribuidoras continuaram 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.

4.4 Regulação Técnica e Comercial

A ANEEL, em 2013, durante a revisão tarifária periódica publicou a Resolução Autorizativa nº 4030 que estabeleceu os novos limites dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) para o período entre 2014 a 2018 e definiu a criação de 02 novos conjuntos referentes às subestações Eloi de Souza e Lagoa D'anta. Também foi publicado a Resolução Normativa nº 574 que estabeleceu a metodologia e os limites para o indicador de atendimento comercial FER que será fiscalizado anualmente, além de estabelecer o indicador DER como monitoramento da qualidade do atendimento. Em julho de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 563, a qual altera as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural, confirmando o entendimento já publicado na REN 488/2012 que dizia que a COSERN se encontrava "universalizada" e retificou que os atendimentos, nos âmbitos das distribuidoras ou municípios universalizados, devem seguir os prazos da REN 414/2010. Em novembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 581, a qual estabeleceu os procedimentos e condições para a prestação de atividades acessórias e fornecimento de energia elétrica. Esta resolução ampliou o rol de atividades permitidas 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 nº 516 da ANEEL, a qual entrou em vigor em 1º de maio de 2013, aprimorou a regulamentação que trata do atendimento telefônico disposta na REN 414/2010, mais especificamente, alterando a metodologia de cálculo dos indicadores do tele atendimento (INS, IAB e ICO). Resumindo, assim, as principais regulamentações nos âmbitos técnico e comercial de 2013.

4.5 Ouvidoria

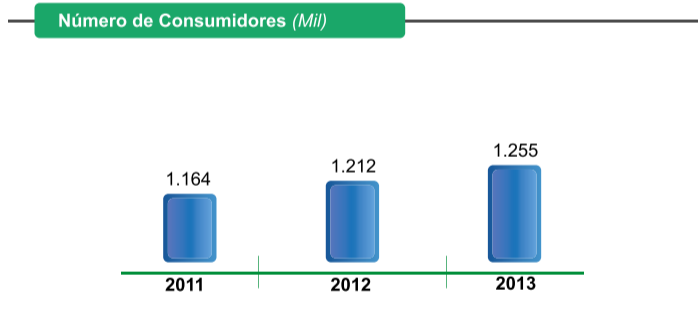
A Ouvidoria é mais um canal de relacionamento da Distribuidora criado, especialmente, para registrar e dar tratamento às Sugestões, Elogios e Reclamações de clientes, que não foram solucionadas pelos canais de atendimento. Através dessas manifestações, a Ouvidoria atua junto às áreas para orientar quanto ao fiel cumprimento da regulamentação do setor elétrico, visando eliminar os riscos regulatórios. O principal desafio da Ouvidoria é resgatar a satisfação do cliente. Em 2013, a Ouvidoria da COSERN recebeu 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 (Prazo) com 33%, 27% e 15% do total de reclamações precedentes, respectivamente.

5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

A COSERN detém a concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Rio Grande do Norte, em seus 167 municípios. Essa concessão abrange uma área de 52.811 km², cobrindo uma população de aproximadamente 3,3 milhões de habitantes. Seus principais ativos consistem em Linhas de Distribuição em Alta Tensão, Subestações de Distribuição, Transformadores de Distribuição e Redes de Distribuição em Média e Baixa Tensão. Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores parcialmente e totalmente livres no Estado do Rio Grande do Norte, desde 2003. A COSERN acompanha também alguns indicadores operacionais que medem a relação de venda de energia, clientes e empregados. O quadro abaixo demonstra a evolução desses indicadores operacionais da COSERN:

Indicadores Operacionais	2011	2012	2013
Número de Empregados	725	737	736
Número de Clientes por Empregado	1605	1645	1705
Vendas por Clientes (MWh)	3,39	3,44	3,52
Vendas por Empregado (GWh)	5,44	5,66	6,00
Clientes por km²	21,83	22,74	23,80

5.1 Número de Consumidores Ativos

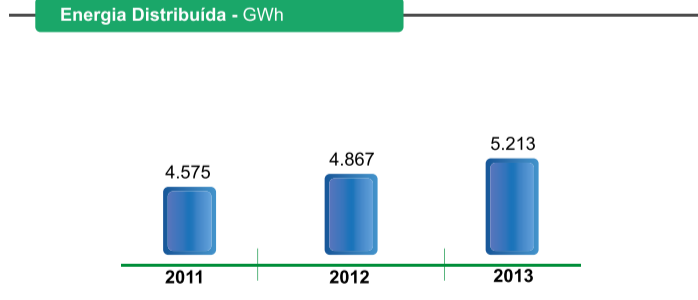


*Excluído consumo próprio e suprimento

Em 2013 a COSERN registrou 1.255.060 consumidores ativos, o que representou um acréscimo de 42.896 novos clientes, equivalente a um crescimento de 3,54%, em relação a 2012. Do acréscimo mencionado, 37,76% referem-se à classe Residencial, 3,302 à classe Comercial e 1.539 à classe Rural. As demais classes registraram um aumento de 271 novos clientes no ano de 2013.

5.2 Energia Distribuída

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 5.213 GWh, representando um crescimento de 7,10% em relação ao ano de 2012. Sendo 85% referente ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.



5.3 Energia Vendida

O Mercado cativo da COSERN foi de 4.419,3 GWh, 5,97% maior do que o verificado no ano de 2012. Esse resultado foi influenciado pelo aumento do consumo, principalmente em decorrência da seca, além de uma forte intensificação nas ações de recuperação de perdas.

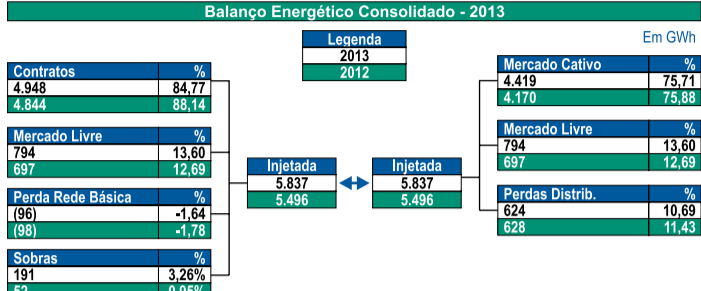
Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

- A classe Residencial, que representa 40,84% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 10,31% em 2013, quando comparado ao ano anterior. Este expressivo aumento é decorrente, em parte, do aumento do uso de aparelhos eletrodomésticos nas residências, sobretudo os de refrigeração e climatização.
- O mercado cativo Industrial, que representa 11,96% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 6,81% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para o mercado livre. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cat



5.4 Balanço Energético

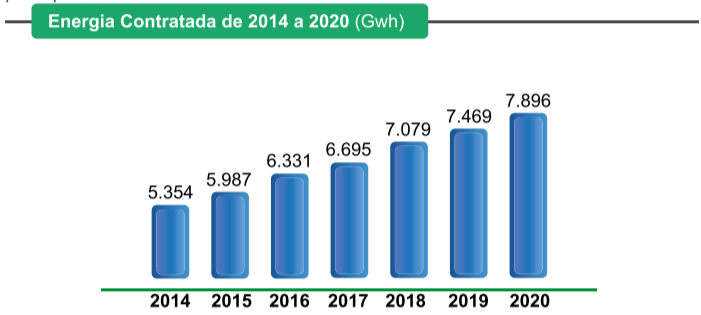
Em 2013 a energia injetada pela COSERN apresentou crescimento de 6,2% (342 GWh) em relação a 2012.



Na COSERN a energia injetada atingiu o patamar de 5.837 GWh em 2013. Do total da energia injetada, 75,7% (4.419 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 13,6% (794 GWh) para o consumo do mercado livre e 10,7% (624 GWh) representaram perdas na energia injetada. O mercado livre apresentou aumento expressivo de 13,9% (97 GWh) em relação a 2012. Esse crescimento é decorrente principalmente de migração de consumidores do ambiente regulado para a contratação livre.

5.5 Energia Contratada

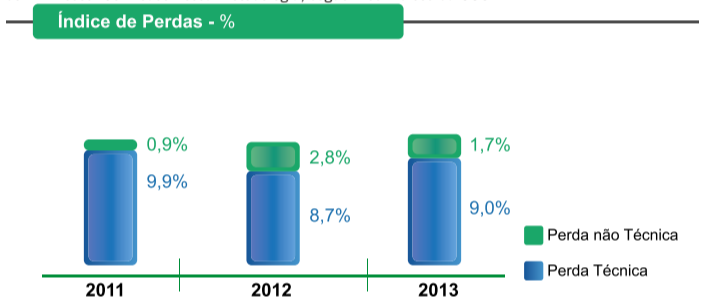
A energia contratada para atender ao mercado da COSERN em 2013, totalizou 4.947,10 GWh, o que representa um acréscimo de 2,14% em relação a 2012. O acréscimo não foi maior devido à frustração de cotas de garantia física e de contratos, cujos empreendimentos de geração tiveram a concessão cancelada ou não foram concluídos na data prevista. A energia foi adquirida a um custo médio acumulado de R\$ 140,91/MWh, 17,62% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 119,80/MWh para o mesmo período. Este custo médio não considera os encargos setoriais e de conexão. Em 2013 a COSERN teve um déficit contratual de -3,73 %, decorrente da frustração de alguns contratos, o que acarretou um lastro regulatório de 9,30%, totalizando o saldo final de 5,57%. No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada para o mercado da COSERN em 31/12/2013 para o período de 2014 a 2020.



5.6 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.

As perdas de energia são acompanhadas pela COSERN através do índice percentual que compara a diferença entre a energia requerida/comprada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, seguem os índices da COSERN:



O Índice de Perdas apresentou redução em relação ao ano anterior, passando de 11,43% para 10,69%, representando um decréscimo de 0,74 pontos percentuais. Tal decréscimo deveu-se a execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas.

O gráfico acima demonstra o comportamento das perdas nos últimos três anos. Foram aplicadas cerca de R\$ 17 milhões com as ações de combate às perdas não técnicas e recuperado 23 GWh de energia. As principais ações desenvolvidas em 2013 foram:

- Realização de 64 mil inspeções, sendo detectadas 21 mil irregularidades (fraude e defeito);
- Substituição de 16.122 medidores eletromecânicos classe 2 (trifásicos e monofásicos) por eletrônicos;
- Regularização de 3.122 consumidores clandestinos com rede (financiamento de padrão), contribuindo para redução do número de inadimplentes, cortados e auto religados, além da recuperação de créditos;
- Realização de acompanhamento de 29.872 unidades cortadas por débito ou TOI;
- Realização da verificação prévia em 164.040 clientes do grupo B.

5.7 Arrecadação

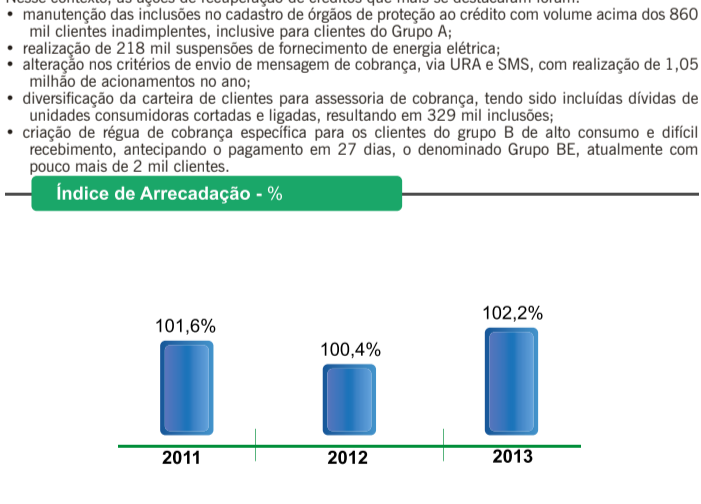
O desempenho da arrecadação é medido pelo Índice de Arrecadação - IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício.

Em 2013, a arrecadação da COSERN superou o faturamento, o IAR alcançou 102,20%. Esse resultado foi obtido com a implantação de ações voltadas à melhoria de eficiência e redução dos custos operacionais. Nesse sentido, revisamos os parâmetros para adoção de ações administrativas, tais como URA (Unidade de Resposta Auditável) e SMS (Mensagens de Texto para Celular), que possuem menor custo operacional e que são utilizadas na cobrança de dívidas com menor risco de recebimento por serem dívidas novas. Além disso, diversificamos o universo de dívidas enviadas à assessoria de cobrança, acrescentando o envio de dívidas de contratos ativos, além de manter o envio de dívidas de contratos baixados. Na mesma diretriz, readequamos as ações de campo (suspensão do fornecimento, acompanhamento de cortados etc.), visando recuperar as maiores dívidas, além de aprimorar a execução das atividades pela inclusão de informações adicionais à programação do corte, tais como quantidade de dias suscetíveis, quantidade de dias que a fatura está vencida, quantidade de vezes que a unidade consumidora ficou suscetível e foi cortada nos últimos 12 meses.

Criamos uma nova classificação para os maiores inadimplentes do grupo B e, a partir desta, reduzimos o tempo de pagamento destes clientes de 45 para 18 dias, através da antecipação do reaviso. Todas essas medidas justificam a evolução do índice alcançado neste ano, mesmo mantidas as restrições à suspensão de fornecimento de energia impostas pela Resolução ANEEL nº 414/2010.

Nesse contexto, as ações de recuperação de créditos que mais se destacaram foram:

- manutenção das inclusões no cadastro de órgãos de proteção ao crédito com volume acima dos 860 mil clientes inadimplentes, inclusive para clientes do Grupo A;
- realização de 218 mil suspensões de fornecimento de energia elétrica;
- alteração nos critérios de envio de mensagem de cobrança, via URA e SMS, com realização de 1,05 milhão de acionamentos no ano;
- diversificação da carteira de clientes para assessoria de cobrança, tendo sido incluídas dívidas de unidades consumidoras cortadas e ligadas, resultando em 329 mil inclusões;
- criação de régua de cobrança específica para os clientes do grupo B de alto consumo e difícil recebimento, antecipando o pagamento em 27 dias, o denominado Grupo BE, atualmente com pouco mais de 2 mil clientes.



Os clientes da COSERN dispõem de um total de 1.716 locais de pagamento, considerando as agências de atendimento, os bancos e seus respectivos correspondentes. Essa penetração da rede credenciada em toda área de concessão da COSERN proporciona maior comodidade aos clientes para o pagamento de suas faturas de energia e facilidade de acesso aos serviços de atendimento comercial.

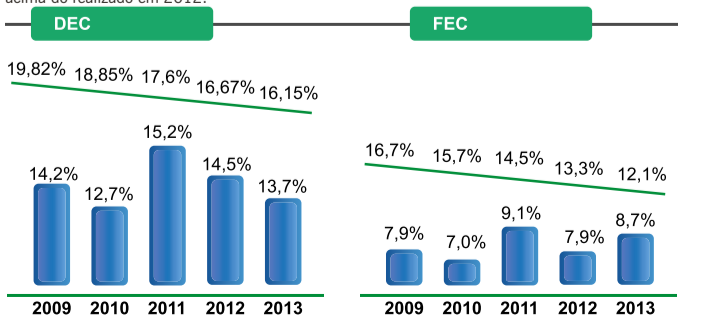
5.8 Indicadores de Qualidade

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.

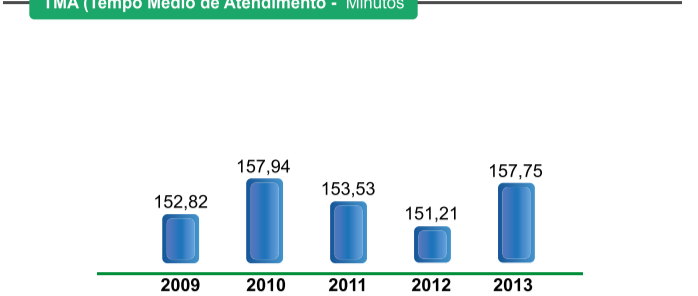
No ano de 2013, o sistema de distribuição registrou para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 13,74 horas e para o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 8,66 interrupções. Valores respectivamente 15% e 28% mais baixos que as metas de DEC e FEC global definidas pela ANEEL (DEC 16,15 e FEC 12,08). Os valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC, decorrente da contribuição das interrupções originadas pela transmissora, foram iguais a 13,39 horas e 7,90 interrupções, respectivamente.

A COSERN atingiu o patamar de 98,31% no cumprimento do plano de manutenção da transmissão (linhas e subestações) e no plano de manutenção da distribuição atingiu um índice de 98,16%. Destaca-se o cumprimento de ações tais como: substituir 279.354m de cabo e cabo nu por multiplexado, manutenção de 1.181 circuitos secundários, poda de 103.816 árvores e instalação de 8.177 isoladores de suspensão.

O TMA (Tempo Médio de Atendimento) da COSERN em 2013 foi de 157,8 minutos, ficando 4,4% acima do realizado em 2012.



TMA (Tempo Médio de Atendimento - Minutos)



Em relação ao nível da tensão de fornecimento, mantivemos o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC) igual a zero durante o ano de 2013. Este indicador representa a qualidade da tensão de fornecimento aos clientes que são selecionados de forma amostral pela ANEEL, tendo a COSERN apresentado padrões dentro dos estabelecidos pelo Órgão Regulador.

5.9 Atendimento aos Clientes

Procurando estar sempre ao lado de seus clientes, a COSERN mantém uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa, tais como:

- **Agências** - A rede de atendimento de Agências conta com 21 agências, sendo 3 na capital e 18 no interior do Estado. No início do ano foi realizada a transferência dos locais de atendimento das agências Assu, Parnamirim, São Paulo do Potengi e Santa Cruz para prédios dedicados, devido a problemas na estrutura física das Centrais do Cidadão onde a agência estava instalada, oferecendo assim maior conforto no espaço destinado ao atendimento a clientes. Em abril, o contrato de prestação do serviço de atendimento em agências foi reformulado, passando a ser especificado por tipos de agências de acordo com o volume médio mensal de atendimentos. Então, lançou-se coleta de preço com essa nova modalidade de contratação, para a qual concorreram pelo menos 5 empresas prestadoras de serviços de todo o país. Essa otimização na contratação também resultou numa redução na ordem de 25% sobre o custo mensal desse serviço.
- **Cosern Serviços** - A COSERN está presente em toda sua área de concessão (167 municípios). Nos municípios onde não há Agências de Atendimento Presencial, existe o atendimento através da rede credenciada Cosern Serviços que finalizou o ano com 148 lojas que realizam atendimento comercial. Em abril iniciou-se o controle do tempo de espera de atendimento, através da emissão de senha via POS, possibilitando atender a exigência regulatória e proporcionar a satisfação do cliente, através do acompanhamento do cumprimento do tempo de espera máximo, por parte do credenciado.
- **Tele Atendimento** - A COSERN dispõe de uma central de tele atendimento com 117 posições. Esta central recebeu, em 2013, mais de 2,3 milhões de chamadas com um tempo médio de atendimento de 230 segundos. Em 2013 uma reestruturação nas áreas comerciais das Distribuidoras da Neoenergia unificou a gestão do tele atendimento da COSERN, CELPE e COELBA, alinhando as ações e otimizando sua gestão.
- **Agência Virtual (www.cosern.com.br)** - A Agência Virtual foi completamente reformulada e modernizada, possibilitando ao cliente maior facilidade de acesso ao portal, ampliação do portfólio de serviços oferecidos. Isto concorreu para uma procura por este canal de atendimento superior a 36% em relação a 2012. Foram registrados mais de 1,3 milhões de solicitações. Dentro dos serviços oferecidos houve maior procura pelo serviço de segunda via de futura e do certificado de quitação de débitos, outros serviços importantes oferecidos são a reclamação de falta de energia, a solicitação de ligação nova, a troca de titularidade e religação.
- O serviço gratuito de SMS para registro de falta de energia foi implantado ao longo do ano de 2013, como forma de facilitar o acesso do cliente para o registro da ocorrência de falta de energia, possibilitando o envio e recebimento do protocolo de sua reclamação, de forma ágil e confiável.
- **Atendimento Clientes Corporativos** - Através de especialistas de negociação em energia é prestado um atendimento diferenciado e personalizado para cerca de 5 mil parceiros de negócios, correspondente a mais de 31,5 mil contas-contratos. Esses clientes representam aproximadamente 43% do consumo e 37% do faturamento total da COSERN. Fazem parte deste grupo os clientes dos poderes públicos (Federal, Estadual e Municipal), do mercado livre, parcialmente livre, potencialmente livre e geradores, e os mais de 2,6 mil contratos do Grupo A.

O crescimento do número de reclamações procedentes a partir de 2011 foi resultante das modificações no processo de apuração com o objetivo da uniformização do procedimento de registro de reclamações em todas as distribuidoras do país, visando à certificação exigida pelo órgão regulador e permitindo a comparação, na mesma base, dos indicadores de duração e frequência das reclamações entre todas as distribuidoras. Em 2013, dando continuidade às ações de melhoria iniciadas em 2012, com foco na qualidade do serviço prestado, pode-se registrar um decréscimo no registro de reclamações procedentes da ordem de 16% em relação ao último trimestre do ano anterior. O resultado da eficiência desta estrutura de serviços pode ser visualizado através do indicador regulado FER - Frequência Equivalente de Reclamação, que, basicamente, mede o número de reclamações procedentes para cada grupo de 1.000 consumidores. O FER para COSERN, estabelecido pela ANEEL para o ano de 2013, foi de 35, enquanto que o alcançado foi de 11,14, representando um resultado 68,17% menor do que a meta estabelecida.

A COSERN obteve o índice de 80,6% no ISQP - Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, avaliado pela ABRADEE nas distribuidoras com mais de 500 mil clientes em 2013, representando uma evolução do indicador que em 2012 registrou 76,6%.

5.10 Programa Luz para Todos

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

Até 2009 a Companhia investiu cerca de R\$ 187 milhões no Programa Luz para Todos, interligando no total 52.809 mil novos consumidores.

Em decorrência do crescimento vegetativo e migração para área rural a COSERN assinou, em 09 de outubro de 2013, um novo contrato referente ao Programa Luz para Todos, com o objetivo de ligar 4.845 mil novos consumidores com um investimento total de R\$ 44 milhões. O prazo de aplicação dos recursos do contrato se encerra em 31 de dezembro de 2014.

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

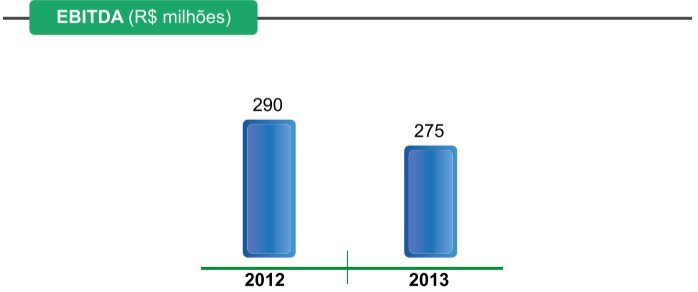
Dados Econômico - Financeiros	2012 Reapresentado	2013	Variação 2013/2012
Receita Operacional Bruta (R\$ Mil)	1.995.094	1.887.960	(5,4%)
Receita Operacional Líquida (R\$ Mil)	1.418.335	1.383.176	(2,5%)
EBITDA (R\$ Mil)	289.762	275.087	(5,1%)
Resultado do Serviço - EBIT (R\$ Mil)	238.528	212.020	(11,1%)
Resultado Financeiro (R\$ Mil) - Exceto JSCP	(12.849)	29.128	326,7%
Lucro Líquido (R\$ Mil)	198.016	207.669	4,9%
Ativo Total (R\$ Mil)	1.650.070	1.879.804	13,9%
Investimentos (R\$ Mil)	174.525	179.632	2,9%
Dívida Bruta (R\$ Mil)	590.052	655.668	11,1%
Dívida Líquida (R\$ Mil) *	452.146	376.915	(16,6%)
Patrimônio Líquido (R\$ Mil)	721.715	888.171	23,1%
Indicadores Econômico-Financeiros			
Margem EBITDA	20,43%	19,89%	(0,5) p.p.
Margem EBIT	16,82%	15,33%	(1,4) p.p.
Margem Líquida	13,96%	15,01%	1 p.p.
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	22,6	9,4	(58,1%)
Dívida Líquida/EBITDA**	1,56	1,37	(12,2%)
Índice de Endividamento Líquido	38,52%	29,79%	(8,7) p.p.
Ações			
Valor Patrimonial da Ação (R\$ lote de mil ações)	4.294	5.284	23,1%
Lucro Líquido por Ação (R\$)	1,18	1,24	4,9%
Dividendos e JSCP Proposto/Deliberado (R\$ Milhões)	51	166	228,1%

(*) Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários.
** EBITDA 12 meses
p.p - Pontos Percentuais

Em 2013, o lucro líquido foi de R\$ 208 milhões, contra R\$ 198 milhões em 2012 (reapresentado), tendo um crescimento de 4,9%. A receita operacional líquida atingiu R\$ 1.383 milhões, enquanto em 2012 situou-se em R\$ 1.418 milhões. Essa redução de 2,5% resulta da redução de tarifa de energia em tomo de 18% conforme a Lei 12.783 de 01/2013 e REH 1.413 de 24 de janeiro de 2013 e do índice médio da revisão tarifária que em 2013 foi de 3,86%. Os custos e as despesas operacionais totalizaram em 2013 R\$ 1.171 milhões, 0,8% inferior em relação a 2012, destacando-se o efeito dos ajustes decorrentes da revisão tarifária no montante de R\$ 11.934 e da aplicação retrospectiva da Resolução Homologatória nº 1.406/12 - referente à aquisição de energia firmada com a Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear no montante de R\$ 10.525 nos saldos divulgados no ano anterior. A rentabilidade do Patrimônio Líquido do exercício foi de 27,4% contra 23,4% em 2012. Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

Conciliação do EBITDA - R\$ Mil	2012 Reapresentado	2013	Variação
Lucro Líquido	198.016	207.669	4,9%
Imposto de Renda e CSLL - corrente e diferido	19.329	25.441	31,6%
Amortização de Agio e Reversão PMIPL	8.334	8.037	(3,6%)
Receita Financeira	(91.516)	(107.457)	17,4%
Despesa Financeira	104.365	78.329	(24,9%)
Amortização	51.234	63.068	23,1%
EBITDA	289.762	275.087	(5,1%)

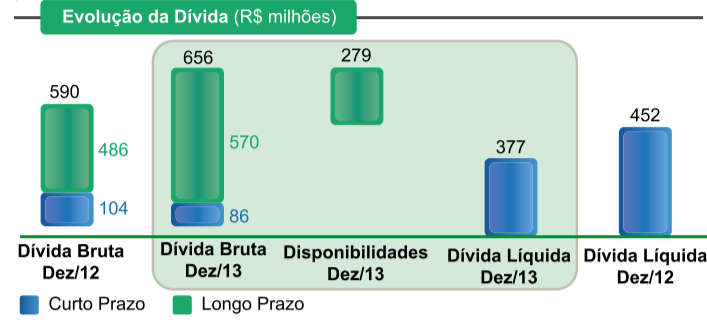
O EBITDA foi de R\$ 275,1 milhões em 2013, o que representa uma redução de 5,1% quando comparado com o total de R\$ 289,8 milhões em 2012. A margem do EBITDA de 2013 foi de 19,9% ante os 20,4% de 2012.



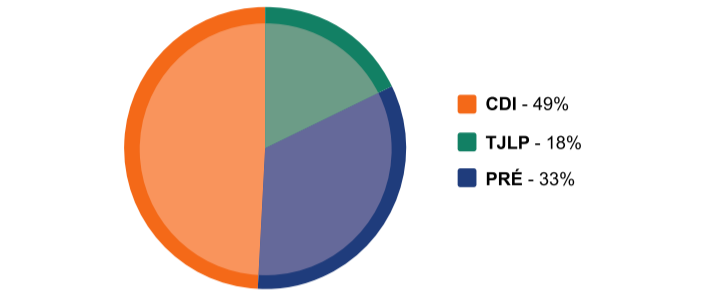
O Lucro Líquido da COSERN em 2013 foi R\$ 208 milhões, contra R\$ 198 milhões em 2012, refletindo um acréscimo de 4,9%.

6.1 Perfil da Dívida

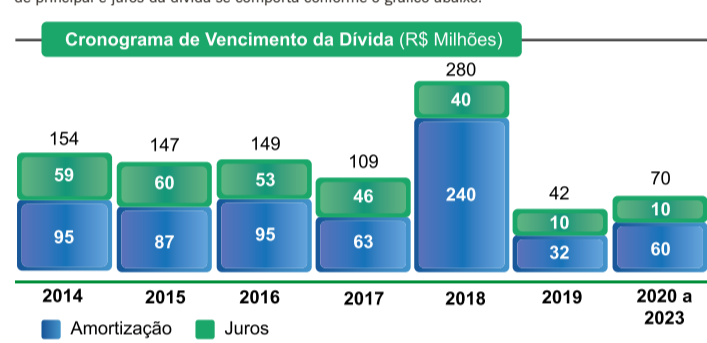
De acordo com sua Política Financeira, a COSERN busca permanentemente o alongamento e a diversificação dos instrumentos financeiros. O valor do endividamento total em dezembro de 2013, da COSERN contava com 86,9% da dívida contabilizada no longo prazo e 13,10% no curto prazo. Em dezembro de 2013 a dívida bruta consolidada da COSERN, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, foi R\$ 656 milhões (dívida líquida R\$ 377 milhões), apresentando um crescimento de 11,19% (R\$ 66 milhões) em relação a dezembro de 2012. Como demonstrado no gráfico abaixo, a COSERN mantém seu endividamento sem concentração em um único indexador. Do total da dívida, 49% estão indexados ao CDI, 33% à TJLP, e 18% a taxas pré-fixadas.



De acordo com sua Política Financeira, a COSERN busca permanentemente o alongamento e a diversificação dos instrumentos financeiros. O valor do endividamento total em dezembro de 2013, da COSERN contava com 86,9% da dívida contabilizada no longo prazo e 13,10% no curto prazo. Em dezembro de 2013 a dívida bruta consolidada da COSERN, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, foi R\$ 656 milhões (dívida líquida R\$ 377 milhões), apresentando um crescimento de 11,19% (R\$ 66 milhões) em relação a dezembro de 2012. Como demonstrado no gráfico abaixo, a COSERN mantém seu endividamento sem concentração em um único indexador. Do total da dívida, 49% estão indexados ao CDI, 33% à TJLP, e 18% a taxas pré-fixadas.



Com base no endividamento da companhia em 31 de dezembro de 2013, o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida se comporta conforme o gráfico abaixo.



6.2 Captações de Recursos no Período

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

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social BNDES - A Companhia recebeu em 2013 o montante de R\$ 90.679 mil 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 mil do contrato nº. 08.2.1089.1, assinado em março de 2009 e, R\$ 62.585 mil do contrato nº. 13.2.0294.1, assinado em 29 de maio de 2013.

Citibank - A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 85.000, equivalentes a R\$ 195.500 mil, com custo de Litor 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 mil 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.

7. INVESTIMENTOS

Em 2013 a COSERN investiu R\$ 179,6 milhões, os quais foram destinados à melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores do RN, conforme descrito a seguir:

Investimentos	2011	2012	2013
Distribuição	135.735	158.006	160.020
Comercialização	-	-	-
Administração	6.011	16.519	19.612
Total	141.746	174.525	179.632

No programa de Instalações Gerais, foram realizados investimentos em sistemas de informática, ferramentas, veículos e patrimônio.

7.1 Expansão de Rede

Como investimentos na expansão de Linhas de Distribuição em Alta Tensão, no ano de 2013, foram destinados recursos para início da construção das Linhas de Distribuição (LD) em 69 kv Jiqui - Neópolis seccionamento para Capim Macio (5 km), LD Extremoz - Ceará Mirim seccionamento para Extremoz II (300 m), LD Igapó - Extremoz seccionamento para Extremoz II (3,8 km), LD Mossoró II - Baraúnas (33 km) e LD Extremoz II - Aeroporto de São Gonçalo (12,8 km). Adicionalmente, foram direcionados recursos para a continuação das LDs 69 kv Carajás - Riacho da Cruz (50 km), LD Santa Cruz II - Tangará (30 km) e LD Mossoró II Dix-Sept Rosado (45 km). Destaca-se ainda a conclusão da LD Natal II - Lagoa Nova (3,2 km) e do recondução da LD 69 kv Mossoró II - Grossos (12 km). Em subestações, foram alocados recursos para o início da construção da Subestação Capim Macio (20/26,6 MVA) e conclusão da Subestação Riacho da Cruz (10/12,5 MVA), além da ampliação de Lagoa Nova (20/26,6 MVA), São Miguel (10/12,5 MVA), Litoral Sul (20/26,6 MVA) e Acari (10/12,5 MVA). No Programa de Distribuição, foram realizadas 76.407 novas ligações. Com isso, foram construídos 895 km de rede de média tensão (13,8 kv) e 835 km de redes de baixa tensão 380/220 Volts, além de implantação de 26.003 postes.

Abaixo quadro com os principais ativos elétricos da COSERN:

Principais Ativos Elétricos	2011	2012	2013	Variação
Linhas de Transmissão (Km)	2.092	2.209	2.219	0,45%
Subestações (Un)	59	60	60	-
Transformadores de Força (Un)	79	81	82	1,22%
Potência Instalada (MVA)	1.169	1.246	1.327	6,10%
Linhas de Distribuição (Km)	44.239	46.346	47.553	2,54%
Transformadores de Distribuição (Un)	40.818	43.447	44.966	3,38%

7.2 Modernização

Em 2013, dando continuidade na substituição de relés micro processados, permitindo contemplar nova funcionalidade (funcionalidade de neutro sensível que proporciona maior segurança operacional evitando que cabos energizados permaneçam alimentados no solo), foi concluída esta nova modernização em todo o regional do Oeste e Alto-Oeste no Estado.

Ainda com o foco no melhoramento das proteções e telecomando, foi renovada toda a parte de automação de cinco subestações (Parnamirim, Jiqui, Extremoz, Neópolis e Litoral Sul) possibilitando melhoria e confiabilidade das operações remotas, diagnósticos e alteração dos parâmetros dos relés de proteção do Centro de Operações em Natal.



permite o controle de licenças e o gerenciamento das condicionantes de cada uma delas. O Grupo trabalha para reduzir, ao máximo, o impacto de suas atividades sobre o meio ambiente, assegurando, sempre que necessário, a implantação de medidas mitigadoras e compensatórias.

Na área de geração, as usinas hidrelétricas têm projetos de recomposição ambiental das Áreas de Preservação Permanente (APPs), que fazem uso de técnicas de reflorestamento mais adequadas a cada região, utilizando espécies do bioma local. A preservação da biodiversidade e a mitigação dos impactos ocasionados pela operação contemplam o monitoramento de processos erosivos e assoreamento de reservatórios, água, ictiofauna e fauna. Há ainda programas de recuperação de áreas degradadas, comunicação social, educação ambiental e redução do consumo de energia.

Inovação e Diversificação da Mata
Com investimentos de R\$ 1 bilhão, a Força Eólica do Brasil, joint venture entre Neoenergia e Iberdrola, concluiu, em outubro de 2013, a construção do último de seus 10 parques eólicos na região Nordeste do Brasil. Juntos, estes parques têm capacidade instalada de 288MW, o suficiente para atender a 767 mil habitantes. A energia gerada já tem contratos de comercialização por 20 anos com os agentes de distribuição compradores do leilão 2010 de fontes alternativas. No total, são três parques no estado da Bahia (Caetité 1, 2 e 3) e sete no Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, 2, 3, 4, 5 e Mel 2). Todos estão prontos, sendo que um (Mel 2, em Areia Branca RN), opera desde fevereiro de 2013 e os demais aguardam conexão da Chesf para gerar energia.

Energia Solar em Dois Estádios-Sede da Copa 2014
A Neoenergia investe também na geração de energia solar e eólica, fontes complementares que estão crescendo rapidamente no Brasil e contribuindo com o desenvolvimento sustentável do país. Um ano depois de inaugurar a primeira usina de geração solar fotovoltaica da América Latina, dentro de um estádio de futebol (estádio de Pituaguá), em Salvador, na Bahia, o Grupo marcou seu segundo gol, inaugurando a mais uma usina solar. Desta vez, em Pernambuco, dentro da Itaipava Arena Pernambuco, um dos estádios-sede da Copa 2014. A Usina Solar São Lourenço da Mata tem potência instalada de 1 megawatt pico (MWp), capacidade suficiente para gerar 1.500 MWh por ano, o que equivale ao consumo de seis mil habitantes. A unidade será responsável por até 30% da energia consumida pelo estádio que sediará a Copa do Mundo 2014. O investimento de R\$ 10 milhões é resultado da parceria entre o Grupo Neoenergia, por meio da Celpe, Coelba e COSERN, e a Odebrecht.

A instalação da usina solar faz parte do Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira", da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além da usina, o projeto de P&D contempla outros investimentos que totalizam R\$ 24,5 milhões. As demais iniciativas estão no estado da Bahia. A Arena Fonte Nova, em Salvador, terá um sistema com potência de 500 kWp. O estádio baiano de Pituaguá, desde abril de 2012, gera energia por meio de painéis fotovoltaicos com capacidade de 400 kWp e compensa toda a energia que consome.

Ni lha de Fernando de Noronha, o Grupo está construindo duas usinas para contribuir com a sustentabilidade do arquipélago. O empreendimento, em parceria com o Comando da Aeronáutica, quando concluído, terá potência instalada de 400 kWp. A outra planta solar, concebida por meio de convênio com o Governo de Pernambuco, terá 600 kWp de potência instalada.

Economia e Redução de Emissões de CO₂ na Baixa Renda
A Neoenergia também vem colando o Nordeste brasileiro, uma das regiões que mais crescem no país nos últimos anos, na vanguarda da eficiência energética. O grupo controla as empresas distribuidoras de energia elétrica de três importantes estados da região: Coelba, na Bahia, Celpe, em Pernambuco, e COSERN, no Rio Grande do Norte.

Mais da metade dos clientes das distribuidoras é baixa renda. Por esta razão, desde 1998, a Neoenergia investe cerca de R\$ 413 milhões em programas de eficiência energética. O principal objetivo é adequar o consumo à capacidade de pagamento desses clientes e contribuir com a melhoria da qualidade de vida da população. Uma das iniciativas que se destacam nesta área é o Programa Nova Geladeira, que já substituiu 246 mil geladeiras velhas e ineficientes por geladeiras novas e mais econômicas, com Selo Procel de eficiência energética. Uma geladeira em mau estado de conservação pode ser responsável por até 70% do valor da conta de energia de famílias de baixa renda. O Programa Nova Geladeira, do Grupo Neoenergia, proporciona uma economia 256,9 GWh/ano em energia, o equivalente à geração de uma hidrelétrica de 53,3 MW. Vale ressaltar ainda os ganhos ambientais que o Programa Nova Geladeira também proporciona: a redução do prejuízo à camada de ozônio - e retardar das geladeiras antigas e tratadas; os aparelhos novos utilizam o R600a (isobutano), gás considerado ecológico, e são fabricados especialmente para a Neoenergia. Isso significa que o Grupo Neoenergia está influenciando o mercado para a substituição do CFC pelo isobutano.

E isso não é tudo. A geladeira velha recolhida é reciclada, a sucata é vendida e o dinheiro arrecadado é destinado a outros projetos realizados pelo Grupo Neoenergia, como, por exemplo, o Vale Luz, que dá acesso à energia elétrica para os clientes que doam lixo reciclável, como vidro, PET, metal, papel e outros. Até o primeiro semestre de 2013, foram recicladas cerca de 839 toneladas de resíduos sólidos e concedidos R\$ 159 mil em descontos na conta de energia.

Restauração da Mata Atlântica
O Grupo Neoenergia ainda é signatário do Pacto para a Restauração da Mata Atlântica, por meio de Energia Verde. Iniciado em 2009, o programa concede descontos para quem troca eletrodomésticos antigos por novos, com o Selo Procel A+, de economia de energia. Como contrapartida, o cliente faz uma doação financeira para a recuperação de áreas remanescentes da Mata Atlântica. O valor é variável de acordo com a faixa de consumo de energia do cliente.

Em 2013, foram recuperados 121 hectares por meio do plantio de 156.863 mudas de diferentes espécies de Mata Atlântica em áreas como: estabelecimento de corredores ecológicos unindo o Parque Nacional do Pau Brasil e o Parque Nacional Monte Pascoal, na Bahia; Serra do Urubu, em Pernambuco; e os parques Jornalista José Maria Alves e das Dunas, no Ceará.

Educação, Cidadania e Desenvolvimento
Acreditando na educação como um agente de transformação da sociedade, o Grupo mantém também uma consolidada parceria com o Instituto Ayrton Senna desde 2006 para estimular ações para a melhoria do desempenho de alunos da rede pública de ensino. Até 2012, foram investidos cerca de R\$ 3,5 milhões em projetos de educação através da arte. A partir de 2013, o apoio passou a ser exclusivamente nos programas de correção de fluxo escolar "Acelera Brasil" e "Se Liga", para os quais destinou R\$ 500 mil no ano passado. As iniciativas atendem a escolas públicas dos Estados da Bahia, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte e já beneficiaram mais de 19 mil crianças e 350 educadores nos três estados. O Grupo também apoia, por meio de suas distribuidoras, iniciativas como Júnior Achievement (de empreendedorismo), contribuindo com a formação de mais de 9 mil alunos dos ensinos médio e fundamental. Também promoveu, através da Lei Rouanet, inclusão cultural de três jovens baixa renda de Salvador, apoiando o projeto "Amigos do Bolshoi". Ainda na linha das leis de incentivo, o Grupo concluiu o projeto Vira da Rainha, investindo R\$ 1,3 milhão (Lei Rouanet), para resgatar traços que marcaram a história do Brasil por meio de estudos aprofundados de arqueologia na região das suas pequenas centrais hidrelétricas situadas entre o Rio de Janeiro e o Espírito Santo. Também realizou educação patrimonial para valorização e multiplicação dessa história na comunidade escolar dos municípios daquela região.

Práticas de Cumprimento do Pacto Global
A Neoenergia desenvolve ações alinhadas aos compromissos voluntários assumidos em agosto de 2007, ano em que aderiu aos dez princípios universais do Pacto Global das Nações Unidas nos temas Direitos humanos, trabalho, meio ambiente e anticorrupção. A empresa também é signatária dos Oito Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM), que contribuem para a equidade e o desenvolvimento humano com ações que buscam a redução de males como a miséria, o preconceito racial, a mortalidade infantil por destituição e enfermidades e o analfabetismo.

9. GESTÃO DE PESSOAS

Iniciamos o ano com o desafio de assegurar que cada colaborador conhecesse a nova Missão, a nova Visão e os novos Valores do Grupo Neoenergia. Esse trabalho foi realizado com o apoio direto das lideranças, que atuaram como porta-vozes nesse processo de comunicação. Diante desse novo cenário, foram eleitas algumas frentes de ação que visavam dar o suporte necessário à internalização da nova Missão, a nova Visão e os novos Valores, que descrevemos a seguir.

9.1 Saúde e Segurança

Definida a partir de 2013 como um valor, a Segurança assume um importante e constante desafio para todos, reafirmando nosso compromisso com a saúde e integridade física dos colaboradores (próprios e das prestadoras de serviços) e da comunidade.

As inovações tecnológicas e a capacitação profissional, além dos aspectos comportamentais, propiciam melhor desempenho dos empregados e otimização dos processos, contribuindo para redução dos índices de acidentalidade e melhoria contínua do sistema de gestão de saúde e segurança.

- Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional - PCMSO; Exames Médicos Ocupacionais e Blitz Ergonômica, direcionados aos colaboradores próprios. Essa mesma prática tem sido monitorada dentro das equipes de prestadoras de serviços, levando a valorização da saúde ocupacional como fator importante e requisito essencial para a continuidade do relacionamento entre o Grupo Neoenergia e seus parceiros.
- Incentivo à atividade física por meio da implementação de academia de ginástica dentro das instalações de algumas empresas ou convênios com academias locais, quando a empresa não dispõe de contingente de colaboradores que assegure o custo-benefício de uma academia própria; clube de corrida; massagem terapêutica; feiras de saúde; campanhas e palestras educativas voltadas para a promoção da saúde e prevenção de doenças, principalmente aquelas adquiridas pela realização das atividades laborais sem o devido cuidado e atenção.
- Segurança da População: realização de ações diretas como palestras e inspeções de segurança; constituição e coordenação das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes - CIPA; palestras e reuniões de segurança; inspeções de segurança em imóveis administrativos, substestações e turmas; formação de brigadistas e planos de emergência; recepções e auditorias de saúde e segurança nas Empresas Prestadoras de Serviços - EPS; fiscalização de alojamentos; realização do IX Seminário de Saúde e Segurança para EPS; controle e acompanhamento dos indicadores de acidentalidade.
- Segurança do Trabalho (próprios e terceirizados): Programa de Prevenção de Riscos Ambientais -PPRA; constituição e coordenação das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes - CIPA; palestras e reuniões de segurança; inspeções de segurança em imóveis administrativos, substestações e turmas; formação de brigadistas e planos de emergência; recepções e auditorias de saúde e segurança nas Empresas Prestadoras de Serviços - EPS; fiscalização de alojamentos; realização do IX Seminário de Saúde e Segurança para EPS; controle e acompanhamento dos indicadores de acidentalidade.

Dessa forma, ciente das suas responsabilidades com a sociedade a qual serve e participa, o Grupo Neoenergia assegura seu compromisso com a saúde e segurança de seus colaboradores e da população.

9.2 Capacitação e Desenvolvimento

Em 2013, seguindo a orientação de que "valorizamos e inspiramos as pessoas", como define o valor PESSOAS, tivemos como primeira iniciativa a realização de uma Pesquisa de Clima, com o intuito de conhecer quais os pontos percebidos pelos colaboradores que podem fortalecer o engajamento de todos em torno dos objetivos da Organização. A pesquisa nos trouxe insumos, que já foram transformados em plano de ação para os anos de 2013 e 2014, além de orientar algumas ações de gestão relativas ao desenvolvimento, oportunidade de carreira, comunicação, entre outras. Demos continuidade a diversos programas de treinamento direcionados para a melhoria de competência funcional dos colaboradores, visando mantê-los no processo permanente de aprendizagem e desenvolvimento, sem perder de vista a integração dessas ações com os objetivos estratégicos da Organização.

- Formação de eletricitas, aproveitando colaboradores advindo da comunidade e do Programa Jovem Aprendiz;
- Realização do programa de formação de líderes, em parceria com a Fundação Dom Cabral, que contribuiu fortemente para o alinhamento de nossa liderança com as necessidades da Organização;
- Realização de MBA em Smart Grid, visando importar conhecimentos que coloquem o Grupo Neoenergia atualizado com a forte tendência do segmento de energias e inspeções de segurança;
- Realização de assessment em 100% da liderança, visando identificar profissionais com talento para ocupar futuramente posições de liderança, fortalecendo nosso processo de Sucessão e promovendo a retenção desses talentos;
- Realização de mais uma edição do Comitê de Desenvolvimento de Pessoas - CDP, onde são definidos os sucessores dos atuais líderes. Esse processo, viabiliza a elaboração do "mapa de sucessão" do Grupo;
- Realização de mais uma edição do Programa de Preparação para Aposentadoria, denominado "Meu Momento", destinado a dar suporte a todos os colaboradores em fase de aposentadoria, levando-o a realizar essa transição com menor impacto;
- Continuidade do Programa de Estágio, que viabiliza o ingresso de estudantes em nossos quadros de estagiários, viabilizando formação e experiência em ambientes organizacionais, que tem como

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	NACIONAL			NACIONAL			GLOBAL	NACIONAL		GLOBAL
Rating Corporativo										
NEOENERGIA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	BBB+	BBB+	BBB+	A+	AA-	AA-	AA+	BB+	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
ITAPEBI (Debêntures)	A-	A+	AA-	AA	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
TERMOPE (Debêntures)	A-	A	A+	AA	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável

Fonte: Standard & Poor's 28/05/2013.

10. AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, destacamos que a Companhia utiliza os serviços de auditoria independente fornecidos pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, desde 11 de julho de 2012, que incluem a auditoria de suas demonstrações contábeis e regulatórias, bem como a revisão de informativos contábeis, para um período de 2 (dois) anos. Até 31 de dezembro de 2013, a Companhia não possui com os referidos Auditores nenhum outro contrato de prestação de serviços que não o referente aos próprios serviços de Auditoria Independente.

A política de atuação da Companhia, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria externa, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

objetivo tornar os estagiários a base da cadeia de talentos da Organização, garantindo um pool de profissionais preparados para ascender aos primeiros cargos dos níveis técnico e superior;

- Programa de Gestão de Desempenho - PGD foi totalmente revisado em 2013; além de implantar uma nova metodologia, onde todos os colaboradores possuem objetivos individuais, o PGD contou com um novo sistema informatizado, auxiliando na consolidação da filosofia de que o colaborador é o protagonista de sua carreira.

Outra importante evolução em nosso processo de formação e desenvolvimento de pessoas foi a implantação da #fredeaprender, que é uma ferramenta de Educação a Distância (EAD) que viabiliza a oferta de cursos online, promovendo a interação, o aprendizado e a informação, além de reforço à cultura de autodesenvolvimento e democratização do conhecimento.

O Grupo Neoenergia começou o ano de 2013 com nova Missão, nova Visão e Valores, o que teve forte impacto em todas as ações de Gestão de Pessoas.

A partir desse ano a nova missão do Grupo é "Ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade, com eficiência, qualidade, segurança, sustentabilidade e respeito ao indivíduo".

A nova visão é "Ser admirada pelos clientes, governo, investidores e colaboradores e reconhecida nacionalmente como referência em inovação, padrões de operação, qualidade de atendimento, rentabilidade e crescimento".

Os novos valores, definidos para orientar a atuação dos colaboradores e, consequentemente, a condução dos negócios, foram assim descritos:

- 1. SEGURANÇA:** Colocamos a vida das pessoas em primeiro lugar.
- 2. PESSOAS:** Valorizamos e inspiramos as pessoas.
- 3. RESPEITO AO CLIENTE:** Geramos valor para nossos clientes, por meio de serviços de qualidade e atendimento de suas necessidades.
- 4. INOVAÇÃO E EMPREENDEDORISMO:** Estimulamos o pensamento criativo e atuação autônoma.
- 5. ATUAÇÃO SEM FRENTEIRAS:** Quebramos os limites organizacionais (áreas, empresas) para trabalharmos em equipe e gerarmos melhores resultados.
- 6. SUSTENTABILIDADE:** Consideramos as dimensões ambiental, social e econômica em todas as nossas decisões.
- 7. CRIAÇÃO DE VALOR:** Buscamos crescimento sustentável (rentabilidade, comprometimento, eficiência), com geração de valor para o acionista, nossos colaboradores e a sociedade.
- 8. INTEGRIDADE:** Fazemos o nosso trabalho com ética, honestidade, garantindo que a informação falada seja clara, correta e confidencial.
- 9. EXCELÊNCIA:** Abordamos os desafios com planejamento e cuidado com os detalhes. Tanto a nova Missão, quanto a nova Visão e os novos Valores, trouxeram um novo olhar sobre as práticas de Gestão de Pessoa do Grupo Neoenergia, que continua sendo o colaborador como um ativo imprescindível para a realização dos resultados previstos e que traduzem nosso compromisso com o acionista e a sociedade.

9.3 Rating

Em 28 de maio de 2013, a Standard & Poor's Ratings Services reafirmou os ratings de crédito corporativo atribuídos à NEOENERGIA S.A. e às suas controladas COELBA, CELPE e COSERN 'BBB-' na Escala Global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil. A perspectiva é estável. Ao mesmo tempo, reafirmou os ratings de emissão atribuídos à Termopernambuco S.A. e Itapebi S.A. 'brAA+' com base na garantia incondicional e irrevogável da NEOENERGIA, empresa controladora.

O quadro abaixo apresenta a evolução dos ratings de créditos corporativos atribuídos à NEOENERGIA e às distribuidoras do Grupo, além das emissões de debêntures das geradoras.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	NACIONAL			NACIONAL			GLOBAL	NACIONAL		GLOBAL
Rating Corporativo										
NEOENERGIA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	BBB+	BBB+	BBB+	A+	AA-	AA-	AA+	BB+	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
ITAPEBI (Debêntures)	A-	A+	AA-	AA	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
TERMOPE (Debêntures)	A-	A	A+	AA	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável

11. AGRADECIMENTOS

Ao reconhecermos que o resultado alcançado é consequência da união e do esforço de nossos colaboradores e do apoio, empenho, incentivo e profissionalismo recebidos dos públicos com os quais nos relacionamos, queremos expressar nossos agradecimentos aos nossos acionistas, aos Senhores membros do Conselho Fiscal, Conselho de Administração aos nossos clientes e fornecedores, aos Governos Municipais, Estaduais e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor.

BALANÇOS SOCIAIS

	2013				2012			
1 - BASE DE CÁLCULO								
Receita Líquida (RL)					1.383.176			1.418.335
Resultado Operacional (RO)					212.020			238.528
Folha de Pagamento Bruta (FPB)					70.873			67.450
Valor Adicionado Total (VAT)					815.477			915.115
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil	FPB	RL	VAT
Alimentação	4.854	6,85	0,35	0,60	4.521	6,70	0,32	0,49
Encargos sociais compulsórios	20.375	28,75	1,47	2,50	18.125	26,87	1,28	1,98
Previdência privada	2.906	4,10	0,21	0,36	(296)	(0,44)	(0,02)	(0,03)
Saúde	2.468	3,48	0,18	0,30	2.132	3,16	0,15	0,23
Segurança e saúde no trabalho	1.416	2,00	0,10	0,17	1.263	1,87	0,09	0,14
Educação	1.199	1,69	0,09	0,15	1.169	1,73	0,08	0,13
Cultura	215	0,30	0,02	0,03	-	-	-	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.084	1,53	0,08	0,13	1.082	1,60	0,08	0,12
Creches ou auxílio-creche	472	0,67	0,03	0,06	383	0,57	0,03	0,04
Esporte	91	0,13	0,01	0,01	15	0,02	-	-
Transporte	362	0,51	0,03	0,04	351	0,52	0,02	0,04
Participação nos lucros ou resultados	7.416	10,46	0,54	0,91	5.399	8,00	0,38	0,59
Outros	3.645	5,14	0,26	0,45	1.925	2,85	0,14	0,21
Total - Indicadores sociais internos	46.503	65,61	3,36	5,70	36.069	53,47	2,54	3,94
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R\$ mil	RO	RL	VAT	R\$ mil	RO	RL	VAT
Educação	57	0,03	0,00	0,01	94	0,04	0,01	0,01
Cultura	3.315	1,56	0,24	0,41	2.848	1,19	0,20	0,31
Esporte	52	0,02	-	0,01	34	0,01	-	-
Desenvolvimento Social	400	0,19	0,03	0,05	277	0,12	0,02	0,03
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	2.372	1,12	0,17	0,29	1.790	0,75	0,13	0,20
Outros	20	0,01	-	-	-	-	-	-
Total das Contribuições para a Sociedade	6.216	2,93	0,45	0,76	5.043	2,11	0,36	0,55
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	508.163	239,68	36,74	62,31	514.835	215,84	36,30	56,26
Total - Indicadores sociais externos	514.379	242,61	37,19	63,08	519.878	217,95	36,65	56,81
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	R\$ mil	RO	RL	VAT	R\$ mil	RO	RL	VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa	4.252	2,01	0,31	0,52	5.009	2,10	0,35	0,55
Investimento em programas e/ou projetos externos	6.676	3,15	0,48	0,82	7.150	3,00	0,50	0,78



2.3 - Reconhecimento de receita

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

a) Receita faturada

Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas.

b) Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada visando adequar as leituras ao período de competência referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

c) Receita de construção

A ICPC 01 (R1) estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

d) Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.4 - Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido.

As alíquotas aplicáveis do imposto de renda e da contribuição social ("IR e CS") são de 25% e 9%, respectivamente.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição - RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos. A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal Sudene), calculada com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 26).

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto de renda e contribuição social diferido passivo é integralmente reconhecido. O reconhecimento do imposto de renda e contribuição social diferido ativo ocorre na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação do ativo fiscal diferido, com base em projeções de resultados elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitem a sua utilização. Periodicamente, os valores contabilizados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância com o disposto na legislação tributária.

Avaliação dos impactos da Medida Provisória 627

No dia 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória (MP) nº 627 que revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) estabelece que a modificação ou a adoção de métodos e critérios contábeis, por meio de atos administrativos emitidos com base em competência atribuída em lei comercial, que sejam posteriores à publicação desta MP, não terá implicação na apuração dos tributos federais até que lei tributária regule a matéria; (iii) inclui tratamento específico sobre potencial tributação de lucros ou dividendos; (iv) inclui disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial. As disposições previstas na MP têm vigência a partir de 2015. A sua adoção antecipada para 2014 pode eliminar potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados com pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, efetivamente pagos até a data de publicação desta MP, bem como resultados de equivalência patrimonial.

A Companhia elaborou estudo dos possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e concluiu que a não adoção antecipada pode resultar em ajustes, especialmente relacionados com juros sobre capital próprio e dividendos pagos excedentes ao Lucro tributável. A Administração aguarda a evolução e tratativas das emendas ao texto da referida Medida Provisória para que possa decidir sobre sua adoção antecipada dentro dos prazos estabelecidos pela referida norma tributária.

2.5 - Imposto sobre vendas

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto:

- Quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não for recuperável junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso; e
- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

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

2.6 - Instrumentos financeiros

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes e outros, títulos e valores mobiliários e ativo financeiro da concessão do serviço público.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado
- Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.
- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.
 - Empréstimos e recebíveis
- Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou "prêmio" na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.
 - Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

- Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas do valor justo não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

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

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia referem-se a empréstimos e financiamentos, e derivativos classificados como valor justo por meio do resultado, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado
- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem derivativos.
 - Empréstimos e financiamentos
- Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa efetiva de juros.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

c) Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

2.7 - Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia firma contratos derivativos de *swap* com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros.

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº 32).

Os instrumentos financeiros derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

2.8 - Caixa e equivalentes de caixa

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

2.9 - Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios, energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e outros, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão representados líquidos da provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

2.10 - Títulos e valores mobiliários

São classificados como ativos financeiros mantidos até o vencimento, e estão demonstrados ao custo amortizado, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas-base das demonstrações financeiras, equivalentes ao seu valor justo.

2.11 - Estoques

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

2.12 - Outros investimentos

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

2.13 - Concessão do serviço público (ativo financeiro)

Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e que não serão amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão, ICPC 17 - Contratos de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCP - 05 - Contratos de Concessão.

Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

A atualização monetária do ativo financeiro, incide apenas sobre a base blindada, reconhecida no resultado é efetuada mensalmente, considerando a atualização pelo IGPM, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas no resultado. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada cinco anos (próxima revisão prevista para abril de 2018), o ativo financeiro, base incremental, poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

2.14 - Intangível

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 677 de 13 de dezembro de 2011 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovaram respectivamente o pronunciamento técnico CPC 04 (R1) - Ativos Intangíveis, as Interpretações técnicas ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão, ICPC 17 Contratos de Concessão: Evidenciação e a orientação OCP 05 - Contratos de Concessão.

Essa avaliação é efetuada com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado, com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e
 - Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital.
- No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável.

2.16 - Empréstimos, financiamentos e debêntures

As obrigações em moeda nacional e estrangeira são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, 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, os 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 qualificado são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

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

2.17 - Taxas regulamentares

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. (Vide nota explicativa nº 21). A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783 extinguiu a arrecadação do RGR.

b) Conta Consumo de Combustível (CCC)

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

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

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

d) Programas de Eficiência Energética (PEE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar 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.

2.18 - Participação nos resultados

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

2.19 - Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no Pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes e na Interpretção 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 da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos, após destinação da reserva legal. Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como "dividendo adicional proposto" no patrimônio líquido. A Companhia distribui juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Companhia.

2.20 - Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados

A Companhia possui diversos planos de benefícios a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria, assistência médica, participação nos lucros e resultados, dentre outros. Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009. Eventuais superávits com planos de benefícios a empregados também são contabilizados, reconhecidos até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para estes planos.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

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

2.21 - Provisões

A Companhia registrou provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências fiscais, trabalhistas e cíveis que como resultado de um acontecimento passado, é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação.

A Companhia também está sujeita a várias reinvocações, legais, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores legais. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

2.22 - Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes

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

2.23 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração da Companhia, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente.

2.24 - Questões ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais 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, o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente - IDEMA, este na esfera estadual, e a Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Urbanismo - SEMURB, no âmbito municipal. 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 ONGs 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.

2.25 - Segmento de negócios

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 22 - Informações por segmento, correspondente ao IFRS 8 - *Operating segments*, segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio dos quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revisitos pelo principal gestor das operações da entidade para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível.

Todas as decisões tomadas pela Companhia são baseadas em relatórios consolidados, os serviços são prestados utilizando-se uma rede integrada de distribuição, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Consequentemente, a Companhia concluiu que possui apenas um segmento passível de reporte.

2.26 - Demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 641, de 7 de outubro de 2010, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa ("CPC 03"). As demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 557, de 12 de novembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado ("CPC 09").

2.27 - Novos pronunciamentos contábeis

2.27.1 Pronunciamentos técnicos revisados pelo CPC em 2013

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

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

CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto - aprovado pela Deliberação CVM nº 696, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovação do CFC em 26 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados - aprovado pela Deliberação CVM nº 695, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovação pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). A revisão desta norma engloba alterações como a remoção do mecanismo do corredor, o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano e esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações. Esta revisão entrou em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2013. A Companhia avaliou os impactos da adoção dessas emendas sobre as demonstrações financeiras e procedeu aos ajustes aplicáveis (Vide nota 2.28 a seguir).

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

CPC 44 - Demonstrações Combinadas - aprovado pela Deliberação CVM nº 708, de 2 de maio de 2013. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia. CPC 45/IFRS 12 (IASB - BV 2012) -



(d) Reclassificações para melhor apresentação

- Reclassificação dos créditos a receber referente ao Subsídio baixa renda do grupo de Outros ativos circulantes para Contas a receber;
- Os gastos relativos aos Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética apropriados como serviços próprios e em curso estão sendo apresentados líquidos dos recursos disponíveis para aplicação nesses programas, no grupo de Taxas Regulamentares;
- Reclassificação de títulos e valores mobiliários para apresentação de empréstimos e financiamentos líquidos 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 de Encargo Serviço Sistema de Energia elétrica comprada para revenda para Encargo de uso da rede.

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

Balancos patrimoniais de 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012.

Balanco Patrimonial						
	RH 1406/12		Base de	Reclassificações		
	31/12/2012	CPC 33	energia	remuneração	para melhor	31/12/2012
Ref.	publicado	(R1)	eletronuclear	regulatória	apresentação	reapresentado
ATIVO						
CIRCULANTE	458.015	-	-	-	-	458.015
NÃO CIRCULANTE						
Impostos e contribuições diferidos (a)/(b)/(c)	108.599	173	1.625	18.543	-	128.940
Entidade de previdência privada (a)	4.815	(488)	-	-	-	4.327
Concessão do serviço público (ativo financeiro) (b)	320.911	-	-	(94.837)	-	226.074
Intangível (b)	621.452	-	-	(25.278)	-	596.174
Outros ativos não circulantes	236.540	-	-	-	-	236.540
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.292.317	(315)	1.625	(101.572)	-	1.192.055
TOTAL DO ATIVO	1.750.332	(315)	1.625	(101.572)	-	1.650.070
PASSIVO						
CIRCULANTE						
Fornecedores (c)/(d)	118.659	-	3.508	-	11.187	133.354
Outros passivos circulantes (d)	278.265	-	-	-	(11.187)	267.078
TOTAL DO CIRCULANTE	396.924	-	3.508	-	-	400.432
Fornecedores	10.289	-	7.017	-	-	17.306
Outros passivos não circulantes	510.617	-	-	-	-	510.617
NÃO CIRCULANTE	520.906	-	7.017	-	-	527.923
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Reservas de lucros (c)/(d)	385.949	-	(8.900)	(101.572)	-	275.477
Outros resultados abrangentes (a)	-	(315)	-	-	-	(315)
Outros PL	446.553	-	-	-	-	446.553
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	832.502	(315)	(8.900)	(101.572)	-	721.715
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.750.332	(315)	1.625	(101.572)	-	1.650.070

Balanco Patrimonial						
	RH 1406/12		Base de	reclassificações		
	01/01/2012	CPC 33	energia	remuneração	para melhor	01/01/2012
Ref.	publicado	(R1)	eletronuclear	regulatória	apresentação	reapresentado
ATIVO						
CIRCULANTE						
Contas a receber de clientes e outros (d)	207.846	-	-	-	1.251	209.097
Serviços em curso (d)	37.289	-	-	-	(26.332)	10.957
Outros ativos circulantes (d)	203.489	-	-	-	(1.251)	202.238
TOTAL DO CIRCULANTE	448.624	-	-	-	(26.332)	422.292
NÃO CIRCULANTE						
Títulos e valores mobiliários (d)	28.701	-	-	-	(28.701)	-
Impostos e contribuições diferidos (b)/(d)	39.698	-	-	11.431	73.831	124.960
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora (d)	103.730	-	-	-	(103.730)	-
Concessão do serviço público (ativo financeiro) (b)	144.781	-	-	(42.668)	-	102.113
Intangível (b)	657.979	-	-	(31.379)	-	626.600
Outros ativos não circulantes	258.125	-	-	-	-	258.125
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.233.014	-	-	(62.616)	(58.600)	1.111.798
TOTAL DO ATIVO	1.681.638	-	-	(62.616)	(84.932)	1.534.090
PASSIVO						
CIRCULANTE						
Fornecedores	82.739	-	-	-	-	82.739
Taxas regulamentares (d)	40.304	-	-	-	(26.332)	13.972
Outros passivos não circulantes	171.740	-	-	-	-	171.740
TOTAL DO CIRCULANTE	294.783	-	-	-	(26.332)	268.451
NÃO CIRCULANTE						
Empréstimos e financiamentos (d)	474.879	-	-	-	(28.701)	446.178
Impostos e contribuições diferidos (d)	29.899	-	-	-	(29.899)	-
Outros passivos não circulantes (d)	112.329	-	-	-	-	112.329
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	617.107	-	-	-	(58.600)	558.507
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Reservas de lucros	183.089	-	-	-	-	183.089
Outros resultados abrangentes	7.620	-	-	-	-	7.620
Prejuízo acumulado (b)	-	-	-	(62.616)	-	(62.616)
Outros PL	579.039	-	-	-	-	579.039
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	769.748	-	-	(62.616)	-	707.132
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.681.638	-	-	(62.616)	(84.932)	1.534.090

Os referidos ajustes não produziram impacto nos demais saldos do ativo (circulante e não circulante), passivo (circulante e não circulante).

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

31/12/2012						
	RH 1406/12		Base de			
	Publicado	eletronuclear	energia	remuneração	Reapresentado	
Ref.	Publicado	(R1)	eletronuclear	regulatória	Reapresentado	
RECEITA LÍQUIDA	1.418.335	-	-	-	1.418.335	
CUSTO DO SERVIÇO	(1.016.848)	-	(10.525)	(11.934)	(1.039.307)	
LUCRO BRUTO	401.487	-	(10.525)	(11.934)	379.028	
Despesas com vendas (69.151)	-	-	-	-	(69.151)	
Despesas gerais e administrativas (71.349)	-	-	-	-	(71.349)	
LUCRO OPERACIONAL	260.987	-	(10.525)	(11.934)	238.528	
Resultado financeiro	21.285	-	(34.134)	(12.849)	-	
Receitas financeiras (b)	99.919	-	(8.404)	91.515	-	
Despesas financeiras (b)	(78.634)	-	(25.730)	(104.364)	-	
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	282.272	-	(10.525)	(46.068)	225.679	
Imposto de renda e contribuição social (36.400)	-	-	1.625	7.112	(27.663)	
Corrente (74.812)	-	-	-	-	(74.812)	
Diferido (b)/(c)	3.406	-	3.579	7.112	14.097	
Imposto de renda - SUDENE (c)	43.340	-	(1.954)	-	41.386	
Amortização do benefício fiscal do ágio e reversão da PMPL (8.334)	-	-	-	-	(8.334)	
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	245.872	-	(8.900)	(38.956)	198.016	

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

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido						
Em 01/01/12						
	Capital social	Reservas de capital	Reserva de lucros	Outros resultados	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido
	social	de capital	de lucros	abrangentes	acumulados	dividendos
	de capital	de lucros	abrangentes	acumulados	dividendos	líquido
Saldo publicado	179.787	266.766	183.089	7.620	-	132.486
Base de Remuneração Regulatória - BRR	-	-	-	-	(62.616)	(62.616)
Total do Patrimônio Líquido Reapresentado	179.787	266.766	183.089	7.620	(62.616)	707.132
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido						
Em 31/12/12						
	Capital social	Reservas de capital	Reserva de lucros	Outros resultados	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido
	social	de capital	de lucros	abrangentes	acumulados	dividendos
	de capital	de lucros	abrangentes	acumulados	dividendos	líquido
Saldo publicado	179.787	266.766	385.949	-	-	832.502
Efeitos CPC 33 (R1)	-	-	-	(315)	-	(315)
Base de Remuneração Regulatória - BRR	-	-	(101.572)	-	-	(101.572)
RH 1406/12 Energia Eletronuclear	-	-	(8.900)	-	-	(8.900)
Total do Patrimônio Líquido Reapresentado	179.787	266.766	284.377	(315)	-	721.715

Demonstração do Fluxo de Caixa referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

Demonstração do Fluxo de Caixa					
31/12/12					
	Publicado	RH 1406/12	energia	remuneração	Base de (reapre-sificado*) (repre-sificado*) (repre-sificado*)
	Publicado	RH 1406/12	energia	remuneração	Base de (reapre-sificado*) (repre-sificado*) (repre-sificado*)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS (AUMENTO) REDUÇÃO DOS ATIVOS OPERACIONAIS	390.652	(10.525)	4.084	384.211	(10.804)
REDUÇÃO DOS PASSIVOS OPERACIONAIS	(21.329)	10.525	-	-	305.691
CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	305.691	10.525	4.084	384.211	(10.804)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(170.918)	-	-	-	(170.918)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	(164.409)	-	-	-	(164.409)
AUMENTO/REDUÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(29.636)	-	-	-	(29.636)
Caixa e equivalentes no início do período	154.560	-	-	-	154.560
Caixa e equivalentes no final do período	124.924	-	-	-	124.924
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	(29.636)	-	-	-	(29.636)

(*) Contempla as reclassificações para melhor apresentação

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

Demonstração do valor adicionado					
31/12/12					
	Publicado	RH 1406/12	energia	remuneração	Reapre-sentado
	Publicado	RH 1406/12	energia	remuneração	Reapre-sentado
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR					
Energia elétrica comprada para revenda (b)/(c)	(660.073)	(10.525)	-	-	(670.598)
Materiais, serviços de terceiros e outros (b)	(306.913)	-	-	(15.084)	(321.997)
Amortização (b)	(55.382)	-	-	3.151	(52.231)
Receitas financeiras (b)	99.919	-	-	(8.403)	91.516
Outros	1.868.425	-	-	-	1.868.425
TOTAL VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	945.976	(10.525)	(20.336)	915.115	915.115
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Imposto de renda e contribuição social (b)/(c)	36.400	(1.625)	(7.112)	27.663	-
Juros e variações cambiais (b)	99.922	-	25.732	95.654	-
Lucro/prejuízo do período (b)/(c)	245.872	(8.900)	(38.956)	198.016	-
Outros	593.782	-	-	593.782	-
TOTAL VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO	945.976	(10.525)	(20.336)	915.115	915.115

(*) Contempla as reclassificações para melhor apresentação

3 Julgamentos, Estimativas e Premissas Contábeis Significativas

3.1 - Julgamentos
A preparação das demonstrações financeiras requer que a Administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeriam um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros. No processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia, a Administração identificou julgamentos que têm efeito significativo sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras e efetuou os ajustes necessários (vide nota explicativa nº 2.28).

3.2 - Estimativas e premissas
As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo período financeiro, são discutidas a seguir:

(a) Bifurcação dos bens da concessão do serviço público - ativo financeiro indenizável e ativo intangível
A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final do contrato de concessão, com direito de recebimento integral de indenização pelo poder concedente, sobre os investimentos ainda não amortizados e estimou o ativo financeiro indenizável oriundo da concessão, considerando os investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sendo tais montantes classificados como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. A parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor novo de reposição) classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos clientes. Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, a Companhia adotou a premissa de que será indenizada pelo valor novo de reposição ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos que possuem cláusula de indenização prevista no contrato de concessão, norteado pela ICPC-01 (IFRIC-12).

(b) Contratos de construção
Em atendimento ao CPC 17 e ICPC 01, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura, considerando que no negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil não há margem nos serviços de construção. Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, já que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na Base de Remuneração Regulatória da Sociedade. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária, a remuneração com margem diferente de zero, sobre os serviços de construção.

(c) Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros
Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

(d) Provisões para riscos tributários, cíveis, regulatórios e trabalhistas
A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis, regulatórios e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. 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.

(e) Provisão para créditos de liquidação duvidosa
A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é



8 Recursos CDE

	Ref.	31/12/13
Encargos de serviço de sistema	(a)	1.407
Risco hidrológico	(b)	5.259
Total		6.666

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

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

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

Os efeitos do Decreto 7.945, a título do repasse de recursos da CDE, iniciaram-se a partir das operações do mercado de curto prazo de janeiro de 2013 e ocorreram ao longo do ano de 2013, levando em conta os resultados do processo de contabilização mensal, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. O referido decreto atribuiu à ANEEL a competência para apuração individualizada dos montantes a repassar. Os aportes são feitos pela Eletrobrás, sendo utilizados diretamente para pagamento das despesas relativas aos seguintes componentes:

(a) Encargo do serviço do sistema

Custo incorrido referente à parcela de segurança energética, para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional - SIN;

(b) Risco hidrológico

Valor considerado suficiente para neutralizar a exposição das distribuidoras cotistas das usinas que tiveram a concessão renovada de acordo com a Lei 12.783/2013 no mercado de curto prazo, em decorrência do baixo nível dos reservatórios.

9 Impostos e Contribuições a Recuperar

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Circulante				
Imposto de Renda - IR	(a)	22.367	8.851	3.925
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL	(a)	5.970	2.082	866
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	24.438	35.789	10.003
Programa de Integração Social - PIS	(c)	1.494	1.342	999
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	6.884	6.181	4.604
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		633	464	364
Imposto Sobre Serviços - ISS		737	611	352
Outros		-	-	2
		62.523	55.320	21.115
Não circulante				
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b)	13.575	12.220	10.779
Total		76.098	67.540	31.894

(a) O ativo de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) corresponde às antecipações de aplicações financeiras e órgãos públicos, saldo negativo do Imposto de Renda (IR) e base de cálculo negativa da CSLL, referente ao período de 2008 a 2012.

(b) O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) está composto da seguinte forma:

b.1) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo operacional, para fins contábeis registrado no ativo financeiro e no ativo intangível e apurado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, no montante de R\$ 23.340 (R\$ 21.129, em 31 de dezembro de 2012).

b.2) Diversos créditos de ICMS a recuperar no montante de R\$ 14.673 (R\$ 26.880 em 31 de dezembro de 2012).

(c) PIS e COFINS a compensar decorrente das antecipações de órgãos públicos e do regime de apuração não-cumulativo estabelecido pelas Leis 10.637/02 e 10.833/03, respectivamente, no montante de R\$ 7.895 (R\$ 7.523 em 31 de dezembro de 2012).

10 Entidade de Previdência Privada

Planos Previdenciários

A Companhia é patrocinadora da FASERN - Fundação COSERN de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus participantes, e respectivos beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, conforme regulamentos dos planos de benefícios a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes) destinam-se à constituição de reservas para cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, e são acumuladas desde sua admissão nos planos. No Plano de Benefícios Previdenciários da FASERN - Regulamento 001 (Benefício Definido) eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade da Companhia.

A partir de março de 1999, a FASERN implantou o Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001, de Contribuição Definida, ao qual estão vinculados todos os empregados ativos.

O Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001 proporciona aos seus participantes ativos benefícios relacionados à possibilidade de ocorrência de invalidez e morte durante a vida laborativa, classificados como benefícios de risco, totalmente custeados pela Companhia e pelos participantes autopatrocinados. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, com pagamento único ou parcelado, a critério do participante ou de seus beneficiários. Por suas características, este plano não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Companhia para o Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001 corresponde a 6,68% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 4,45% correspondem à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,42% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81% à cobertura das despesas administrativas dos planos previdenciários administrados pela FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012 foram as seguintes:

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo do intangível em curso	729	764	458
Despesas operacionais	(2.906)	296	(3.611)
Total	(2.177)	1.060	(3.153)

Deliberação CVM nº 695 - CPC 33 - Benefícios a empregados

A Deliberação CVM nº 600/09, alterada pela Deliberação CVM 695/12 de 13 de dezembro de 2012, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 - Benefícios a Empregados, determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese, o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro. O parecer atuarial, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira dos planos previdenciários mantidos pela FASERN, em 31 de dezembro de 2013 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009.

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido foi adotado o método atuarial Crédito Unitário Projetado.

Os valores reconhecidos no balanço patrimonial são os seguintes:

	PREVIDENCIÁRIOS					
	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
Déficit/(superávit) para planos cobertos	(378)	15	197	(48.115)	(38.647)	(35.017)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	-	-	-	43.546	33.003	31.857
Passivo/(ativo) atuarial líquido total	(378)	15	197	(4.569)	(5.644)	(3.160)

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	PREVIDENCIÁRIOS					
	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 atuarias	68	70	58	6.823	6.850	6.150
Rendimento esperando dos ativos do plano	(72)	(47)	(81)	(10.297)	(11.324)	(9.740)
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidos	-	-	-	2.967	4.127	3.120
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	83	83	25	(507)	(347)	(470)

Conforme previsto na Deliberação CVM nº 600/09, alterada pela Deliberação CVM 695/12 a parcela dos ganhos ou perdas atuariais a ser reconhecida, como receita ou despesa, em um plano de benefício definido é o valor dos ganhos e perdas não reconhecidos que exceder, em cada período, ao maior dos seguintes limites:

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

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

	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 de alteração de premissas	(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	-	-	-	-	-	-

(1) Com juros, líquido da contribuição do participante.

As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

	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	-	-	-	-	-	-
Contribuições da patrocinadora	195	121	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contribuições de participantes	4	5	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimento do valor justo do ativo do plano	47	192	(519)	(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	-	-	-	-	-	-

A Deliberação CVM nº 600/09, alterada pela Deliberação CVM 695/12, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 - Benefícios a Empregados, determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese, o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro.

A estimativa do empregador sobre as contribuições que se espera pagar ao plano durante o exercício de 2014:

	31/12/14	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Contribuição de participante	4	-
Contribuição da empresa	205	-

Principais premissas adotadas para os cálculos atuariais referentes ao exercício 2013 e 2012:

	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%
Taxa de aumento nominal dos salários	7,10%	7,10%	7,10%	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Taxa 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)	0,15/ (tempo)	0,15/ (tempo)	Não	Não	Não
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

As taxas esperadas de retorno dos investimentos de longo prazo relativas aos planos avaliados foram selecionadas pela COSERN, tendo sido determinadas a partir das expectativas de rentabilidade de longo prazo fornecidas pela FASERN.

Os percentuais de alocação do valor justo dos ativos do plano ao total dos ativos, nos exercícios de 2013 e 2012 são os seguintes:

	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	22,63%	22,50%	-	4,38%	3,96%	-
Renda fixa	77,37%	77,50%	-	94,85%	95,04%	-
Imóveis	-	-	-	0,77%	0,63%	-
Outros	-	-	-	-	0,37%	-
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Outros Benefícios

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, auxílios refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento, que são periodicamente negociados por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 12.482 (R\$ 10.513 em 31 de dezembro de 2012).

11 Serviços em Curso

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Serviço próprio	230	2.506	5.585
Serviços prestados a terceiros	6.293	8.461	5.372
Total	6.523	10.967	10.957

As Ordens de Serviço em Curso representam um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizado para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria concessionária e permissionária. Quando da conclusão dos serviços esses custos serão transferidos para outras contas patrimoniais e/ou de resultado a depender da natureza do serviço.

12 Impostos e Contribuições Diferidos

A composição dos impostos e contribuições diferidos é a seguinte:

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Imposto de renda e contribuição social	(a)	31.166	33.545	21.230
Diferido ativo		53.442	70.160	51.129
Diferido passivo		(22.276)	(36.615)	(29.899)
Benefício fiscal do ágio e reversão PMIPL	(b)	87.358	95.395	103.730
Total		118.524	128.940	124.960

(a) Imposto de renda e contribuição social

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos, sobre as diferenças temporárias, 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%, a CSLL está constituída a alíquota de 9%. No quadro a seguir, estão demonstrados os tributos e contribuições diferidos pelo líquido, conforme CPC 32.

	31/12/13		31/12/12		Ativo 01/01/12	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de renda						
Diferenças temporárias	81.797	20.450	82.906	20.727	69.955	17.489
Contribuição social						
Diferenças temporárias	119.070	10.716	142.423	12.818	41.569	3.741
Total	190.867	31.166	225.329	33.545	111.524	21.230

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

	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL



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

	Ref.	
Saldos em 01 de janeiro de 2012		102.113
Baixas	(a)	(7.994)
Transferências	(b)	145.174
Atualização monetária/valor justo	(c)	(13.219)
Saldos em 31 de dezembro de 2012		226.074
Baixas	(5.721)	(5.721)
Transferências	(d)	48.257
Atualização monetária/valor justo		14.866
Saldos em 31 de dezembro de 2013		283.476

(a) Baixas no ativo financeiro a partir do Laudo da Base de Remuneração Regulatória do 3CRTP, Despacho ANEEL nº 1.004 de 4 de abril de 2013.

(b) Redistribuição da infraestrutura em R\$ (10.801) que é classificada no ativo financeiro e no ativo intangível a partir do Laudo da Base de Remuneração Regulatória do 3CRTP, Despacho ANEEL nº 1.004 de 4 de abril de 2013, sem impactar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção da ICP01 e da OCP05 e R\$ 155.975 referente a transferência do intangível em curso em decorrência do reconhecimento de ativos incorporados no período.

(c) O montante de atualização monetária e valor justo em 2012 era de R\$ 20.915, na revisão tarifária a Companhia efetuou o recálculo dos bens referentes ao 3CRTP, reversíveis ao final da concessão, levando em consideração o valor novo de reposição (VNR). Como consequência, o montante de R\$ (34.134) foi registrado ajustando às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2012.

(d) Transferência do intangível em curso em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no período.

A concessão da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente. A concessão outorgada tem prazo de vigência de 30 anos, encerrando-se em dezembro de 2027. O contrato de concessão prevê a possibilidade de prorrogação da vigência, a critério exclusivo do Poder Concedente, mediante requerimento da concessionária.

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

15 Outros Ativos

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Adiantamentos a empregados	2.996	2.919	769
Adiantamentos a fornecedores	-	43	181
Serviços prestados a terceiros	2.137	933	822
RGR a compensar	445	445	533
Dispêndios a reembolsar em curso	1.700	1.266	1.124
Uso mútuo de postes	1.743	459	407
Outros créditos a receber	2.482	1.707	1.069
Total	11.503	7.772	4.905
Circulante	6.950	6.950	4.530
Não circulante	2.513	822	375

Apresentado líquido da Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD, no montante de R\$ 17.000 (R\$ 17.000 em 31 de dezembro de 2012), vide nota 6, item d).

16 Intangível

Por natureza, o intangível está constituído da seguinte forma:

	31/12/2013	31/12/12	01/01/12
Taxas anuais médias ponderadas			
Amortização			
Obrigações especiais			
Valor líquido			
Valor líquido			
Valor líquido			
Em serviço			
Direito de uso da concessão	4,71% 701.200	(249.207)	36.808 488.801
Em curso			
Direito de uso da concessão	165.763	-	(2.521) 163.242
Total	866.963	(249.207)	34.287 652.043

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço			Em curso			Total	
	Ref.	Custo	Obrigações acumuladas especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais		Valor líquido
Saldos em 01 de janeiro de 2012	685.517	(173.172)	18.363	530.708	86.184	9.708	95.892	626.600
Adições	-	-	-	-	176.085	(1.931)	174.154	174.154
Baixas	(a) (27.176)	19.375	-	(7.801)	-	-	-	(7.801)
Amortizações	-	(61.473)	6.707	(54.766)	-	-	-	(54.766)
Transferências - Intangíveis	105.765	-	(2.221)	103.544	(105.765)	2.221	(103.544)	-
Transferências - Ativos financeiros (b)	(91.150)	-	10.602	(80.548)	(65.642)	1.016	(64.626)	(145.174)
Transferências - Outros	-	43	(10)	33	3.128	-	3.128	3.161
Saldos em 31 de dezembro de 2012	672.956	(215.227)	33.441	491.170	93.990	11.014	105.004	596.174
Adições	-	-	(136)	(136)	179.632	(19.620)	160.012	159.876
Baixas	(43.206)	29.397	-	(13.809)	-	-	-	(13.809)
Amortizações	-	(63.330)	6.948	(56.382)	-	-	-	(56.382)
Transferências - Intangíveis	68.865	-	(3.445)	65.420	(68.865)	3.445	(65.420)	-
Transferências - Ativos financeiros (d)	-	-	-	-	(50.897)	2.640	(48.257)	(48.257)
Transferências - Outros	2.585	(47)	-	2.538	11.903	-	11.903	14.441
Saldos em 31 de dezembro de 2013	701.200	(249.207)	36.808	488.801	165.763	(2.521)	163.242	652.043

(a), (b) e (d) conforme Nota explicativa 14.

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

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

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro) (vide nota explicativa nº 14).

A Resolução Normativa ANEEL nº 474 de 07/02/2012 estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição. Anteriormente à edição da Resolução ANEEL 474, a vida útil média do conjunto de ativos da Companhia era em torno de 22 anos, variando entre 21 e 24 anos. Com a implementação da Resolução ANEEL 474, a vida útil desses ativos passou a se situar entre 25 e 28 anos, com média de 26 anos, o que corresponde ao acréscimo de 4 anos em relação à vida útil-econômica média anterior.

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

A Companhia realizou os cálculos para determinar a nova estimativa de valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da Concessão e do montante atribuível ao ativo intangível. Considerando os aspectos econômicos, regulatórios e o melhor entendimento técnico-contábil, essa re mensuração da infraestrutura resultou na reclassificação de R\$ 91.349 da conta de ativo intangível para o ativo financeiro, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do IFRIC 12/OCPC 5 - Contratos de Concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

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

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

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

17 Fornecedores

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Fornecedores			
Energia elétrica	104.396	107.246	64.018
Terceiros	103.324	106.200	63.021
Partes relacionadas	1.072	1.046	997
Encargos de uso da rede	13.031	11.164	9.185
Terceiros	13.027	11.152	9.177
Partes relacionadas	4	12	8
Materiais e serviços	30.723	21.962	9.536
Terceiros	30.411	21.886	9.300
Partes relacionadas	312	76	236
Energia livre	11.134	10.688	9.016
Total	159.284	150.660	91.755
Circulante	143.680	133.354	82.739
Não circulante	15.604	17.306	9.016

Os montantes classificados no não circulante referem-se a valores remanescentes de energia livre, fixados pela ANEEL através do Despacho nº 2.517/2010, a serem repassados pelas distribuidoras às geradoras, e que estão contestados pelos concessionários de distribuição, representados pela ABRADEE, e impetraram Mandado de Segurança Coletivo com pedido de liminar (Processo nº 437399120104013400/DF), requerendo o reconhecimento da ilegalidade do ato e a anulação do despacho. Em 28 de setembro de 2010 obteve-se o deferimento da antecipação da tutela recursal e em 22 de novembro de 2010 a liminar foi deferida. Ratificando tal situação, em 5 de agosto de 2013 foi deferida liminar pelo Tribunal Regional Federal da Primeira Região para atribuir efeito suspensivo a uma apelação interposta no mandado de segurança nº 0043739-91.2010.4.01.3400. Com isso, mantiveram-se suspensos os efeitos dos incisos I, III, IV e VI do Despacho nº 2.517/2010.

18 Empréstimos e Financiamentos

Composição da dívida	Taxa Efetiva	Encargos		Principal			Total
		Circulante	Circulante	Não Circulante	31/12/13	31/12/12	
Moeda nacional							
BNB	TJLP+3,21% a.a./10,5% a.a.	47	13.200	44.528	57.775	90.332	119.622
(-) Custos de transação		-	(83)	(48)	(131)	-	(420)
		47	13.117	44.480	57.644	90.332	119.202
BNDES FINEM	TJLP+1,7% a.a. a 3,12%/3% a.a. a 5,5% a.a.	610	39.522	170.322	210.454	147.363	114.258
Eletrobrás	6%	-	2.160	6.640	8.800	11.681	14.703
FINEP	5,13% a.a. a 5,34% a.a.	35	3.283	13.020	16.338	17.011	18.259
(-) Custos de transação		-	(37)	(60)	(97)	(113)	(137)
		35	3.246	12.960	16.241	16.898	18.122
Banco do Brasil		-	-	133.000	133.000	266.963	250.361
(-) Custos de transação	108% CDI/13,81% a.a.	-	(36)	(174)	(210)	(1.895)	(2.952)
Operações com swap	99,5% CDI	-	-	-	-	(7.821)	(3.187)
		-	(36)	132.826	132.790	257.247	244.222
Total moeda nacional		692	58.009	367.228	425.929	523.521	510.507
Moeda estrangeira							
BANK OF AMERICA	Libor 6M + 1,65% a.a.	68	(85)	22.091	22.074	19.297	16.456
Operações com swap	107,85% CDI	-	(7.214)	(28)	(7.242)	(4.614)	(1.731)
		68	(7.299)	22.063	14.832	14.683	14.725
Banco Citibank	Libor 3M + 0,97% a.a.	187	-	190.801	190.988	-	-
Operações com swap	104,5% CDI	-	(2.330)	4.088	1.758	-	-
		187	(2.330)	194.889	192.746	-	-
Total moeda estrangeira		255	(9.629)	216.952	207.578	14.683	14.725
(-) Garantias depósitos vinculados		-	-	(14.426)	(14.426)	(21.028)	(28.701)
Total		947	48.380	569.754	619.081	517.176	496.531

(a) **Captações e renegociações de recursos no exercício:**

a.1) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES - 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.

a.2) 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.

a.3) Citibank - A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 85.000, equivalentes a R\$ 195.500, 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.

a.4) Banco do Brasil - Em 30 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.

(b) **Condições restritivas financeiras (covenants):** O contrato mantido com Bank Of América prevê cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros com parâmetros pré-estabelecidos, 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, a Companhia atingiu todos os índices requeridos contratualmente.

(c) **Condições contratuais dos empréstimos da Companhia em 31 de dezembro de 2013:**

Fonte	Data de assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
ELETROBRAS	2004 a 2006	R\$	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de transmissão e aquisição de medidores	6% a.a.	Não aplicável	2018	Recebeis/Nota Promissória
BB nº 20/00852-X	06/05/10	R\$	Capital de Giro	108% a.a.	Não aplicável	2021	Sem garantia
BB nº 20/00863-5	06/05/11	R\$	Capital de Giro	108% a.a.	Não aplicável	2021	Sem garantia
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
BANK OF AMERICA	11/04/11	US\$	Capital de giro	US\$ + Libor + 1,65% a.a.	107,85% CDI	2016	Sem garantia
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	2015	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	2016	Aval Neoenergia
FINEP 2012	25/10/12	R\$	Projeto de Inovação	5% a.a.	Não aplicável	2020	Aval Neoenergia
BNDES 2011 - Aditivo XI	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	Aval Neoenergia
BNDES 2013 - Aditivo III	29/05/13	R\$	Distribuição de energia elétrica	TJLP + 1,70% a.a./TJLP + 2,70% a.a./3% a.a.	Não aplicável	2023	Aval Neoenergia
CITIBANK	08/12/13	US\$	Capital de giro	US\$ + Libor 3M + 0,97% a.a.	104,5% CDI	2018	Sem garantia

Para alguns financiamentos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias, aval do acionista controlador e aplicações financeiras vinculadas (contas reservas).

O total devido em moeda nacional e estrangeira da Companhia desdobra-se da seguinte forma:

Moeda Nacional	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Juros pré-fixados	127.952	30,0%	193.778	37,0%	198.878	38,0%
TJLP	218.188	51,2%	140.832	26,9%	130.465	24,9%
CDI	79.789	18,7%	188.911	36,1%</		



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	31.350	38.215
Ações preferenciais classe "A"	5.477	6.676
Ações preferenciais classe "B"	4.710	5.742
Total	41.537	50.633
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado		
Lucro líquido do exercício	207.669	245.872
Incentivo fiscal SUDENE	(41.520)	(43.340)
Amortização do ágio incorporado	23.638	24.513
Reversão da provisão para manutenção do patrimônio líquido	(15.601)	(16.179)
Benefício fiscal da amortização do ágio incorporado	(8.037)	(8.334)
Base de cálculo do dividendo	166.149	202.532
Dividendos mínimos obrigatórios	41.537	50.633

Dividendos e juros sobre capital próprio pagos e propostos:
 Juros sobre capital próprio - R\$ 0,2265701623 por ação ON e R\$ 0,2492271786 por ação PNA e PNB 38.949 36.195
 Complemento dividendos obrigatórios - R\$ 0,0150560164 por ação ON e R\$ 0,016561618 por ação PNA e PNB 2.588 14.438

Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio 15%(*).
 (*) Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda. (810) (753)

A movimentação dos saldos em 31 de dezembro de 2013 é como segue:
Saldos em 01 de janeiro de 2012 5.909
 Declarados 183.119
 Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF (753)
 Pagos no período (137.483)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 50.792
 Declarados 41.537
 Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF (810)
 Pagos no período (49.847)
 Prescritos (13)
Saldos em 31 de dezembro de 2013 41.659

24 Provisões

As provisões constituídas para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais, no montante de R\$ 11.548 classificadas no passivo circulante (R\$ 11.275 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 6.415 em 1º de janeiro de 2012) e R\$ 25.708 no não circulante (R\$ 20.264 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 22.384 em 1º de janeiro de 2012) estão compostas como segue:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2012	15.956	8.140	4.703	28.799
Constituição	3.362	1.672	33	5.067
Baixas / reversão	(2.231)	(3.062)	(62)	(5.355)
Atualização	1.435	1.203	390	3.028
Saldos em 31 de dezembro de 2012	18.522	7.953	5.064	31.539
Constituição	2.050	3.962	706	6.718
Baixas / reversão	(1.509)	(2.338)	(600)	(4.447)
Atualização	1.705	1.410	331	3.446
Saldos em 31 de dezembro de 2013	20.768	10.987	5.501	37.256

A administração da Companhia, consubstanciada 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 às ações movidas por ex-empregados contra a Companhia, envolvendo cobrança de horas extras, adicional de periculosidade, equiparação/reajustamento salarial, discussões sobre plano de cargos e salários e outras, e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

	Valor atualizado	Expectativa de perda	Valor provisionado
Trabalhistas	atualizado	Instância	31/12/13 31/12/12 01/01/12
Ex-empregados da Companhia	3.057	1ª, 2ª e 3ª	Provável 3.057 2.123 1.766
	1.420	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
	1.091	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Ex-empregados de Empreiteiras	7.092	1ª, 2ª e 3ª	Provável 7.092 6.412 5.354
	6.352	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
	530	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Empregados	10.619	1ª, 2ª e 3ª	Provável 10.619 9.987 8.836
	1.082	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
	150	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Total	31.393		20.768 18.522 15.956

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da Taxa Referencial (TR), índice de atualização de processos trabalhistas divulgado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho, acrescidos de juros de 1% a.m.

Cíveis
 Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ou danos morais.

	Valor atualizado	Expectativa de perda	Valor provisionado	
Cíveis	atualizado	Instância	31/12/13 31/12/12 01/01/12	
Clientes - Tarifas				
Plano Cruzado	(a)	601	1ª, 2ª e 3ª	Provável 601 824 1.407
		96	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		1.090	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Indenização por perdas	(b)	3.613	1ª, 2ª e 3ª	Provável 3.613 1.940 1.516
		77.045	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		390	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Acidente terceiros/trabalho	(c)	1.424	1ª, 2ª e 3ª	Provável 1.424 1.585 1.871
		11.553	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		598	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Irregularidade de consumo	(d)	901	1ª, 2ª e 3ª	Provável 901 730 635
		17.122	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		563	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Negativação SPC e Serasa	(e)	261	1ª, 2ª e 3ª	Provável 261 186 44
		2.071	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		44	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Societário Ações	(f)	1.438	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
Cooperativas	(g)	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável - 18 -
Outras	(h)	4.187	1ª, 2ª e 3ª	Provável 4.187 2.670 2.667
		50.933	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		33.009	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Total	631.567			10.987 7.953 8.140

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC acrescidos de juros de 1% a.m.

(a) *Clientes - Tarifas Plano Cruzado* - Ações movidas por alguns consumidores industriais e comerciais questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteando a restituição de valores envoltórios.
 (b) *Indenização por perdas* - Trata-se de ações indenizatórias movidas por pessoas físicas e jurídicas em função das atividades da Concessionária. As ações envolvem pedidos de ressarcimento de danos morais e materiais em virtude de suspensão de fornecimento de energia e queima de equipamentos, bem como pedido de ressarcimento por descumprimento contratual.
 (c) *Acidente terceiros/trabalho* - Ações movidas por pessoas físicas em virtude de acidentes elétricos que causaram morte ou danos físicos.
 (d) *Irregularidade de consumo* - Ações movidas por pessoas físicas e jurídicas questionando a lavratura de termos de ocorrências de irregularidades originados no desvio de energia, lavrados pela Concessionária.
 (e) *Negativação SPC e Serasa* - Trata-se de ações indenizatórias movidas por pessoas físicas em função das atividades da Concessionária. As ações envolvem pedidos de ressarcimento de danos morais em virtude de negativação solicitada pela Concessionária em virtude de inadimplência.
 (f) *Societário ações* - Ação que envolve questionamento sobre suposto direito de ações.
 (g) *Cooperativas* - Ações judiciais que discutem o Termo de Acordo conjunto firmado entre ANEEL, FECOERN, CERPAL e COSERN, que versa sobre a aquisição de acervo elétrico.
 (h) *Outras* - Administrativa, Contrato de demanda, Poder normativo da concessionária, Contratos comercial/financeiro, Inadimplência e repercussões, Débito de terceiros, Corte indevido, Empréstimo compulsório, Contratos com terceirizados, Revisão de consumo de energia, Serviços de rede, Repetição de indébito, Racionamento de energia elétrica e Revisão de faturamento.

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

	Valor atualizado	Expectativa de perda	Valor provisionado	
Fiscais	atualizado	Instância	31/12/13 31/12/12 01/01/12	
ICMS	(a)	994	1ª, 2ª e 3ª	Provável 994 869 759
		41.658	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		27	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
ISS	(b)	6.748	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		107	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
CSLL	(c)	33.123	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		9.858	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
COFINS	(d)	71	1ª, 2ª e 3ª	Provável 71 68 62
		1.437	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
IRPJ/IRRF	(e)	113.133	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		20.667	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
INSS	(f)	4.401	1ª, 2ª e 3ª	Provável 4.401 4.127 3.825
		988	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		-	1ª, 2ª e 3ª	Provável - - 57
Incentivo Fiscal SUDENE				
Outras	(g)	35	1ª, 2ª e 3ª	Provável 35 - - -
		2.670	1ª, 2ª e 3ª	Possível - - -
		3.856	1ª, 2ª e 3ª	Remota - - -
Total	239.773			5.501 5.064 4.703

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.
 (a) *ICMS* - Diversas ações movidas pelos municípios do RN objetivando a nulidade da remissão do ICMS para a COSERN antes da privatização da empresa, compreendendo o período de março de 1989 a junho de 1996. No caso das ações envolvendo a remissão do ICMS, os consultores legais entendem que a maior parte dos valores cobrados já se encontra prescrita. Por outro lado, a responsabilidade por indenizar os municípios seria do Governo do Estado do Rio Grande do Norte. É possível alguma condenação para a Companhia, em virtude de eventual não recolhimento do ICMS no período supracitado, abrangendo apenas o exercício de 1996, desde que o crédito não esteja atingido pela decadência ou prescrição. O Estado do Rio Grande do Norte cobrou administrativamente esses valores e a COSERN moveu ação anulatória de débito fiscal contra essa cobrança, estando o processo aguardando sentença. Em sede de antecipação de tutela a exigibilidade do crédito foi suspensa reconhecendo o juiz a ocorrência da prescrição de todo o débito.
 (b) *ISS* - Refere-se a autos de infração lavrados pelo Poder Público Municipal, exigindo ISS sobre serviço por terceiros.
 (c) *CSLL* - Auto de infração decorrente da não adição da despesa de ágio nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL. A COSERN apresentou impugnação, pois entende que esse ágio, por ser derivado da expectativa de rentabilidade futura, é dedutível na apuração desses tributos. Auto de infração anulado em dezembro de 2012 conforme decisão do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais. A Fazenda Pública apresentou recurso especial que está pendente de análise de admissibilidade.
 (d) *COFINS* - Refere-se a processo judicial onde se busca a compensação tributária do crédito de COFINS relativo a pagamento superior ao efetivamente devido em dezembro de 2008.
 (e) *IRPJ/IRRF*:
 IRPJ - Auto de infração decorrente da não adição da despesa de ágio nas bases de cálculo do IRPJ. A COSERN apresentou impugnação, pois entende que esse ágio, por ser derivado da expectativa de rentabilidade futura, é dedutível na apuração desses tributos. Auto de infração anulado em abril de 2012 conforme decisão do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais. A Fazenda Pública apresentou recurso especial que está pendente de julgamento.
 IRRF - Auto de infração motivado pela falta de retenção do IRRF incidente sobre o pagamento de juros sobre capital próprio. A Companhia interps impugnação administrativa sob o argumento que o procedimento adotado está lastreado nas disposições contidas no Parecer Normativo COSIT nº 01/2002. No último mês de abril, o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais anulou o auto de infração. Aguarda-se lavratura do acórdão.
 (f) *INSS* - Refere-se a ação anulatória para desconstruir lançamentos relacionados a NFDL nº 35.814.150-8 que cobra supostos débitos previdenciários das competências de 01/1997 a 08/2006, oriundos de processos trabalhistas e salário indireto, e das competências de 02/1999 a 06/2006, referentes a retenções de serviços prestados por autônomos. Parte dos valores reivindicados pelo INSS já foi atingida pela decadência. Contudo, os consultores legais da Companhia entendem que a outra parte dos valores cobrados pode ser devida e consideram que a provisão constituída é suficiente para fazer frente a futuros desembolsos.
 (g) *Outras* - Demandas em esfera administrativa ou judicial que envolvem matérias não enquadradas nas hipóteses anteriores, ou que digam respeito a mais de uma exação fiscal.

25 Outros Passivos

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Consumidores	(a)	15.898	16.916	13.375
Caução em garantia	(b)	14.980	12.196	6.265
Outras		1.138	1.401	2.327
Total		32.016	30.513	21.967
Circulante		29.038	26.967	16.640
Não circulante		2.978	3.546	5.327

(a) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.
 (b) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.

26 Patrimônio Líquido

Capital social
 O Capital social integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é de R\$ 179.787. A composição do capital social realizado por classe de ações, sem valor nominal, e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Nº de Ações (EM UNIDADES)									
	Ações Ordinárias		A		B		Ações Preferenciais		Total	
	Única	%	A	%	B	%	Total	%	Total	%
Neoenergia S.A.	110.814.385	85,4	16.507.498	80,1	14.645.619	82,6	141.967.502	84,5		
Iberdrola Energia S.A.	8.147.546	6,3	2.217.674	10,8	1.417.164	8,0	11.782.384	7,0		
Uptick Participações	7.576.650	5,8	1.156.609	5,6	1.047.352	5,9	9.780.611	5,8		
Previ	1.854.848	1,4	359.031	1,7	382.135	2,2	2.596.014	1,5		
Outros	1.352.790	1,0	365.316	1,8	229.411	1,3	1.947.517	1,2		
Total	129.746.219	100,0	20.606.128	100,0	17.721.681	100,0	168.074.028	100,0		

Acionistas	R\$ (EM REAIS)									
	Ações Ordinárias		A		B		Ações Preferenciais		Total	
	Única	%	A	%	B	%	Total	%	Total	%
Neoenergia S.A.	118.537.146	85,4	17.657.921	80,1	15.666.286	82,6	151.861.354	84,5		
Iberdrola Energia S.A.	8.715.356	6,3	2.372.226	10,8	1.515.928	8,0	12.603.510	7,0		
Uptick Participações	8.104.674	5,8	1.237.214	5,6	1.120.343	5,9	10.462.231	5,8		
Previ	1.984.114	1,4	384.052	1,7	408.766	2,2	2.776.933	1,5		
Outros	1.447.067	1,0	390.775	1,8	245.399	1,3	2.083.241	1,2		
Total	138.788.358	100,0	22.042.188	100,0	18.956.722	100,0	179.787.269	100,0		

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurada prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada, ainda, às ações preferenciais "Classe A", prioridade na distribuição de dividendos.

Reservas de Capital

a) Reserva Especial de Ágio
 Essa reserva, no montante de R\$ 179.315, foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente ao patrimônio líquido, quando o ágio foi transferido para a Companhia através da incorporação (vide nota explicativa nº 24).

b) Reserva de Incentivo Fiscal
 A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.
 O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007, no montante de R\$ 82.428, foi mantido como reserva de capital e, somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei.

c) Reserva de Lucros
a) Reserva de Incentivo Fiscal
 Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do período, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no Artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.
 O incentivo fiscal SUDENE foi renovado em dezembro de 2010, através do Laudo Constitutivo nº 0183/2010, com validade até 2020, tendo sido assegurada à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.
 A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 o valor de R\$ 42.818 (R\$ 43.340 em 31 de dezembro 2012) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real.
b) Reserva Legal
 A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. A Companhia não constituiu reserva legal no exercício por já ter atingido esse limite.
c) Reserva de Retenção de Lucros
 A Lei das S.A. permite às sociedades reterem parcela do lucro líquido do exercício, prevista em orçamento de capital, previamente aprovado pela Assembleia Geral.

Outros Resultados Abrangentes
 No patrimônio líquido, a demonstração dos outros resultados abrangentes, em atendimento ao CPC 26 (R1), inclui os ganhos e perdas, não realizados, decorrentes da mensuração a valor justo do ativo financeiro disponível para venda, líquida dos efeitos tributários.
 Até 31 de dezembro de 2011, os ajustes decorrentes da atualização monetária dos ativos financeiros de concessão foram reconhecidos diretamente ao patrimônio líquido, a partir de 2012 somente serão reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes os ajustes a valor justo dos ativos financeiros de concessão.
 Em 2013, estão sendo reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes os ajustes decorrentes da alteração da regra contábil, CPC 33 (R1) / IAS 19 - Benefícios a Empregados, que englobam as alterações relativas à remoção do mecanismo do corredor e o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano de benefício definido de previdência privada.

27 Receita Líquida

	Ref.	31/12/13	31/12/12
Fornecimento de energia	(a)	847.226	732.312
Receita de distribuição		823.560	708.938
Remuneração financeira wacc		23.666	



A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2013, aplicações financeiras atreladas ao CDI, bem como contratos de empréstimos e financiamentos atrelados ao CDI e à TJLP. Além desses contratos, como mencionado no item "Risco de variação cambial", a empresa possui swaps para cobertura das dívidas em moeda estrangeira indexada a variação cambial, trocando a exposição à variação do Dólar pela exposição à variação do CDI. Desta forma, o risco da Companhia referente a essas operações passa a ser a exposição à variação do CDI.

A Companhia possui contratos corrigidos por taxas pré-fixadas no montante de R\$ 91.194 registrados pelo valor contábil. Alterações nas taxas de juros não influenciam o resultado decorrente desses contratos, por este motivo não foram considerados na análise de sensibilidade.

A análise de sensibilidade demonstra os impactos no resultado da Companhia de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras variáveis constantes.

A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no trimestre seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

Operação	Indexador	Risco	Taxa no período	Saldo	Cenário provável	Cenário (II)	RS Mil
							Cenário (III)
ATIVOS FINANCEIROS							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	8,0%	263.187	21.108	15.831	10.554
Aplicações financeiras em SELIC	SELIC	Queda do Selic	8,2%	12	1	1	-
PASSIVOS FINANCEIROS							
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	8,0%	169.377 (13.584)	(16.980)	(20.376)	
Swap Ponta Passiva em CDI	CDI	Alta do CDI	8,0%	212.161 (17.015)	(21.269)	(25.523)	
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	5,0%	201.947 (10.097)	(12.621)	(15.145)	

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos e as taxas vigentes ao final do período. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. Para os rendimentos das aplicações financeiras, os cenários II e III consideram uma redução de 25% e 50%, respectivamente, em relação ao cenário provável.

✓ Risco de liquidez
O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade da Companhia não honrar com seus compromissos no vencimento. Este risco é controlado, através de um planejamento criterioso dos recursos necessários às atividades operacionais e à execução do plano de investimentos, bem como das fontes para obtenção desses recursos. O permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa, através de projeções de curto e longo prazo, permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes.

A Política Financeira adotada pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, desconcentração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o *hedge* da dívida em moeda estrangeira.

Havendo sobras de caixa são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes com base na Política de Crédito do Grupo Neoenergia, com o objetivo de preservar a liquidez e mitigar o risco de crédito (atribuído ao *rating* das instituições financeiras). As aplicações da Companhia são concentradas em fundos exclusivos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

Em 31 de dezembro 2013 a Companhia mantinha um total de aplicações no curto prazo de R\$ 264.190, sendo R\$ 263.187 em fundos exclusivos e R\$ 1.003 em outros ativos.

A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de obrigações da Companhia, com empréstimos, financiamentos, debêntures, fornecedores e outros, por faixa de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual. Adicionalmente estão incluídos as previsões de fluxo de vencimentos das obrigações vinculadas às garantias oferecidas pela controladora à suas participadas de controle conjunto e coligadas.

	31/12/2013						Acima de 5 anos	
	Valor Contábil	Fluxo de caixa contratual total	2014	2015	2016	2017		2018
Passivos financeiros não derivativos:								
Empréstimos e financiamentos	619.081	941.859	93.522	123.609	140.152	92.894	379.676	112.006
Debêntures	36.587	39.279	39.279	-	-	-	-	-
Fornecedores	150.344	150.344	139.210	11.134	-	-	-	-
Passivos financeiros derivativos								
Não designados como hedge accounting:								
Bank of America	(9.973)	(9.973)	970	1.144	(12.087)	-	-	-
Citibank	(39.170)	(39.170)	17.568	19.993	18.755	14.498	(109.984)	-

- Riscos operacionais
- ✓ Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros.

Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pela Companhia de distribuição, existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes, os consumidores livres e cativos, concessionárias e permissionárias. Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários a companhia segue as disposições da Política de Crédito da Companhia que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. As aplicações da Companhia são concentradas em fundos restritos para a Companhia, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

Garantias e outros instrumentos de melhoria de créditos obtidos

De uma forma geral, por questões econômicas ou regulatórias, não são tomadas garantias físicas ou financeiras dos créditos obtidos nas atividades fins da Companhia, o Contas a receber de clientes e outros.

Sua principal exposição de risco de crédito é oriundo da possibilidade das empresas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, o Grupo monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira. Todas essas ações estão em conformidade com a regulamentação da atividade.

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado			
Caixa e equivalentes de caixa	271.382	124.924	154.560
Títulos e valores mobiliários	1.828	4.572	6.530
Empréstimos e recebíveis			
Contas a receber de clientes e outros (*)	466.304	508.139	503.513
Recurso CDE	6.666	-	-
Mantidos até o vencimento			
Títulos e valores mobiliários	5.543	8.410	10.922
Disponível para venda			
Concessão do Serviço Público - Indenização	283.476	226.074	102.113

(*) Valor bruto não considerando PCLD

✓ Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide nota explicativa nº 19).

✓ Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de encargos do sistema em decorrência do despacho das usinas termoeletricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios, as usinas térmicas disponíveis e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para o próximo ano um novo programa de racionamento.

33 Compromissos

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

Vigência	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018
2014 a 2045	584.955	673.583	754.684	842.480	958.718	26.237.482

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

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

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

Natal, 27 de fevereiro de 2014

Marco Geovanne Tobias da Silva
Presidente

Clayton Ferraz Paiva
Gonzalo Gómez Alcántara
José Maurício Pereira Coelho
Mário José-Ruíz Tagle Larrain (suplente)
Pedro Damásio Costa Neto
Solange Maria Pinto Ribeiro

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Marco Geovanne Tobias da Silva
Presidente

Gonzalo Pérez Fernandez
Vice-Presidente

Clayton Ferraz de Paiva
Jorge Luiz Pacheco

Pedro Damásio Da Costa Neto

Suplentes

Mário José Ruiz-Tagle Larrain
Zenóbio Medeiros do Rêgo Filho

Ari Sarmento do Valle Barbosa

Lara Cristina Ribeiro Piau Marques

Cássio Valério Medeiros Soares de Souza
Roberto Medeiros dos Santos

Cecília Maria Habib Sant'Anna Reis

André Luis Dantas Furtado

CONSELHO FISCAL

Fabício Duque Estrada Meyer Chagas

Presidente

Rogério Magno Panca
Érico Cavalcanti Furtado

Luiz Ricardo Da Câmara Lima

Suplentes

Luiz Cláudio Moraes

Carlos Magno Jobim

Leandro de Carvalho Vieira

Carlos Cesar Moreira Padilha

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes e que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia Energética do Rio Grande do Norte S.A.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2014
José Roberto de Bezerra Medeiros
Diretor-Presidente

Erik da Costa Breyer
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Elvira Baraculy Cavalcanti Presta
Diretora de Planejamento e Controle

Lady Batista de Moraes
Diretora de Gestão de Pessoas
José Eduardo Pinheiro Santos Tanure
Diretor de Regulação

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, 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 apresentadas e na opinião refletida no relatório dos Auditores Independentes, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação dos Senhores Acionistas.

Natal, 26 de fevereiro de 2014

Rogério Magno Panca
Presidente

Érico Cavalcanti Furtado
Fabício Duque Estrada Meyer Chagas
Luiz Ricardo da Câmara Lima

DIRETORIA EXECUTIVA

José Roberto Bezerra de Medeiros

Diretor-Presidente

Lady Batista de Moraes

Diretora de Gestão de Pessoas

Elvira Baraculy Cavalcanti Presta

Diretora de Planejamento e Controle

CONTADORA

Fabiana Felix Teixeira Barbosa - CRC PE-017865/O-4 T-RN

34 Seguros

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:

Riscos	Data da vigência	Importância Segurada (R\$)	Prêmio (R\$)
Riscos Nomeados - Subestações e Usinas	08/10/2013 à 08/10/2014	59.321.377	82.788
Riscos Nomeados - Imóveis próprios e locados	08/10/2013 à 08/10/2014	42.273.283	58.996
Responsabilidade Civil Geral - Operações	08/10/2013 à 08/10/2014	-	109.015
Veículos	08/10/2013 à 08/10/2014	-	21.833

Os seguros da Companhia são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes, com as principais apólices descritas a seguir:

Responsabilidade civil geral - cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais da Companhia. O Limite Máximo de Indenização - LMI contratado para a Apólice de Responsabilidade Civil Geral da Companhia é de R\$ 3.000, aplicado por sinistro ou série de sinistros resultantes de um mesmo evento.

A soma de todas as indenizações e despesas pagas pela apólice de Responsabilidade Civil Geral 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, ou seja, ao valor de R\$ 4.500.

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.

35 Questões Ambientais (*)

A COSERN, através do seu compromisso ambiental no ano de 2013, em paralelo com a expansão das Linhas de Distribuição e Subestações e demais atividades no que tange a distribuição de energia elétrica para todo o Estado do Rio Grande do Norte, desenvolveu e continua desenvolvendo atividades voltadas à preservação do meio ambiente e ao aproveitamento consciente dos recursos naturais.

Na constante ampliação do seu sistema, a Cosern investe em tecnologias limpas, como é o caso das redes protegidas e multiplexadas, que representam uma das ações de maior importância no sentido de inibir impactos ambientais negativos, evitando acidentes através do contato com as árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho e confiabilidade do sistema elétrico, já que apresentam uma convivência harmônica com a vegetação, onde já foram implantados 279 Km, através de um investimento de R\$ 2.790.

Já se encontra em funcionamento, nas ruas da grande Natal o Programa Vale Luz, que recolherá resíduos sólidos recicláveis (latas de bebidas, papel, papelão, plásticos diversos e Tetra Pak), e disponibilizará desconto nas faturas de energia dos moradores de comunidades consideradas de baixa renda da capital e área metropolitana. O projeto também estimula a coleta seletiva de resíduos sólidos e atua na geração de emprego e renda da associação de catadores parceira do projeto.

Em 2013, deu-se a continuação do projeto de estudo pioneiro de substituição de óleo mineral por vegetal, desenvolvido pela Companhia desde 2008, e os resultados do comportamento do óleo vegetal continuam apresentando índices satisfatórios. Tendo em vista que o óleo vegetal se decompõe rapidamente na natureza, se por ventura venha a ocorrer vazamentos.

As boas práticas de gerenciamento ambiental, também estão relacionadas com a contratação de fornecedores e prestadores de serviço, garantindo o comprometimento com o meio ambiente em obediência à legislação ambiental, realizando estudos e apresentando transparência nos procedimentos de licenciamento ambiental, implantando atividades que visam à prevenção e a conservação dos recursos naturais minimizando os impactos ambientais.

	Ativo		Resultado	
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/12
Recursos aplicados	3.258	3.247	315	1.140

(*) Informações não auditadas.

Aos Administradores e Acionistas

Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN

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

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

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

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

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

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

Opinião

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

Outros assuntos

Informação suplementar - demonstração do valor adicionado

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

Valores correspondentes do exercício findo em 31 de dezembro de 2011

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

Recife, 26 de fevereiro de 2014



PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "S" RN

Leandro Mauro Ardito
Contador
CRC-1SP188307/O-0 "S" RN