

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	6
5.3 - Descrição - Controles Internos	14
5.4 - Alterações significativas	15

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	24
10.2 - Resultado operacional e financeiro	50
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	60
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	61
10.5 - Políticas contábeis críticas	63
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	67
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	69
10.8 - Plano de Negócios	70
10.9 - Outros fatores com influência relevante	71

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1 - Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

I. O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, podem vir a causar efeito adverso para Companhia.

O Governo Federal frequentemente intervém na economia brasileira e ocasionalmente realiza modificações significativas em suas políticas e normas. As medidas tomadas pelo Governo Federal para controlar a inflação, além de outras políticas e normas, implicam em aumento das taxas de juros, mudança das políticas fiscais, controle de preços, desvalorização cambial, controle de capital e limitação às importações, controles no consumo de energia elétrica, entre outras. As atividades da Companhia, sua situação financeira e seus resultados operacionais podem ser prejudicados de maneira relevante por modificações nas políticas ou normas que envolvam ou afetem certos fatores, tais como:

- política monetária, cambial e taxas de juros;
- políticas governamentais aplicáveis às nossas atividades e ao nosso setor;
- greve de portos, alfândegas e receita federal;
- inflação;
- instabilidade social;
- liquidez dos mercados financeiros e de capitais domésticos;
- política fiscal;
- redução do custo de energia e outros insumos;
- racionamento de energia elétrica; e
- outros fatores políticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer no Brasil ou que o afetem.

A incerteza acerca das políticas futuras do Governo Federal pode contribuir para uma maior volatilidade no mercado de títulos e valores mobiliários brasileiro e dos títulos e valores mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras. Adicionalmente, eventuais crises políticas podem afetar a confiança dos investidores e do público consumidor em geral, resultando na desaceleração da economia e causando um efeito adverso para Companhia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Relacionamos, a seguir, os principais riscos de mercado em que entendemos como pertinentes à Companhia:

a) Risco de Variação Cambial

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexada a variação cambial captadas no mercado. O Grupo, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2014, operações de "hedge" cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

b) Risco de taxas de juros e índice de preços

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, tais como índices de preço, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. O Grupo, com o objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas pré-fixadas, possui derivativo e utiliza *swap* de taxa pré-fixada para CDI. Ainda assim, o Grupo monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

c) Risco de liquidez

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

d) Risco de crédito

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

Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pelas Companhias do Grupo que são de distribuição, geração e transmissão, existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes, os consumidores livres e cativos, concessionárias e permissionárias.

Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários a companhia segue as disposições da Política de Crédito do Grupo que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras,

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. As aplicações da Companhia são concentradas em fundos restritos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

e) Risco de vencimento antecipado

O Grupo possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas 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, conforme previsto no item 10.1.f.iv, deste Formulário.

II. A inflação e certas medidas do Governo Federal para combatê-la podem ter efeitos adversos sobre a economia brasileira, o mercado de capitais brasileiro e a Companhia

O Governo tem como opções de combate à inflação a política fiscal ou a política monetária. A política fiscal implica em uma redução de gastos de governo, ou ampliação de impostos com vistas a controlar um possível excesso de demanda, esta política, caso adotada pelo governo pode afetar o poder aquisitivo da população e desestimular o crescimento, isto pode se refletir no consumo de energia, dado que a energia é um insumo necessário em todas as cadeias produtivas.

Já a política monetária controla a liquidez global da economia por meio das taxas de juros e da quantidade de moeda em circulação. Desde 21 de junho de 1999, a partir da publicação do Decreto 3.088, o Brasil adota o sistema de metas de inflação, através do qual é definida pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), mediante proposta do Ministro da Fazenda, uma meta com intervalos de tolerância e um índice de acompanhamento da inflação.

O IGP-M é o índice de inflação que tem o maior impacto no setor de energia elétrica. Este índice é importante para o Grupo, pois reajusta os contratos de energia. Portanto, a variação do IGP-M afeta a companhia e é constantemente monitorado pela mesma.

Outra forma de combate à inflação via política monetária utiliza a taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) para controle da demanda. Nos últimos 10 anos, a taxa de juros básica oscilou entre 19,75%, chegando ao patamar de 11,75%, em dezembro de 2014. As empresas do setor de energia elétrica, assim como grande parte da indústria nacional, dependem do controle exercido pelo Governo Federal sobre as taxas de juros. Nesse sentido, um repentino aumento nas taxas básicas de juros poderá levar a um desaquecimento do mercado energético e à redução dos gastos do consumidor, o que pode causar um efeito adverso para a Companhia.

Adicionalmente, as dívidas da Companhia estão sujeitas à variação das taxas de juros no mercado e, portanto, na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da Companhia também aumentarão, afetando negativamente a sua capacidade de pagamento.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

III. Estrutura Tributária e de Encargos Setoriais

O Governo Federal regularmente implementa alterações no regime fiscal, que afetam os participantes do mercado de energia, a Companhia, as distribuidoras e os Consumidores Livres. Estas alterações incluem mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas poderão resultar em aumento da carga suportada pela Companhia, o que poderá, por sua vez, influenciar sua lucratividade, e afetar adversamente os preços de sua energia vendida e seu resultado financeiro. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, o fluxo de caixa projetado ou a sua lucratividade se ocorrerem alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica.

IV. Acontecimentos e a percepção de riscos em outros países de economia emergente e nos Estados Unidos podem prejudicar o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive o preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia

O valor de mercado de valores mobiliários de emissão de companhias brasileiras é influenciado, em diferentes graus, pelas condições econômicas e de mercado de outros países da América Latina, outros países de economia emergente e os Estados Unidos. Embora a conjuntura econômica desses países seja significativamente diferente da conjuntura econômica do Brasil, a reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países pode causar um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras. Crises nesses países podem reduzir o interesse dos investidores nos valores mobiliários das companhias brasileiras, inclusive nos valores mobiliários da Companhia.

No passado, o surgimento de condições econômicas adversas em outros países do mercado emergente resultou, em geral, na saída de investimentos e, conseqüentemente, na redução de recursos externos investidos no Brasil. Em 2008, a crise financeira mundial resultou em um cenário recessivo em escala global, com diversos reflexos, que, direta ou indiretamente, afetaram, e afetam, de forma negativa o mercado acionário e a economia do Brasil, tais como oscilações nas cotações de valores mobiliários de companhias abertas, falta de disponibilidade de crédito, redução de gastos, desaceleração generalizada da economia mundial, instabilidade cambial e pressão inflacionária. Em 2013, a crise da Zona do Euro, o alto nível de endividamento de países como Grécia, Portugal e Espanha, a desaceleração destas economias e as crescentes taxas de desemprego impactam os mercados de forma geral.

Qualquer dos acontecimentos acima mencionados poderá prejudicar o preço de mercado dos nossos valores mobiliários, além de dificultar o nosso acesso ao mercado de capitais e ao financiamento das nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou absolutos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos***V. A volatilidade do Real em relação ao Dólar pode ter um efeito adverso para a economia brasileira e, conseqüentemente, para a Companhia.***

A moeda brasileira tem historicamente sofrido frequentes desvalorizações e valorizações. No passado, o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e fez uso de diferentes políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, pequenas desvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de câmbio flutuante, controles cambiais e dois mercados de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2014, a taxa de câmbio de venda entre o Real e o Dólar era de R\$2,6561 por US\$1,00. Não é possível assegurar que a taxa de câmbio permanecerá nos níveis atuais.

As desvalorizações do Real frente ao Dólar podem criar pressões inflacionárias no Brasil, por meio do aumento, de modo geral, dos preços dos produtos importados, afetando a economia de modo geral, sendo necessária, assim, a adoção de políticas recessivas por parte do Governo Federal. Por outro lado, a valorização do Real frente ao Dólar pode levar à deterioração das contas correntes do País e da balança de pagamentos, bem como a um enfraquecimento no crescimento do produto interno bruto gerado pela exportação. Os potenciais impactos da flutuação da taxa de câmbio e das medidas que o Governo Federal pode vir a adotar para estabilizar a taxa de câmbio são incertos. A volatilidade do Real em relação ao Dólar pode ter um efeito adverso para toda a economia brasileira e, conseqüentemente, para a Companhia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**5.2 - Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias e instrumentos, indicando:****a. riscos para os quais se busca proteção**

O Grupo Neoenergia possui uma Política Financeira, aprovada pelo Conselho de Administração em 10/03/2005 e atualizada anualmente, cujo objetivo principal é o monitoramento e mitigação dos riscos financeiros para todas as empresas do Grupo.

A Política Financeira estabelece a busca por:

- Financiamento dos Planos de Investimento com bancos de fomento e organismos multilaterais
- Alongamento de prazo
- Desconcentração de vencimentos
- Diversificação de instrumentos
- *Hedge* de 100% da dívida em moeda estrangeira
- Política de Endividamento: Estar no 1º quartil em rating das empresas do setor elétrico e manter no consolidado os múltiplos de endividamento dentro dos seguintes limites:

	Dívida Total/ EBITDA	Dívida CP/ Dívida Total	EBITDA/ Desp. Financeiras
Limite	< 3,0	< 20%	> 3,0

Eventuais descumprimentos dos limites acima são tolerados desde que a Companhia tome providências para restabelecê-los.

Risco de crédito

O risco de crédito pode ser definido como o potencial de perdas geradas pela ocorrência de um evento de inadimplência (*default*) de uma contraparte ou pela deterioração da sua qualidade de crédito. A Companhia possui uma Política de Crédito que estabelece limites e critérios para avaliação e controle deste tipo de risco.

Quanto à proteção a exposição ao risco de crédito presente em operações financeiras, são consideradas sem risco de crédito as operações com garantias das *clearing houses* da Bovespa e da BM&F, títulos públicos emitidos pelo Tesouro Nacional ou operações que tenham como lastro estes títulos, bem como operações garantidas pelo Fundo Garantidor de Crédito – FGC.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

A seleção das instituições financeiras considera a reputação das instituições no mercado (instituições sólidas e seguras) e o fato de poderem ou não prover um tratamento diferenciado nas operações, seja em custos, qualidade de serviços, termos e inovação. As operações também deverão atender aos requisitos de *compliance* e somente serão realizadas ou mantidas operações com emissores de títulos com rating considerado estável ou muito estável, conforme tabela abaixo, sendo aconselhada a diversificação.

Risco	MOODY'S	S&P	AUSTIN	FITCH	SR
Muito estável	A, A-	AAA, AA, A	AAA, AA, A	AAA, AA	AAA, AA
Estável	B+, B, B-	BBB	BBB	A	A
Médio	C+, C, C-	BB	BB, B	BBB, BB	BBB, BB
Elevado	D+, D, D-	B, CCC, CC, C	CCC	B, CCC, CC, C	BB
Muito elevado	E+, E	D	CC, C	DDD, DD, D	B, CCC, CC, C, D

As aplicações em ativos financeiros devem buscar rendimentos que acompanhem a variação da taxa de juros do Depósito Interfinanceiro – DI, divulgada pela Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP.

Risco de Liquidez

O risco de liquidez referente à capacidade de honrar pagamentos é controlado por meio de planejamento criterioso dos recursos necessários às atividades da Companhia e das fontes de obtenção desses recursos, aliado ao permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa através de projeções.

Risco de Variação Cambial

O risco de variação cambial decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexadas a variação cambial captadas no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui operações de “*hedge*” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

Risco encargos de dívida

O risco de encargos de dívida é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia, com o objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas pré-fixadas, contratou derivativo utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI. Ainda assim, a

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas 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.

Risco de inadimplência

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia 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.

b. estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

Conforme definido na política financeira da Companhia, a estratégia de proteção patrimonial adotada é praticar hedge em 100% de sua dívida em moeda estrangeira. A política do Grupo Neoenergia não permite a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

Em 31/12/2014 a Companhia mantinha a totalidade de sua dívida em moeda estrangeira protegida da variação cambial através de operações de *swaps*. A tabela a seguir apresenta o montante total da dívida em Euro e em Reais.

Posição em 31/12/2014					
Credor	Moeda	Custo	Custo Swap	Saldo (mil)	Saldo (R\$ mil)
KFW	Euro	Euro + 2% a.a.	72,5% do CDI	€ 265	639
KFW	Euro	Euro + 4,5% a.a.	92,0% do CDI	€ 721	2.088
Citibank	Dólar	LIBOR + 0,97% a.a.	104,5% do CDI	\$ 17.016	40.079
Citibank	Dólar	LIBOR + 0,989%a.a.	107,34% do CDI	\$ 24.171	56.058
Total				42.173	98.864

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos**

O Grupo Neoenergia realiza comitês financeiros mensais nos quais são analisadas as características dos ativos e passivos tais como posição por moeda e indexador, nível de cobertura de *hedge*, *duration* ou prazo médio, cronograma de amortizações, risco de crédito por contraparte, entre outras. Adicionalmente, são efetuadas projeções periódicas de fluxo de caixa que visam a uma maior previsibilidade dos pagamentos e recebimentos futuros e ao monitoramento do risco de liquidez das empresas do grupo.

e. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos

A Companhia não opera instrumentos financeiros, exceto para fins de proteção patrimonial.

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

A estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos do grupo é composta pelos Comitês de Auditoria, Financeiro e de Remuneração conforme mencionado no item 12.1.a, pelas estruturas de auditoria interna e de controles internos da *holding* e empresas controladas.

g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Para garantir o monitoramento sistemático do cumprimento das políticas e estratégias estabelecidas para o Grupo Neoenergia, foram definidos procedimentos de acompanhamento e mitigação de possíveis exposições a riscos, alinhados à existência de uma estrutura organizacional que suporta o gerenciamento destes riscos,

O Grupo Neoenergia baseou-se na metodologia estabelecida pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), para definição de um modelo de gestão de riscos que possibilitasse a melhoria contínua dos seus processos, o aprimoramento dos instrumentos normativos e sistemas informatizados, fortalecimento do ambiente geral de controles internos e transparência na condução do negócio, atendendo aos pilares da Governança Corporativa.

Dentre as principais iniciativas adotadas pelo Grupo Neoenergia, considerando o seu modelo de gestão integrada de riscos, estão:

1. Ambiente Interno: A política de Governança Corporativa adotada pelo Grupo Neoenergia tem como pilares: a ética, a transparência e a equidade. Baseia-se nas diretrizes do Acordo de Acionistas da Companhia, firmado desde 2005, que estabeleceu a constituição de comitês responsáveis por áreas estratégicas, que atuam como fóruns de discussão para subsidiar as decisões do Conselho de Administração.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

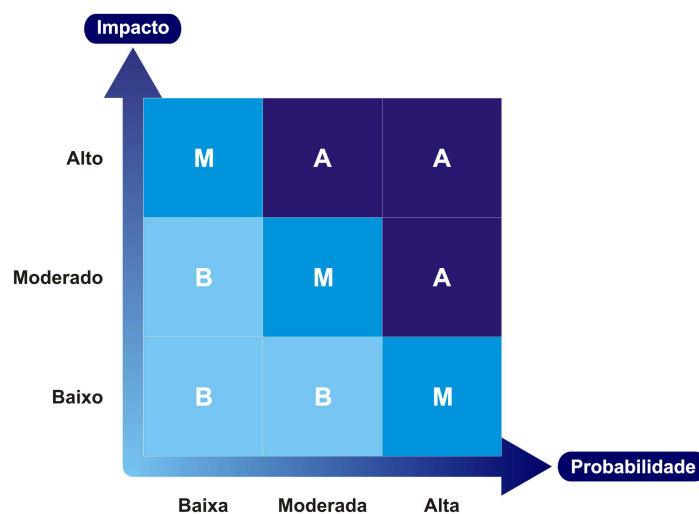
A estrutura de governança tem como principal característica o modelo de gestão matricial, com a presença de Diretores Executivos nas diretorias das empresas controladas e Diretor Presidente da Neoenergia nos Conselhos de Administração das empresas controladas. A estruturação desse modelo permitiu o alinhamento das estratégias, a unificação dos processos e a obtenção de ganhos de escala.

Neste modelo, o Conselho de Administração define as estratégias que serão implementadas pela holding e terão nas suas controladas a representatividade regional e a operacionalização destas estratégias. As competências da estrutura de gestão estão detalhadas no item 12.2 e seu organograma no item 12.12.

2. Definição de Objetivos: O ciclo de planejamento inicia-se pela definição do planejamento estratégico por parte dos sócios, que são representados pelo Conselho de Administração. Em seguida, eles repassam para Diretoria as primeiras orientações, como a visão, missão e valores das Companhias. A Diretoria determina as macroestratégias que são repassadas para as empresas e são representadas pelo Diretor Presidente das controladas e seus Superintendentes. E, finalmente, estas orientações são desdobradas aos níveis departamentais e demais equipes até que os seus resultados possam ser observados pelo cliente. Os objetivos são pautados nas dimensões do Balanced Scorecard.

3. Identificação dos Eventos/Riscos: Durante o ciclo de planejamento, são elaboradas análises de forças, fraquezas, oportunidades e ameaças, baseadas na metodologia estabelecida pela matriz SWOT, e estas são utilizadas como referência para definição dos objetivos do Grupo Neoenergia. Adicionalmente, outros riscos são identificados nos trabalhos de controles internos e de auditoria interna.

4. Análise e Avaliação de Riscos: São realizadas avaliações de probabilidade e impacto conforme matriz de riscos a seguir:



5. Iniciativa Resposta ao Risco / Tratamento dos Riscos: Para as fraquezas e ameaças identificadas durante o ciclo de planejamento são estabelecidas estratégias, como forma de resposta aos riscos

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

identificados, e indicadores chave para monitorar o cumprimento destas estratégias. Para os riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, a área de controles internos avalia os controles estabelecidos pelas diversas áreas e valida se as respostas aos riscos estão alinhadas com o nível de tolerância estabelecido pela Alta Administração.

6. Controle: São estabelecidas políticas, normas e procedimentos operacionais que definem as regras de controle vigentes para o Grupo Neoenergia. O cumprimento destes normativos é monitorado pela auditoria interna, controles internos e segurança da informação. Adicionalmente, a área de controles internos também é responsável pelo controle dos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, em linha com a Lei Sarbanes-Oxley.

7. Informações e Comunicações: Todos os processos críticos do Grupo Neoenergia são acompanhados através de sistemas informatizados que garantem o fluxo da informação.

Sistemas de Informação/Gestão:

- SAP R3 – Sistema Administrativo Financeiro
- SAP CCS – Sistema Comercial
- GSE – Sistema de mapeamento de Rede
- TEDESCO – Sistema Jurídico
- GESPLAN – Sistema de Controle da Dívida
- GPO – Sistema de Gestão de Objetivos
- SGN – Sistema de Gestão de Normativos
- SINCE – Sistema Comercial da NC

Canais de Comunicação:

- RED – Relatório Executivo Diário
- Revista Nossa Energia
- Instrumentos Normativos
- Neoenergia Informa
- Carta do Presidente
- Corrente Elétrica
- Circuito Interno

8. Acompanhamento e Avaliação / Monitoramento: O monitoramento dos riscos das empresas do Grupo Neoenergia é realizado pelas áreas de auditoria interna, controles internos e segurança da informação.

A auditoria interna é responsável por:

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

- Avaliar a integridade e a confiabilidade das informações e registros de natureza administrativa, financeira, contábil e operacional geradas pelos sistemas informatizados ou manuais, e a integridade dos ativos físicos das empresas;
- Verificar o cumprimento das políticas, normas, procedimentos, leis e regulamentos aplicáveis às empresas do Grupo, tendo como fundamento a observância aos princípios éticos;
- Validar a implantação das recomendações derivadas dos trabalhos de auditoria interna e externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia e os Conselhos Fiscais informados;
- Avaliar o atendimento pelas empresas do Grupo, às recomendações de melhorias nos procedimentos de controle interno emitidos pela da auditoria externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia informado;
- Avaliar as Práticas de Boa Governança Corporativa adotadas pelas empresas do Grupo; e
- Avaliar o cumprimento do Código de Ética nas empresas do Grupo.

A área de controles internos é responsável por:

- Mapear os principais processos de negócio que proporcionam impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras;
- Controlar e acompanhar os planos de ação para atendimento às recomendações das auditorias (interna e externa) e gaps identificados nos trabalhos de SOX;
- Efetuar a gestão do processo de controle de acesso ao sistema SAP R/3, incluindo:
 - Revisão de matriz de riscos e controles compensatórios;
 - Análise de risco das solicitações de novos acessos e acessos a novas transações, utilizando a ferramenta SAP GRC (*Governance, Risk and Compliance*), composta dos módulos *Compliance Calibrator*, que realiza a simulação prévia dos riscos; o *Access Enforcer*, que efetua a associação de perfil ao usuário, através de fluxo de aprovação de executivos; e o *Firefigther*, que monitora os acessos considerados de alta criticidade; e
 - Revisão periódica dos perfis de acesso para reduzir riscos de utilização de transações críticas e de conflito de segregação de funções.
- Efetuar a gestão do sistema de normativos, garantindo a padronização e atualização das diretrizes, normas e procedimentos do Grupo Neoenergia.

A área de segurança da informação é responsável por:

- Elaborar relatórios de análise de riscos em sistemas/processos;
- Acompanhar planos de ação das auditorias interna e externa relacionados à avaliação geral do ambiente de TI;

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

- Elaborar/revisar periodicamente os normativos de segurança da informação, visando à proteção das informações nos três pilares: processos, pessoas e tecnologia;
- Manter o programa de conscientização/treinamento em segurança da informação;
- Analisar os incidentes de segurança ou não-conformidades, definindo recomendações para as áreas responsáveis;
- Analisar os requisitos de segurança em projetos, sistemas ou pacotes de software; e
- Atuar como consultoria interna de segurança da informação para todas as empresas do Grupo Neoenergia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3 - Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada

Não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

5.4 - Outras informações relevantes

Em 31/03/2015, a agência de avaliação de risco de crédito Standard & Poor's (S&P) reafirmou o grau de investimento, concedido em 30/03/2011 para Celpe, e março de 2010 para a *holding* Neoenergia e para as outras duas distribuidoras do Grupo, Coelba e Cosern, com *ratings* iguais a BBB- na Escala Global e brAAA na Escala Nacional e alterou a perspectiva de estável para negativa. A agência reafirmou os *ratings* de Termopernambuco e Itapebi em brAA+. As classificações, segundo a S&P, decorrem das perspectivas que o Grupo Neoenergia apresenta sólida flexibilidade financeira, usufruindo de frequente acesso aos mercados bancários e de capitais.

A evolução dos ratings do Grupo Neoenergia está demonstrada na tabela a seguir:

Rating Corporativo - Escala Nacional	2010	2011	2012	2013	2014	2015
NEOENERGIA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativo
COELBA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativo
CELPE	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativo
COSERN	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativo
ITAPEBI (Debêntures)	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+
TERMOPE (Debêntures)	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+

Rating Corporativo - Escala Global	2010	2011	2012	2013	2014	2015
NEOENERGIA	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativo
COELBA	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativo
CELPE	BB+	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativo
COSERN	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativo



5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas



BRASIL

Data de Publicação: 31 de março de 2015

Comunicado à Imprensa

Perspectiva dos ratings da Neoenergia alterada de estável para negativa; ratings 'BBB-' e 'brAAA' reafirmados refletindo o perfil de risco financeiro mais fraco

Analista principal: Juliana Yokota, São Paulo, 55 (11) 3039-9731, juliana.yokota@standardandpoors.comContato analítico adicional: Vinicius Ferreira, São Paulo, 55 (11) 3039-9763, vinicius.ferreira@standardandpoors.comLíder do comitê de rating: Sergio Fuentes, Buenos Aires, 54 (11) 4891-2131, sergio.fuentes@standardandpoors.com

Resumo

- As métricas de crédito da Neoenergia, uma empresa do setor de energia elétrica brasileiro, enfraqueceram-se em 2014 em função da seca, mas esperamos que estas se recuperem em 2015.
- Alteramos a perspectiva dos ratings de crédito corporativo da Neoenergia e de suas subsidiárias – Coelba, Celpe e Cosern – de estável para negativa, por causa de nossa preocupação quanto à política financeira agressiva do grupo e à sua vulnerabilidade a fatores não controláveis, dadas a posição de caixa mais apertada do grupo e a sua dívida mais alta para a categoria de rating, o que poderia enfraquecer a liquidez do grupo.
- Reafirmamos os ratings 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil da empresa e de suas subsidiárias.

Ações de Rating

São Paulo (Standard & Poor's), 31 de março de 2015 – A Standard & Poor's Ratings Services alterou hoje a perspectiva dos ratings de crédito corporativo atribuídos à **Neoenergia S.A.** ("Neoenergia") e às suas subsidiárias, **Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba** ("Coelba"), **Companhia Energética de Pernambuco - Celpe** ("Celpe") e **Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern** ("Cosern") de estável para negativa. Também reafirmamos os ratings 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil dessas empresas.

Ao mesmo tempo, reafirmamos os ratings 'brAA+' atribuídos às emissões realizadas pelas subsidiárias da Neoenergia, **Termopernambuco S.A.** ("Termopernambuco") e **Itapí Geração de Energia S.A.** ("Itapebi"), com base na garantia incondicional e irrevogável da controladora às notas dessas empresas.

Fundamentos

Alteramos a perspectiva dos ratings da Neoenergia e de suas subsidiárias – Coelba, Celpe e Cosern – de estável para negativa, por causa de nossa preocupação quanto à política financeira agressiva do grupo e à sua vulnerabilidade a fatores não controláveis, dadas a posição de caixa mais apertada do grupo e a sua dívida mais alta para a categoria de rating, o que poderia enfraquecer a liquidez do grupo. Analisamos a Neoenergia de forma consolidada porque acreditamos que a empresa adota uma estratégia financeira integrada e por sua administração ativa com relação às operações de suas subsidiárias.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

Revisamos nossa avaliação do perfil de risco financeiro da Neoenergia de "intermediário" para "significativo" em função de seus índices de alavancagem mais agressivos. Embora o grupo tenha apresentado índice de dívida consolidada sobre EBITDA de 5,5x e geração interna de caixa (FFO, em inglês) sobre dívida de 11% em 2014, considerando os ajustes da S&P para os números reportados, essas métricas mais fracas refletem principalmente o custo da seca, que foi de aproximadamente R\$ 828 milhões para o grupo em 2014, este não coberto por nenhum dos mecanismos de suporte governamental. Esperamos que o recente reajuste tarifário extraordinário em conjunto com o reajuste anual das tarifas compense esse custo de 2015 em diante, resultando em um EBITDA de cerca de R\$ 2,4 bilhões, o qual está em linha com a média histórica da Neoenergia. Ainda assim, em nosso cenário-base, esperamos um índice de dívida sobre EBITDA de 3,9x no final de 2015 e de cerca de 3,0x em 2016, e FFO sobre dívida de 16% e 22% para os respectivos anos, patamares estes alinhados à categoria "significativa". Nosso cenário-base para 2015 e 2016 inclui os seguintes fatores:

- Crescimento da receita consolidada de cerca de 26% em 2015, principalmente como resultado dos aumentos tarifários para as empresas de distribuição do grupo, incluindo os reajustes extraordinários já concedidos de 5,36% para a Coelba, 2,21% para a Celpe e 2,76% para a Cosern, em conjunto com um reajuste tarifário anual de cerca de 15% em abril. A taxa de crescimento inclui o início de operação comercial da usina Teles Pires a partir do segundo semestre de 2015, o que adicionará geração de fluxo de caixa ao grupo, resultando em uma recuperação gradual de seus índices de alavancagem.
- Investimentos (capex) de R\$ 2,5 bilhões em 2015 e R\$ 2,3 bilhões em 2016; e
- Payout de dividendos em torno de 35%-50%.

O perfil de risco de negócios "satisfatório" da Neoenergia reflete a forte posição competitiva do grupo em função de seus direitos de monopólio para atuar em grandes áreas de distribuição de energia, as quais contribuíram com cerca de 80% do EBITDA consolidado em 2014, bem como uma estrutura regulatória provada e favorável, a qual avaliamos como "adequada".

Vemos o negócio de distribuição como altamente regulado e limitado em escopo, o que agrega estabilidade e previsibilidade ao desempenho do grupo. O principal risco é uma queda na demanda, mas as áreas de concessão do grupo, localizadas no Nordeste do país, beneficiam-se de grandes oportunidades de crescimento. Adicionalmente, vemos como positivo os recentes mecanismos tarifários aplicados pelo regulador, os quais devem reduzir as necessidades de capital de giro das distribuidoras, uma vez que as novas tarifas refletirão de forma tempestiva o custo efetivo da eletricidade para essas empresas.

A vantagem competitiva da Neoenergia se baseia em seu negócio de distribuição, o qual atende três dos maiores estados da Região Nordeste do Brasil em termos de participação no Produto Interno Bruto (PIB) nacional. O fator mitigante é a eficiência operacional mais fraca da Neoenergia do que os padrões regulatórios. Embora as distribuidoras do grupo venham investindo em manutenção da rede para melhorar o desempenho operacional, essas empresas apresentam indicadores de qualidade e perdas de energia consistentemente acima do nível mínimo regulatório. Portanto, avaliamos a eficiência operacional delas como "adequada/fraca".

Apesar de o grupo estar investindo na expansão de sua capacidade de geração, de 1,6 gigawatts (GW) para 4,0 GW, até 2019, ainda esperamos que seu segmento de distribuição continue representando grande parte de suas vendas e geração de caixa.

Liquidez

Avaliamos a liquidez da Neoenergia como "adequada". Em 31 de dezembro de 2014, o grupo dispunha de uma posição de caixa de R\$ 1,2 bilhão, montante que se equipara ao valor de R\$ 1,2 bilhão referente aos vencimentos de curto prazo. Esperamos que o grupo mantenha uma posição de caixa equivalente aos seus vencimentos de curto prazo. De um modo geral, a Neoenergia ainda apresenta sólida flexibilidade financeira, usufruindo de frequente acesso aos mercados bancários e de capitais.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

Principais fontes de liquidez:

- FFO de R\$ 1,5 bilhão em 2015 e R\$ 2,0 bilhões em 2016;
- Linhas de crédito comprometidas do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES ("BNDES"), Banco do Nordeste do Brasil S.A. ("BNB"), Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobras") para financiar aproximadamente 50% dos investimentos do grupo; e
- Refinanciamento dos empréstimos bancários existentes de R\$ 1 bilhão.

Principais usos de liquidez:

- Saídas de capital de giro mínimas visto que as tarifas devem refletir de maneira mais eficaz os custos de energia. Apesar da previsão de taxas de inadimplência mais altas em 2015, esperamos que o grupo as controle;
- Capex de até R\$ 2,5 bilhões em 2015, sendo mais de 60% destinado ao segmento de distribuição de energia, e de R\$ 2,3 bilhões em 2016;
- Pagamentos de dividendos de R\$ 300 milhões em 2015 e 2016, em linha com a diretriz de política financeira do grupo de um payout entre 35%-50%, mediante os atuais índices de alavancagem.

Vemos que o grupo tem certa flexibilidade em suas cláusulas contratuais restritivas (*covenants*), após a aprovação do regulador de reconhecer os ativos e passivos regulatórios da Neoenergia em seus resultados fiscais de 2014.

Além disso, acreditamos que o grupo tem uma estrutura de capital confortável, com o período de vida médio de seus vencimentos de dívida em torno de três anos e um perfil de amortização suave. O grupo faz *hedge* de toda a sua dívida em moeda estrangeira, e tem acesso às linhas de financiamentos de longo prazo relativamente baratas do BNDES, BNB e Eletrobras.

O financiamento do BNDES normalmente inclui uma cláusula de *default* cruzado que autoriza a instituição a acelerar repagamentos de qualquer obrigação antes de o BNDES e as subsidiárias de uma empresa controladora pertencente ao grupo econômico entrarem em *default*. Acreditamos que mediante esse cenário, a Neoenergia tem fortes incentivos para suportar sua subsidiária potencialmente mais fraca, enquanto a empresa tiver a capacidade para enfrentar esse cenário em função de sua ampla liquidez e acesso a outras fontes de financiamento.

Em decorrência da garantia da Neoenergia, nossos ratings atribuídos às dívidas *senior unsecured* de suas subsidiárias são um degrau abaixo do rating de crédito corporativo, refletindo a subordinação estrutural aos passivos prioritários no nível das subsidiárias operacionais.

Perspectiva

A perspectiva dos ratings de crédito corporativo em ambas as escalas é negativa. Vemos negativamente a política financeira agressiva do grupo, com métricas de crédito prospectivas mais alinhadas a uma avaliação de perfil de risco financeiro "significativo", apesar do compromisso da Neoenergia de reduzir sua dívida. A estratégia de crescimento do grupo e seus pagamentos de dividendos têm sido agressivos, apesar dos altos custos ocasionados pela seca desde setembro de 2012. Por outro lado, embora acreditemos que o grupo deva reduzir a alavancagem de 2015 em diante dada a nova estrutura tarifária, ele ainda depende da política financeira do grupo de administrá-la, enquanto que em 2013 e 2014 o desempenho do grupo tenha sido ligado ao suporte governamental. A perspectiva negativa reflete também a vulnerabilidade do grupo a fatores não controláveis, dadas a sua posição de caixa mais apertada e a maior alavancagem, o que poderia impactar tanto os *covenants* de dívida quanto a posição de liquidez em geral.

Cenário de rebaixamento

Poderemos rebaixar os ratings da Neoenergia se a empresa não puder reduzir sua dívida, resultando em um FFO sobre dívida abaixo de 13% e dívida sobre EBITDA acima de 4,5x em 2015

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

e 2016, e/ou se sua liquidez se enfraquecer em função de aumento nas necessidades de capital de giro e dos pagamentos de dividendos, levando-nos a revisar nossa avaliação da liquidez para "menos que adequada".

Cenário de elevação

Neste momento, uma elevação é improvável dada a atual qualidade de crédito do governo soberano brasileiro.

TABELA DE CLASSIFICAÇÃO DE RATINGS	
Ratings de Crédito Corporativo	
Escala global	BBB-/Negativa/–
Escala Nacional Brasil	brAAA/Negativa/–
Risco de Negócios	
- Risco-país	Satisfatório
- Risco da Indústria	Moderadamente alto
- Posição competitiva	Baixo
Risco Financeiro	
- Fluxo de caixa/Alavancagem	Satisfatória
Âncora	
Modificadores	
- Diversificação/Efeito-portfolio	Significativo
- Estrutura de Capital	Significativo
- Liquidez	bbb–
- Política Financeira	Neutra (sem impacto)
- Administração e Governança Corporativa	Neutra (sem impacto)
- Análise de Ratings Comparáveis	Adequada (sem impacto)
	Neutra (sem impacto)

Critérios e Artigos Relacionados

Critérios

- Metodologia e Premissas: Descritores de Liquidez para Emissores Corporativos Globais, 16 de dezembro de 2014.
- Ratings de Crédito nas Escalas Nacionais e Regionais, 22 de setembro de 2014.
- Principais Fatores de Crédito para a Indústria de Energia e Gás Não Regulada, 28 de março de 2014.
- Metodologia de Ratings Corporativos, 19 de novembro de 2013.
- Metodologia corporativa: Índices e Ajustes, 19 de novembro de 2013.
- Critério geral: Metodologia de rating de grupo, 19 de novembro de 2013.
- Critério Geral: Metodologia e Premissas de Avaliação do Risco-País, 19 de novembro de 2013.
- Metodologia: Risco da indústria, 19 de novembro de 2013.
- Principais fatores de crédito para a indústria de concessionárias de serviços de utilidade pública reguladas, 19 de novembro de 2013.
- Critérios de garantias - Operações Estruturadas, 7 de maio de 2013.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

- Metodologia: Fatores de créditos relativos à administração e governança para entidades corporativas e seguradoras, 13 de novembro de 2012.
- 2008 Critério de Ratings Corporativos: Avaliação de emissões, 15 de abril de 2008.

LISTA DE RATINGS		
Ratings Reafirmados; Ação de Perspectiva		
Neoenergia S.A.		
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba		
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern		
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE		
Ratings de Crédito Corporativo	De	Para
Escala global		
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/–	BBB-/Negativa/–
Moeda local	BBB-/Estável/–	BBB-/Negativa/–
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/–	brAAA/Negativa/–
Ratings Reafirmados		
Ratings de Emissão		
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE		
Notas senior unsecured		brAAA
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba		
Notas senior unsecured		BBB-
Itapebi Geração de Energia S.A.		
Subordinada		brAA+
Termopernambuco S.A.		
Notas senior unsecured		brAA+

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Necenergia S.A.		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Moeda local longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Escala Nacional Brasil longo prazo	03 de dezembro de 2004	26 de junho de 2014
Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia de Eleticidade do Estado da Bahia - Coelba		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Moeda local longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Escala Nacional Brasil longo prazo	20 de julho de 2000	26 de junho de 2014
Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Moeda local longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Escala Nacional Brasil longo prazo	22 de março de 2000	26 de junho de 2014
Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia Energética de Pernambuco - Celpe		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Moeda local longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Escala Nacional Brasil longo prazo	04 de maio de 2004	26 de junho de 2014

Informações regulatórias adicionais

Outros serviços fornecidos ao emissor

Não há outros serviços prestados a este emissor, clique [aqui](#) para mais informações.

Atributos e limitações do rating de crédito

A Standard & Poor's Ratings Services utiliza informações em suas análises de crédito provenientes de fontes consideradas confiáveis, incluindo aquelas fornecidas pelo emissor. A Standard & Poor's Ratings Services não realiza auditorias ou quaisquer processos de *due diligence* ou de verificação independente da informação recebida do emissor ou de terceiros em conexão com seus processos de rating de crédito ou de monitoramento dos ratings atribuídos. A Standard & Poor's Ratings Services não verifica a completude e a precisão das informações que recebe. A informação que nos é fornecida pode, de fato, conter imprecisões ou omissões que possam ser relevantes para a análise de crédito de rating.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

Em conexão com a análise deste (s) rating (s) de crédito, a Standard & Poor's Ratings Services acredita que há informação suficiente e de qualidade satisfatória de maneira a permitir-lhe ter uma opinião de rating de crédito. A atribuição de um rating de crédito para um emissor ou emissão pela Standard & Poor's Ratings Services não deve ser vista como uma garantia da precisão, completude ou tempestividade da (i) informação na qual a Standard & Poor's se baseou em conexão com o rating de crédito ou (ii) dos resultados que possam ser obtidos por meio da utilização do rating de crédito ou de informações relacionadas.

Fontes de informação

Para atribuição e monitoramento de seus ratings a Standard & Poor's utiliza, de acordo com o tipo de emissor/emissão, informações recebidas dos emissores e/ou de seus agentes e conselheiros, inclusive, balanços financeiros auditados do Ano Fiscal, informações financeiras trimestrais, informações corporativas, prospectos e outros materiais oferecidos, informações históricas e projetadas recebidas durante as reuniões com a administração dos emissores, bem como os relatórios de análises dos aspectos econômico-financeiros (MD&A) e similares da entidade avaliada e/ou de sua matriz. Além disso, utilizamos informações de domínio público, incluindo informações publicadas pelos reguladores de valores mobiliários, do setor bancário, de seguros e ou outros reguladores, bolsas de valores, e outras fontes públicas, bem como de serviços de informações de mercado nacionais e internacionais.

Aviso de ratings ao emissor

O aviso da Standard & Poor's para os emissores em relação ao rating atribuído é abordado na política "Aviso de Pré-Publicação aos Emissores".

Frequência de revisão de atribuição de ratings

O monitoramento da Standard & Poor's de seus ratings de crédito é abordado em:

- Descrição Geral do Processo de Ratings de Crédito (seção de Revisão de Ratings de Crédito) <http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/pt/la/?articleType=PDF&assetID=1245338484985>
- Política de Monitoramento <http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/pt/la/?articleType=PDF&assetID=1245319078197>

Conflitos de interesse potenciais da S&P Ratings Services

A Standard & Poor's Brasil publica a lista de conflitos de interesse reais ou potenciais em "Conflitos de Interesse — Instrução Nº 521/2012, Artigo 16 XII" seção em www.standardandpoors.com.br.

Faixa limite de 5%

A S&P Brasil publica em seu Formulário de Referência apresentado em http://www.standardandpoors.com/pt_LA/web/guest/regulatory/disclosures o nome das entidades responsáveis por mais de 5% de suas receitas anuais.

Copyright© 2015 pela Standard & Poor's Financial Services LLC. Todos os direitos reservados.

Nenhuma parte desta informação (incluindo-se ratings, análises e dados relativos a crédito, avaliações, modelos, software ou outras aplicações ou informações obtidas destes) ou qualquer parte dele (Conteúdo) pode ser modificada, sofrer engenharia reversa, reproduzida ou distribuída de nenhuma forma, nem meio, nem armazenado em um banco de dados ou sistema de recuperação sem a prévia autorização por escrito da S&P. O Conteúdo não deverá ser utilizado para nenhum propósito ilícito ou não autorizado. Nem a S&P, nem suas afiliadas, nem seus provedores externos, nem diretores, funcionários, acionistas, empregados nem agentes (Coletivamente Partes da S&P) garantem a exatidão, completude, tempestividade ou disponibilidade de qualquer informação. As Partes da S&P não são responsáveis por quaisquer erros ou omissões, independentemente da causa, nem pelos resultados obtidos mediante o uso de tal Conteúdo. O Conteúdo é oferecido "como ele é". AS PARTES DA S&P ISENTAM-SE DE QUALQUER E TODA GARANTIA EXPRESSA OU IMPLÍCITA, INCLUSIVE, MAS NÃO LIMITADA A, ENTRE OUTRAS, QUALQUER GARANTIAS DE COMERCIALIZABILIDADE, OU ADEQUAÇÃO A UM PROPÓSITO OU USO ESPECÍFICO, LIBerdade DE FALHAS, ERROS OU DEFEITOS DE SOFTWARE, QUE O FUNCIONAMENTO DO CONTEÚDO SEJA INTERROMPIDO OU QUE O CONTEÚDO OPERE COM QUALQUER CONFIGURAÇÃO DE SOFTWARE OU HARDWARE. Em nenhuma circunstância, deverão as Partes da S&P ser responsabilizados por nenhuma parte, por quaisquer danos, custos, despesas, honorários advocatícios, ou perdas diretas, indiretas, incidentais, exemplares, compensatórias, punitivas, especiais, ou consequentes (incluindo-se, entre outras, perda de renda ou lucros cessantes e custos de oportunidade) com relação a qualquer uso da informação aqui contida, mesmo se alertadas sobre sua possibilidade.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

Os ratings e as análises creditícias da S&P e de suas afiliadas e as observações aqui contidas são declarações de opiniões na data em que foram expressas e não declarações de fatos ou recomendações para comprar, reter ou vender quaisquer títulos ou tomar qualquer decisão de investimento. Após sua publicação, a S&P não assume nenhuma obrigação de atualizar a informação. Não se deve depender do Conteúdo, e este não é um substituto das habilidades, julgamento e experiência do usuário, sua gerência, funcionários, conselheiros e/ou clientes ao tomar qualquer decisão de investimento ou negócios. As opiniões da S&P e suas análises não abordam a adequação de quaisquer títulos. A S&P não atua como agente fiduciário nem como consultora de investimentos. Embora obtenha informações de fontes que considera confiáveis, a S&P não conduz auditoria nem assume qualquer responsabilidade de diligência devida (due diligence) ou de verificação independente de qualquer informação que receba.

A fim de preservar a independência e objetividade de suas respectivas atividades, a S&P mantém determinadas atividades de suas unidades de negócios separadas das de suas outras. Como resultado, certas unidades de negócios da S&P podem dispor de informações que não estão disponíveis às outras. A S&P estabeleceu políticas e procedimentos para manter o sigilo de determinadas informações que não são de conhecimento público recebidas no âmbito de cada processo analítico.

A S&P Ratings Services pode receber remuneração por seus ratings e análises creditícias, normalmente dos emissores ou subscritores dos títulos ou dos devedores. A S&P reserva-se o direito de divulgar seus pareceres e análises. A S&P disponibiliza suas análises e ratings públicos em seus sites na Web, www.standardandpoors.com/ www.standardandpoors.com.mx/ www.standardandpoors.com.br/ (gratuitos), www.ratingsdirect.com e www.globalcreditportal.com (por assinatura), e pode distribuí-los por outros meios, inclusive em suas próprias publicações ou por intermédio de terceiros redistribuidores. Informações adicionais sobre nossos honorários de rating estão disponíveis em www.standardandpoors.com/usratingsfees.

Austrália

Standard & Poor's (Austrália) Pty. Ltd. conta com uma licença de serviços financeiros número 337565 de acordo com o Corporations Act 2001. Os ratings de crédito da Standard & Poor's e pesquisas relacionadas não tem como objetivo e não podem ser distribuídas a nenhuma pessoa na Austrália que não seja um cliente pessoa jurídica (como definido no Capítulo 7 do Corporations Act).

STANDARD & POOR'S, S&P and RATINGSDIRECT são marcas registradas da Standard & Poor's Financial Services LLC.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Comentários sobre o item 10.1:

As informações contidas neste item 10 foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2012, 2013 e 2014. A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas demonstrações financeiras sobre a situação financeira da Companhia.

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

A CELPE é uma empresa que atua no setor elétrico na área de distribuição. Por atuar num setor capital intensivo, a CELPE investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a CELPE busca o apoio dos bancos de fomento. Cerca de 40% do endividamento da CELPE é proveniente de contratos com bancos de fomento e organismos multilaterais, dentre eles o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, o Banco do Nordeste do Brasil – BNB, a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP e a Eletrobrás.

A Política Financeira do Grupo Neoenergia prima, dentre outros, por desconcentrar vencimentos, alongar o prazo da dívida e fazer o hedge de 100% da dívida em moeda estrangeira, o que contribuiu nos últimos anos para uma menor volatilidade das despesas financeiras e do pagamento do serviço da dívida (principal e juros).

2014

A receita operacional bruta aumentou 20,16% em relação a 2013, alcançando R\$ 5.387.377 mil, o lucro líquido da Celpe foi de R\$ 129.951 mil, representando um crescimento de 21,72% em relação ao obtido em 2013; e o EBITDA alcançou R\$ 463.684 mil, 26,53% superior ao obtido em 2013.

Pode-se atribuir o resultado alcançado ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais, assegurado pela assinatura em 2014 do V Aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica, bem como ao aumento na tarifa média de venda, consequência do aumento tarifário ocorrido em abril/14 impactando na receita pela disponibilidade da rede elétrica e fornecimento de energia.

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 1.511.046 mil, 11,67% maior que em 2013 (R\$ 1.353.108 mil). A dívida líquida da CELPE (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2014 com R\$ 1.451.960 mil, 21,46% acima dos R\$ 1.195.425 mil registrados em 2013.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

2013

Apesar da redução da receita operacional bruta de 10,10% em relação a 2012, alcançando R\$ 4.539.295 mil, o lucro líquido da Celpe foi de R\$ 106.763 mil, representando um crescimento de 464,87% em relação ao obtido em 2012; e o EBITDA alcançou R\$ 366.446 mil, 56,78% superior ao obtido em 2012.

Pode-se atribuir o resultado alcançado aos efeitos da política de cobrança adotada no ano de 2012 com foco na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento e no aumento do volume das operações de cobrança, impactando no aumento da PCLD de 2012. Além disto, as estratégias de inspeção, regularização e blindagem que foram adotadas no ano de 2013 contribuíram para a redução do índice de perdas.

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 1.353.108 mil, 1,02% menor que em 2012 (R\$ 1.366.997 mil). A dívida líquida da CELPE (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2013 com R\$ 1.195.425 mil, 2,63% acima dos R\$ 1.164.830 mil registrados em 2012.

2012

Apesar do crescimento da receita operacional bruta de 16% em relação a 2011, alcançando R\$ 5.049.177 mil, a companhia teve um prejuízo de R\$ 29.261 mil e o EBITDA alcançou R\$ 233.727 mil, 58,9% inferior ao obtido em 2011.

Acreditamos que esses resultados abaixo do histórico tenham encerrado o ciclo de adaptação da empresa às alterações da norma de enquadramento dos consumidores baixa renda (Lei 12.212/10) bem como aos critérios mais restritivos para o combate às perdas comerciais e à inadimplência (Resolução Aneel nº 414/10). Ao longo de 2012, a Companhia fez investimentos significativos no cadastramento dos beneficiários da tarifa social baixa renda e atingiu o total de 1,3 milhão de consumidores cadastrados, em 31 de dezembro de 2012.

Sem prejuízo dos esforços empreendidos pela Celpe, houve aumento no nível de Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa. Ocorreu também o incremento dos custos com serviços de terceiros, que têm relação direta com as ações de cobrança, com o cadastramento dos clientes baixa renda e as ações de combate às perdas.

Vale ressaltar que as ações tomadas pela Companhia no sentido de promover as adequações e otimizações necessárias em seus processos de combate às perdas e à inadimplência, já começaram a apresentar resultados importantes, evidenciando o caráter extraordinário das provisões efetuadas.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:**

A estrutura de capital da Companhia teve a seguinte evolução nos últimos três anos:

	2014		2013		2012	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Capital de Terceiros	2.684.679	63%	2.242.761	59%	2.390.075	63%
Capital Próprio	1.588.406	37%	1.548.592	41%	1.385.723	37%

Fonte: DPF

O capital de terceiros considera o passivo total e o capital próprio considera o valor do patrimônio líquido.

i. hipóteses de resgate

Não existem hipóteses de resgate de ações previstas no Estatuto Social da Companhia.

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável, pois não existe fórmula preestabelecida de cálculo do valor de resgate das ações ou cotas.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia apresenta plena capacidade de pagamento de todos os seus compromissos financeiros de curto e médio prazo, pois adota uma política financeira conservadora que busca manter um montante de dívida, estrutura de amortização e prazo médio compatíveis com sua geração de caixa.

Indicador	2014	2013	2012
Dívida Líquida Total / EBITDA	3,13	3,26	4,98

Fonte: DFP

No entanto, a Companhia não pode assegurar que eventos adversos não ocorrerão e não prejudicarão a capacidade de pagamento da Companhia.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

A Companhia tem como um dos pontos da sua política financeira priorizar o financiamento dos investimentos junto a organismos multilaterais e agências de fomento, a exemplo do BNDES, BNB e FINEP. Além dessas fontes, a Companhia tradicionalmente acessa o mercado de capitais doméstico

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

para complementar suas fontes de financiamento, quando este apresenta condições favoráveis. Também faz parte da nossa estratégia acompanhar e ajustar nossos compromissos financeiros a nossa geração de caixa, evitando, dessa forma, captações de curto prazo. Outro ponto é a manutenção de contas garantidas, contratadas para eventuais necessidades geradas por possíveis descasamentos de fluxo de caixa ao longo do mês. A estratégia de financiamento da Companhia obteve nos últimos anos um nível elevado de eficácia, conforme indicado no item 10.f (i) abaixo.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Faz parte da nossa estratégia acompanhar e ajustar nossos compromissos financeiros à nossa geração de caixa, evitando dessa forma captações de curto prazo. Eventualmente, pequenas operações podem ser realizadas apenas com o objetivo de empréstimo ponte e casamento de fluxo de caixa, caso haja fonte disponível de baixo custo e com reduzida incidência de impostos. Com o rating AAA em escala nacional da Standard and Poor's, o Grupo Neoenergia não teve dificuldade de encontrar contrapartes no mercado financeiro doméstico para essas operações nos últimos anos.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

O percentual de endividamento, considerando o passivo circulante e não circulante é demonstrado na tabela a seguir:

Indicador	2014		2013		2012	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Passivo Circulante	1.222.486	46%	763.671	34%	941.188	39%
Passivo Não Circulante	1.462.193	54%	1.479.090	66%	1.448.887	61%

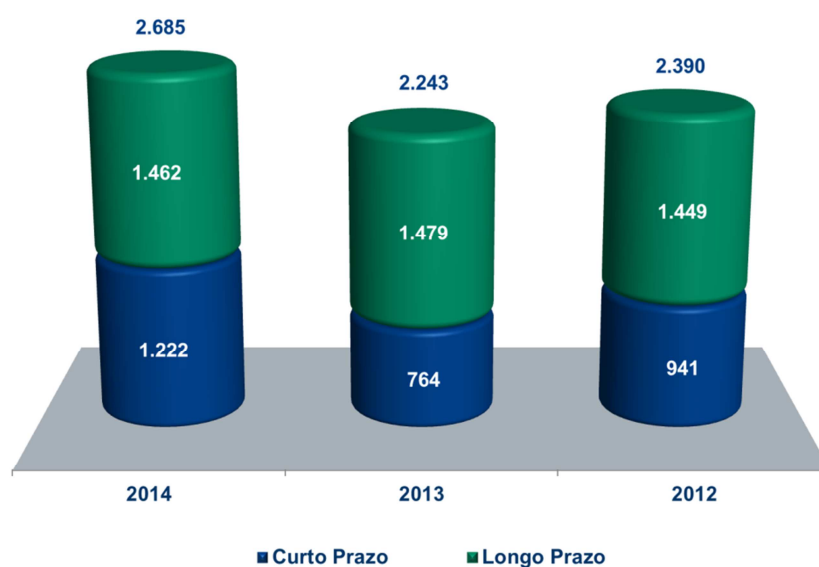
Fonte: DFP

O percentual do endividamento mencionado acima refere-se ao Passivo Circulante + Passivo não Circulante, conforme o valor constante no item 3.7 deste formulário.

Faz parte da política financeira do Grupo Neoenergia buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A seguir está o gráfico com histórico dos últimos três anos de endividamento de curto e longo prazo (Passivo Circulante + Passivo não Circulante) e o gráfico com o cronograma de amortizações e encargos, posição de 31/12/2014, referente ao passivo oneroso.

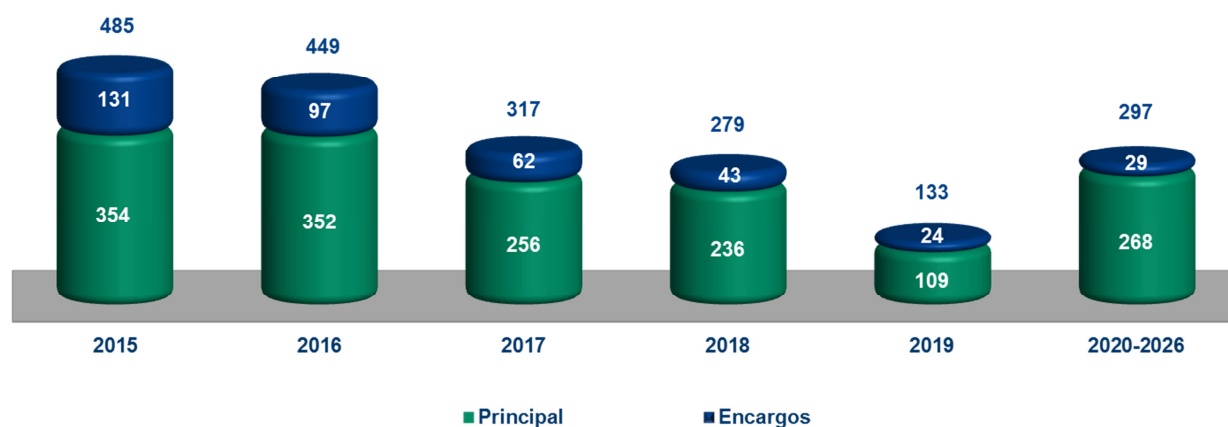
10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- **Evolução da dívida (em R\$ milhões):**



Fonte: DFP

- **Cronograma de amortização e encargos (em R\$ milhões):**



i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

A tabela a seguir apresenta os contratos de empréstimo e financiamento mais relevantes em 31/12/2014:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Fonte	Assinatura	Finalidade	Juros	Vencimento	Vencimento	Moeda Contratada	Saldo da Dívida		
							2014	2013	2012
BB - AGROINDUSTRIAL	06/05/2010	Reestruturação da Dívida	108% do CDI*	2021	18/11/2021	R\$	147.024	145.000	186.954
BB - AGROINDUSTRIAL 2	28/01/2011	Reestruturação da Dívida	108% do CDI*	2021	18/11/2021	R\$	76.047	75.000	89.130
BNB 1	30/11/2004	Eletificação	10% a.a.	2013	30/11/2013	R\$	-	-	10.979
BNB 3	29/12/2005	Eletificação	10% a.a.	2012	29/12/2012	R\$	-	-	1.407
BNB 6	27/06/2008	Eletificação	10% a.a.	2016	27/06/2016	R\$	18.954	46.012	59.616
BNDES 6 FINEM (C)	01/12/2006	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	2013	15/03/2013	R\$	-	-	7.180
BNDES 7 - FINEM (A8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2017	15/08/2017	R\$	1.349	1.888	2.427
BNDES 7 - FINEM (B8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2017	15/08/2017	R\$	1.349	1.889	2.428
BNDES 7 - FINEM (C3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% a.a.	2015	15/06/2015	R\$	820	2.458	4.097
BNDES 7 - FINEM (D3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% a.a.	2015	15/06/2015	R\$	820	2.459	4.099
BNDES 7 - FINEM (E3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% a.a.	2015	15/06/2015	R\$	514	1.543	2.571
BNDES 7 - FINEM (O4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2016	15/06/2016	R\$	10.287	17.142	23.999
BNDES 7 - FINEM (P4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2016	15/06/2016	R\$	10.291	17.147	24.004
BNDES 7 - FINEM (Q4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	2016	15/06/2016	R\$	3.308	5.512	7.716
BNDES 7 - FINEM (O8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2018	15/06/2018	R\$	85.949	110.486	104.371
BNDES 7 - FINEM (P8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2018	15/06/2018	R\$	85.985	110.529	104.409
BNDES 7 - FINEM (Q8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	2018	15/02/2018	R\$	31.470	41.402	43.229
BNDES 8 - FINEM (A2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70% a.a.	2021	15/06/2021	R\$	11.253	4.146	-
BNDES 8 - FINEM (B2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70% a.a.	2021	15/06/2021	R\$	11.257	4.148	-
BNDES 8 - FINEM (C2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70% a.a.	2021	15/06/2021	R\$	97.142	59.116	-
BNDES 8 - FINEM (D2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70% a.a.	2021	15/06/2021	R\$	97.181	59.136	-
BNDES 8 - FINEM (E2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	3% a.a.	2023	15/04/2023	R\$	79.425	27.159	-
CEF - LPT 4	21/10/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	6% a.a.	2025	15/10/2025	R\$	14.004	-	-
CELPOS	19/09/2001	Parcelamento Debito	INPC + 6% a.a.	2023	25/12/2023	R\$	131.384	137.287	143.029
CITIBANK 2013	03/12/2013	Cobertura de Caixa	LIBOR + 0,97% a.a.	2018	03/12/2018	DÓLAR	40.079	38.517	-
CITIBANK 2014	29/08/2014	Cobertura de Caixa	LIBOR + 0,989%a.a.	2018	29/08/2018	DÓLAR	56.058	-	-
DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (1ª SÉRIE)	01/08/2005	Reestruturação da Dívida	108,5% do CDI	2013	01/08/2013	R\$	-	-	98.951
DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	20/04/2011	Reestruturação da Dívida	111,3% do CDI	2017	20/04/2017	R\$	367.848	366.449	364.098
ECF - LPT 1	01/07/2004	Universalização	5% a.a.	2016	30/07/2016	R\$	6.397	10.506	15.140
ECF - LPT 2	17/11/2005	Universalização	5% a.a.	2017	30/12/2017	R\$	13.406	17.839	22.646
ECF - 2871 Emergencial	13/12/2010	Expansão/Melhoramento de Redes	5% a.a.	2017	30/12/2017	R\$	2.310	3.070	3.258
FINEP	14/10/2009	Pesquisa e Desenvolvimento	(TJLP-6%) + 5% a.a.	2018	15/02/2018	R\$	21.003	27.601	34.183
FINEP	25/11/2011	Pesquisa e Desenvolvimento	4% a.a.	2018	15/12/2018	R\$	25.487	15.738	9.166
IBM 1	29/08/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	29/08/2020	R\$	22.492	-	-
IBM 2	29/09/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	29/09/2020	R\$	11.499	-	-
IBM 3	23/10/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	23/10/2020	R\$	7.495	-	-
IBM 4	28/11/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	28/11/2020	R\$	13.123	-	-
IBM 5	19/12/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	19/12/2020	R\$	5.311	-	-
KFW TRANCHE 1	29/05/1996	Dist.Rural/SE's/LTs	2% a.a.	2026	30/06/2026	EURO	639	749	748
KFW TRANCHE 2	29/05/1996	Dist.Rural/SE's/LTs	4,5% a.a.	2016	30/06/2016	EURO	2.088	3.168	4.260
							1.511.046	1.353.095	1.374.097

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém contratos de prestação de serviços bancários com diversas instituições financeiras como contratos de arrecadação de contas de luz, contratos de administração de contas, contratos de escrituração de ações e debêntures, contratos de agente fiduciário, contratos de conta corrente e transferências bancárias e contratos de prestação de garantias.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**iii. grau de subordinação entre as dívidas**

Credor	Denominação	Saldo devedor em 2014	Saldo devedor em 2013	Saldo devedor em 2012	Classificação
BANCO DO BRASIL	BB - AGROINDUSTRIAL	147.024	145.000	186.954	Garantias Quirografária
BANCO DO BRASIL	BB - AGROINDUSTRIAL 2	76.047	75.000	89.130	Garantias Quirografária
BNB	BNB 1	-	-	10.979	Garantia Real
BNB	BNB 3	-	-	1.407	Garantia Real
BNB	BNB 6	18.954	46.012	59.616	Garantia Real
BNDES	BNDES 6 FINEM (C)	-	-	7.180	Garantia Real
BNDES	BNDES 7 - FINEM (A8)	1.349	1.888	2.427	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (B8)	1.349	1.889	2.428	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (C3)	820	2.458	4.097	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (D3)	820	2.459	4.099	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (E3)	514	1.543	2.571	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (O4)	10.287	17.142	23.999	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (P4)	10.291	17.147	24.004	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (Q4)	3.308	5.512	7.716	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (O8)	85.949	110.486	104.371	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (P8)	85.985	110.529	104.409	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (Q8)	31.470	41.402	43.229	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (A2)	11.253	4.146	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (B2)	11.257	4.148	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (C2)	97.142	59.116	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (D2)	97.181	59.136	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (E2)	79.425	27.159	-	Garantias Quirografária
CAIXA ECONÔMICA FEDERAL	CEF - LPT 4	14.004	-	-	Garantias Quirografária
CELPOS	CELPOS	131.384	137.287	143.029	Garantia Real
CITIBANK	CITIBANK 2013	40.079	38.517	-	Garantias Quirografária
CITIBANK	CITIBANK 2014	56.058	-	-	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (1ª SÉRIE)	-	-	98.951	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	367.848	366.449	364.098	Garantias Quirografária
ELETROBRÁS	ECF - LPT 1	6.397	10.506	15.140	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECF - LPT 2	13.406	17.839	22.646	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECF - 2871 Emergencial	2.310	3.070	3.258	Garantia Real
FINEP	FINEP	21.003	27.601	34.183	Garantias Quirografária
FINEP	FINEP	25.487	15.738	9.166	Garantias Quirografária
IBM	IBM 1	22.492	-	-	Garantias Quirografária
IBM	IBM 2	11.499	-	-	Garantias Quirografária
IBM	IBM 3	7.495	-	-	Garantias Quirografária
IBM	IBM 4	13.123	-	-	Garantias Quirografária
IBM	IBM 5	5.311	-	-	Garantias Quirografária
KFW	KFW TRANCHE 1	639	749	748	Garantias Quirografária
KFW	KFW TRANCHE 2	2.088	3.168	4.260	Garantias Quirografária
OUTROS PASSIVOS		1.173.633	889.666	1.015.978	Garantias Quirografária

Obs: As garantias reais indicadas na tabela acima não correspondem ao total de cada dívida e sim ao somatório de parcelas, conforme previsto nos contratos de financiamento.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

A Companhia possui alguns contratos de empréstimo e financiamento que possuem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Dívida	Covenant	Restrição ao pagamento de dividendos	Restrição à alienação de ativo	Restrição à contratação de novas dívidas e emissões de valores mobiliários	Alienação de controle societário	Vigência
4ª Emissão	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 4,0, a partir do 1º trimestre de 2014 até o 1º trimestre de 2015 ¹ Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0	Estando a empresa em débito com os Debenturistas, fica restrito o pagamento de dividendos superior ao limite mínimo, sob pena de vencimento antecipado não automático.	Não há	Não há	Restrição à alteração direta ou indireta do controle acionário	2012, 2013 e 2014
BNB	Não há	Pagar aos seus acionistas dividendos e/ou juros sobre capital próprio, exceto os níveis mínimos definidos em Lei, somente se as obrigações financeiras com o Banco, relativas ao contrato, estiverem em situação regular.	Não há	Não há	Não alterar o controle efetivo da emitente, direto ou indireto, sem prévia e expressa comunicação ao banco.	2012, 2013 e 2014
BNDES 08.2.1089.1 e Aditivos	Fiadora: PL / Exigível Total \geq 45% Fiadora: EBITDA / ROL \geq 15% ² Fiadora: EBITDA / Serviço da Dívida \geq 1,2 Fiadora: Ativo Circ. / Passivo Circ. \geq 0,4	Não há	Sem prévia autorização do BNDES, não alienar nem onerar bens de seu ativo permanente, salvo quando se tratar de bens inservíveis ou obsoletos ou de bens que sejam substituídos por novos de idêntica finalidade.	Não assumir novas dívidas e não emitir debêntures sem prévia autorização do BNDES, exceto os empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária da Companhia.	O controle efetivo, direto ou indireto, da Beneficiária sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES.	2012, 2013 e 2014
BNDES 13.2.0294.1 e Aditivos	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 4 ³ Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0	Não há	A garantidora deve submeter à aprovação do BNDES quaisquer propostas de matérias concernentes à operação a qualquer título, de ação de sua propriedade, de emissão de cada uma das BENEFICIÁRIAS	Não há	A garantidora deve submeter à aprovação do BNDES quaisquer propostas de matérias concernentes à transferência do controle acionário de qualquer uma das BENEFICIÁRIAS	2013 e 2014
FINEP	Não Há	Não há	Não há	Não obter financiamento ou praticar atos que, direta ou indiretamente, resultem em diminuição de sua capacidade de pagamento sem prévia e expressa autorização da FINEP, executados os atos ordinários de gestão.	Informar à FINEP todas as alterações realizadas no capital social e/ou estrutura societária, que possam influenciar no processo decisório da empresa	2012, 2013 e 2014
ELETROBRÁS	Dívida líquida / EBITDA \leq 3,0	Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.	Não há	Não assumir, sem expressa autorização da Eletrobrás, novos compromissos financeiros que, isolada ou conjuntamente, superem o equivalente a 5% de seu Ativo Fixo e/ou que elevem seu endividamento a nível superior a 66% do seu Ativo Fixo.	Não há	2012, 2013 e 2014
Citibank 2013 e 2014	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 4,0 Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0	Não há	A empresa se obriga a não vender, transferir, alugar ou alienar todo ou parte substancial de suas propriedades ou ativos, exceto se tais operações ocorrerem dentro do Grupo Econômico	Não há	Restrição à alteração direta ou indireta do controle acionário	2013 e 2014
IBM	Não Há	Não Há	Não Há	Não Há	Não alterar o controle efetivo da emitente, direto ou indireto, sem a prévia concordância por escrito do Banco, salvo para operações ocorridas dentro do mesmo grupo e que não altere o seu controlador indireto.	2014

¹ O covenant Dívida Líquida/EBITDA da 4ª Emissão de Debêntures tinha o seu limite contratual \leq 3,0 até 2013. A partir de 2014, este covenant foi alterado e passou a ter limite gradativo, como segue: do 1º trimestre de 2014 até o 1º trimestre de 2015, Dívida Líquida / EBITDA \leq 4,0; do 2º trimestre de 2015 até o 1º trimestre de 2016, Dívida Líquida / EBITDA \leq 3,5; a partir do 2º trimestre de 2016 até a data de vencimento das Debêntures, Dívida Líquida / EBITDA \leq 3,0.

² O covenant EBITDA / ROL do contrato BNDES 08.2.1089.1 e Aditivos tinha o seu limite contratual \geq 20% até o 3º trimestre de 2014 e foi alterado para \geq 15% a partir do 4º trimestre deste ano.

³ O covenant Dívida Líquida / EBITDA do contrato BNDES 13.2.0294.1 e Aditivos tinha o seu limite contratual \leq 3,5 até o 3º trimestre de 2014 e foi alterado para \leq 4,0 a partir do 4º trimestre deste ano.

Em caso de não cumprimento dessas restrições, também denominadas de *covenants*, os contratos poderão ter seus vencimentos antecipados.

Em situação de inadimplemento, a Companhia não poderá distribuir dividendos acima do limite mínimo obrigatório, além de ser obrigada a submeter previamente ao credor a contratação de novo endividamento.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Alguns desses contratos possuem cláusulas de *cross default* que podem determinar o vencimento antecipado de outras dívidas da Companhia em caso de inadimplemento das obrigações financeiras ou descumprimento de *covenants*.

A Companhia não pode garantir que atingirá todos os *covenants* contratados e que seus contratos não terão o vencimento antecipado declarado, em função de eventos adversos futuros.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia possui contratos de financiamento com o BNDES, Caixa Econômica Federal (com interveniência da ELETROBRÁS) e FINEP com saldos ainda não totalmente utilizados até 31/12/2014, conforme tabela abaixo:

Valores em R\$ mil

Credor	Valor Contratado	% Utilizado
BNDES	964.487	30,78%
FINEP	41.099	73,72%
CEF - PLPT	27.078	50,00%

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As informações financeiras constantes dos balanços patrimoniais e das demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 foram extraídas das demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB. Estas demonstrações financeiras foram auditadas pela PRICEWATERHOUSECOOPERS Auditores Independentes, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Balanco Patrimonial (Valores em R\$ mil)**

ATIVO	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	57.465	-62%	1%	149.269	-22%	4%	192.602	5%
Contas a receber de clientes e outros	769.259	22%	18%	631.689	-7%	17%	677.858	18%
Títulos e valores mobiliários	706	-65%	0%	2.023	-70%	0%	6.761	0%
Recursos CDE	-	-100%	0%	10.758	0%	0%	-	
Impostos e contribuições a recuperar	72.520	-26%	2%	98.666	73%	3%	56.942	2%
Estoques	11.988	72%	0%	6.979	10%	0%	6.324	0%
Despesas pagas antecipadamente	8.445	4%	0%	8.140	382%	0%	1.688	0%
Serviços em curso	7.723	-32%	0%	11.411	-12%	0%	13.014	0%
Ativos financeiros setoriais	185.796	100%	4%	-	0%	0%	-	0%
Outros ativos circulantes	18.875	18%	0%	16.025	-55%	0%	35.856	1%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.132.777	21%	27%	934.960	-6%	25%	991.045	26%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	87.657	-40%	2%	146.372	-40%	4%	245.597	7%
Títulos e valores mobiliários	916	-86%	0%	6.391	128%	0%	2.803	0%
Impostos e contribuições a recuperar	24.780	29%	1%	19.152	8%	1%	17.689	0%
Impostos e contribuições diferidos	327.110	1%	8%	324.564	-16%	9%	384.296	10%
Entidade de Previdência Privada	815	50%	0%	543	0%	0%	-	0%
Ativos financeiros setoriais	63.428	100%	1%	-	0%	0%	-	0%
Depósitos judiciais	54.531	14%	1%	47.853	30%	1%	36.865	1%
Outros ativos não circulantes	2.119	-2%	0%	2.158	0%	0%	2.158	0%
Outros investimentos	1.934	-29%	0%	2.734	0%	0%	2.734	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	504.530	42%	12%	356.549	38%	9%	257.900	7%
Intangível	2.072.488	6%	49%	1.950.077	6%	51%	1.834.711	49%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	3.140.308	10%	73%	2.856.393	3%	75%	2.784.753	74%
ATIVO TOTAL	4.273.085	13%	100%	3.791.353	0%	100%	3.775.798	100%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
CIRCULANTE								
Fornecedores	447.495	28%	10%	349.048	0%	9%	350.775	9%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	352.851	160%	8%	135.944	-51%	4%	277.251	7%
Salários e encargos a pagar	29.756	14%	1%	26.129	13%	1%	23.043	1%
Taxas regulamentares	12.199	-35%	0%	18.625	-1%	0%	18.785	0%
Impostos e contribuições a recolher	161.871	52%	4%	106.283	0%	3%	106.177	3%
Entidade de previdência privada	17.292	6%	0%	16.331	0%	0%	16.298	0%
Dividendos e juros sobre capital próprio	75.910	45906%	2%	165	-96%	0%	4.114	0%
Provisões	11.907	18%	0%	10.090	-41%	0%	17.187	0%
Outros passivos circulantes	113.205	12%	3%	101.056	-21%	3%	127.558	3%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.222.486	60%	29%	763.671	-19%	20%	941.188	25%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	31.208	-10%	1%	34.745	-11%	1%	39.148	1%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.026.812	-5%	24%	1.079.877	14%	28%	946.716	25%
Taxas regulamentares	28.926	21%	1%	24.000	-44%	1%	43.213	1%
Impostos e contribuições a recolher	-	0%	0%	-	0%	0%	-	0%
Provisões	68.145	17%	2%	58.227	14%	2%	50.883	1%
Entidade de previdência privada	274.846	7%	6%	257.217	-26%	7%	347.306	9%
Outros passivos não circulantes	32.256	29%	1%	25.024	16%	1%	21.621	1%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.462.193	-1%	34%	1.479.090	2%	39%	1.448.887	38%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	590.174	0%	14%	590.174	0%	16%	590.174	16%
Reservas de capital	558.080	0%	13%	558.080	0%	15%	558.080	15%
Reservas de lucros	421.162	3%	10%	409.014	2%	11%	401.107	11%
Outros resultados abrangentes	10.741	-57%	0%	24.805	-158%	1%	(42.469)	-1%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	8.249	0%	0%	-	-100%	0%	11.337	0%
Lucro/Prejuízo do período / exercício	-	-100%	0%	(33.481)	-75%	-1%	(132.506)	-4%
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.588.406	3%	37%	1.548.592	12%	41%	1.385.723	37%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	4.273.085	13%	100%	3.791.353	0%	100%	3.775.798	100%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Análise dos principais ativos e passivos:**

- **Ativo**

Circulante**Caixa e equivalentes de caixa**

Engloba as contas a receber do Grupo: (i) nas controladas distribuidoras com o fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros; (ii) nas controladas de geração e comercialização com a disponibilização, geração e comercialização de energia, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 57,5 milhões, R\$ 149,3 milhões e R\$ 192,6 milhões respectivamente. As reduções de saldos observadas nestes anos são decorrentes da movimentação dos ingressos e desembolsos, que ocasionaram uma menor sobra de caixa no período.

Contas a receber de clientes e outros

O saldo de contas a receber de clientes e outros em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 769,3 milhões, R\$ 631,7 milhões e R\$ 677,9 milhões, respectivamente. Em 2014 a variação foi de 21,78% em relação à 2013. Em 2013 a variação foi de 6,8% em relação à 2012.

Títulos e Valores Mobiliários

O saldo da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 foi de R\$ 0,7 milhões, R\$ 2,0 milhões e R\$ 6,8 milhões, respectivamente. Este grupo é composto principalmente por títulos dados em garantias de contratos de empréstimos ou compra de energia. A redução verificada nos saldos em 2014 e 2013 é devido a resgates dos valores excedentes nas aplicações efetuadas em função do vencimento das operações com garantias.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Ativos financeiros setoriais

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

Considerando que os contratos da concessão da Companhia foram atualizados em 2014 para inclusão na base de indenização dos saldos remanescentes de diferenças temporárias entre os valores homologados e incluídos nas tarifas vigentes e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência, conforme descrito acima, e considerando a orientação técnica OCPC-08 (Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade), a Companhia passou a ter um direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro ao Poder Concedente e, portanto, passou a registrar tais valores dentro de seus respectivos períodos de competência.

Não Circulante

Concessão do serviço público (ativo financeiro)

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

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

A atualização monetária do ativo financeiro 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

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas no resultado. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada quatro anos, (próxima revisão tarifária prevista para abril de 2017) o ativo financeiro, base incremental, poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (reapresentado) era de R\$ 504,5 milhões, R\$ 356,5 milhões e R\$ 257,9 milhões, respectivamente. O incremento de 41,5% em 2014 e 38,3% em 2013 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão.

Ativo 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 CPC 04 – Ativos Intangíveis, os ICPC 01 (R1) – Contrato de Concessão e ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e o OCPC 05 – Contrato de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição/construção, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

O saldo da conta de ativo intangível em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 2.072,1, R\$ 1.950,1 milhões e R\$ 1.834,7 milhões, respectivamente. O incremento de 6,3 % em 2014 e 6,3 % em 2013 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infraestrutura da concessão.

- **Passivo Circulante e não circulante**

Fornecedores

O saldo da conta de fornecedores em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 478,7 milhões, R\$ 383,8 milhões R\$ 389,9 milhões respectivamente. A variação é desfavorável de 28,2% em 2014, é justificado, principalmente, pela elevação no preço médio de leilões de energia.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A dívida bruta onerosa da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 1.511 milhões em 2014 (11,67% maior que no ano anterior), R\$ 1.353 milhões em 2013 (1,02% menor que no ano anterior) e R\$ 1.367 milhões em 2012.

A variação positiva da dívida no exercício de 2014 em relação a 2013 deve-se principalmente às novas captações de recursos realizadas junto ao Citibank, no valor de USD 24.144 mil, equivalentes a R\$ 55.000 mil, ao Banco IBM, no valor R\$ 58.000 mil e aos novos ingressos de recursos provenientes do financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES, no montante de R\$ 143.564 mil. Já no período de 2013 em relação a 2012, a dívida manteve-se estável.

• Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)

	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AV%
RECEITA BRUTA	5.387.377	20%	137%	4.483.560	-11%	139%	5.049.177	142%
(-) Deduções da receita bruta	(1.447.610)	15%	-37%	(1.255.786)	-16%	-39%	(1.503.316)	-42%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.939.767	22%	100%	3.227.774	-9%	100%	3.545.861	100%
Custo do serviço	(3.209.588)	23%	-81%	(2.610.657)	-8%	-81%	(2.837.100)	-80%
LUCRO BRUTO	730.179	18%	19%	617.117	-13%	19%	708.761	20%
Despesas com vendas	(246.413)	5%	-6%	(233.688)	-52%	-7%	(484.549)	-14%
Despesas gerais e administrativas	(183.731)	10%	-5%	(166.765)	-5%	-5%	(174.970)	-5%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	300.035	38%	8%	216.664	340%	7%	49.242	1%
Resultado financeiro	(153.514)	92%	-4%	(79.790)	-15%	-2%	(93.785)	-3%
Receita financeira	134.062	14%	3%	118.060	0%	4%	117.783	3%
Despesa financeira	(287.576)	45%	-7%	(197.850)	-6%	-6%	(211.568)	-6%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	146.521	7%	4%	136.874	-407%	4%	(44.543)	-1%
Imposto de renda e contribuição social	(16.570)	-45%	0%	(30.111)	-297%	-1%	15.282	0%
Corrente	(23.903)	87%	-1%	(12.775)	-2410%	0%	553	0%
Diferido	12.281	-266%	0%	(7.392)	-122%	0%	33.217	1%
Incentivo SUDENE	12.033	56%	0%	7.738	64383%	0%	12	0%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(16.981)	-4%	0%	(17.682)	-4%	-1%	(18.500)	-1%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	129.951	22%	4%	106.763	-465%	3%	(29.261)	-1%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								
Ordinária	1,74			1,43			-0,39	
Preferencial A	1,74			1,43			-0,39	
Preferencial B	1,91			1,57			-0,43	

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2014, 2013 e 2012 foi de R\$ 5.387,4 milhões, R\$ 4.483,6 milhões e R\$ 5.049,2 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AV%
Fornecimento de Energia	2.350.379	24,8%	44%	1.882.759	-1,4%	42%	1.908.798	38%
Disponibilidade da rede elétrica	2.316.119	7,0%	43%	2.165.392	-12,4%	48%	2.472.502	49%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	13.073	-63,7%	0%	35.968	-61,4%	1%	93.246	2%
Ativos e passivos financeiros setoriais	251.155	100,0%	5%	-	0,0%	0%	-	0%
Receita de Construção	408.459	18,7%	8%	344.225	-33,0%	8%	513.849	10%
Outras Receitas	48.192	-12,7%	1%	55.216	-9,2%	1%	60.782	1%
Total	5.387.377	20%	100%	4.483.560	-11%	100%	5.049.177	100%

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

- Aumento na tarifa média de venda, consequência do aumento tarifário ocorrido em abril/14 impactando na receita pela disponibilidade da rede elétrica e no fornecimento de energia elétrica, sendo o fornecimento também impactado pelo crescimento do volume de vendas no mercado cativo;
- Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, apresentou variação desfavorável, devido a consumidor, que estava previsto para migrar para o ACL – Ambiente de Contratação Livre em 2014, e permaneceu no mercado da Celpe; e do atraso da motorização de algumas Usinas, reduzindo a disponibilidade de energia para venda no MCP – Mercado de Curto Prazo no ano;
- Contabilização dos ativos e passivos financeiros setoriais, assegurado pela assinatura em 2014 do V Aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica, com a inclusão de cláusula específica que permite o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios;
- Receita de construção da infraestrutura da concessão apresentou variação desfavorável, mas não produz efeito líquido no resultado da empresa devido à sua contrapartida no custo. As receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria foram contabilizadas em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17 – Contratos de Construção.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional da Companhia são representadas pelos encargos setoriais e tributários.

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram de R\$ 1.447,6 milhões, R\$ 1.255,8 milhões e R\$ 1.503,3, respectivamente.

2014

O aumento de 15,28% em 2014 em relação a 2013 é devido principalmente a:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- ICMS, PIS e COFINS, devido principalmente ao aumento do fornecimento de energia elétrica e da receita pela disponibilidade da rede elétrica.

2013

A redução de 16,47% em 2013 em relação a 2012 é devido principalmente a:

- Redução dos tributos de ICMS, PIS e COFINS, devido principalmente à queda da receita bruta. Conta de Consumo de Combustível - CCC, devido principalmente à extinção da quota fixada pela ANEEL, conforme lei nº 12.783/2013 e da Resolução Homologatória 1.418, que isenta o valor a partir de Fevereiro/2013.

2012

O aumento de 4% em 2012 em relação a 2011 é devido principalmente a:

- Aumento dos tributos de ICMS, PIS e COFINS, devido principalmente do aumento da receita bruta.
- Queda dos encargos com Conta Consumo Combustível – CCC, em função de quota fixada pela ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.283/2012 e Nota Técnica SRG – SRE/ANEEL nº 033/2012.
- Extinção da RGR, conforme Medida Provisória 579/12, Lei 12.783/13.

Receita Operacional Líquida

Em 2014, a receita operacional líquida foi de R\$ 3.939,8 milhões, sendo 22,06% maior do que à receita líquida apurada em 2013, que foi de R\$ 3.227,8 milhões (reclassificada), sendo 7,40% superior à receita líquida apurada em 2012, que foi de R\$ 3.545,9 milhões.

- **Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica**

Os custos e despesas operacionais da Companhia nos anos de 2014, 2013 e 2012 têm a seguinte composição por natureza de gasto:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AV%
Pessoal e Administradores	(207.409)	15%	6%	(180.116)	30%	6%	(138.907)	4%
Material	(14.232)	64%	0%	(8.682)	-19%	0%	(10.772)	0%
Serviços de terceiros	(329.280)	16%	9%	(284.982)	13%	9%	(252.115)	7%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(4.673)	-4%	0%	(4.852)	-18%	0%	(5.897)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(2.302.611)	30%	63%	(1.764.976)	3%	59%	(1.716.008)	49%
Encargos de uso do sistema transmissão	(44.596)	-61%	1%	(114.854)	-50%	4%	(230.479)	7%
Amortização	(163.649)	9%	4%	(149.784)	-19%	5%	(184.484)	5%
Arrendamentos e alugueis	(2.552)	29%	0%	(1.978)	1%	0%	(1.968)	0%
Tributos	(2.121)	-4%	0%	(2.209)	2%	0%	(2.166)	0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(107.423)	2%	3%	(105.070)	-73%	3%	(388.275)	11%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(408.459)	19%	11%	(344.225)	-33%	11%	(513.848)	15%
Outros	(52.727)	7%	1%	(49.382)	-4%	2%	(51.700)	1%
Total custos/ despesas	(3.639.732)	21%	100%	(3.011.110)	-14%	100%	(3.496.619)	100%

- Pessoal e Administradores**

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AV%
Remunerações	98.438	7%	47%	91.980	53%	51%	59.979	43%
Encargos sociais	46.934	11%	23%	42.298	5%	23%	40.411	29%
Entidade de Previdência Privada	7.375	-50%	4%	14.610	9%	8%	13.352	10%
Auxílio alimentação	11.580	12%	6%	10.380	7%	6%	9.659	7%
Convênio assistencial e outros benefícios	4.984	-2%	2%	5.105	-2%	3%	5.221	4%
Rescisões	6.605	-3%	3%	6.828	-21%	4%	8.644	6%
Férias e 13º salário	23.550	10%	11%	21.342	5%	12%	20.255	15%
Plano de saúde	11.608	16%	6%	10.018	207%	6%	3.260	2%
Contencioso trabalhista	2.198	140%	1%	916	-72%	1%	3.318	2%
Participação nos resultados	15.923	27%	8%	12.559	28%	7%	9.835	7%
Administradores	4.872	92%	2%	2.539	-23%	1%	3.298	2%
Encerramento de ordem em curso	1.278	-4%	1%	1.325	3%	1%	1.285	1%
(-) Transferências para ordens	(27.936)	-30%	-13%	(39.784)	0%	-22%	(39.610)	-29%
Total	207.409	15%	100%	180.116	30%	100%	138.907	100%

2014

Pessoal e administradores, variação desfavorável em 15% em relação ao ano anterior, decorrente principalmente da redução da transferência do custeio para investimento, reajuste salarial, aumento do PLR, encargos de folha, Diretores e plano de saúde.

2013

Pessoal e administradores, variação desfavorável em 30% em relação ao ano anterior, devido principalmente ao reajuste salarial, refletido nas rubricas de remuneração e encargos, reajuste do plano de saúde, absorvido pela empresa, aumento nos desligamentos observado na rubrica de rescisão de contratos e honorários dos Diretores.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

2012

A despesa com pessoal em 2012 foi de R\$ 139 milhões, um aumento de 8% quando comparado com 2011.

Serviços de Terceiros

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram de R\$ 329,3 milhões, R\$ 285,0 milhões e R\$ 252,1 milhões, respectivamente. O aumento de 15,5% em 2014 em relação a 2013, um aumento de 13% em 2013 quando comparado com 2012 e um aumento de 38% em 2012 quando comparado com 2011 é resultado principalmente:

2014

- Manutenção do sistema Elétrico, devido às ações de segurança (aumento de turmas, prontomotos, plano de poda, entre outros) e ao reajuste contratual;
- Relacionamento com Cliente, devido ao maior volume de chamadas atendidas que onerou o TMA e ao reajuste contratual;
- Faturamento e Arrecadação, devido aos serviços de leitura/entrega com aumento de fator k por substituição de EPS e despesa com agente arrecadador devido ao aumento da tarifa e da base de clientes;
- Plano de Perdas e Cobrança, devido aumento nas ações de Cobrança: Assessoria de Cobrança, URA/SMS e Negativações;
- Serviços Administrativos, devido principalmente despesas com Manutenção de Imóvel, Consultoria, Serviço Geral e despesa com Vigilância;
- Outros Serviços de Terceiros, devido adequação ao Caderno de Serviços e encerramento de projetos.

2013

- alteração do critério de alocação de despesas com serviços de terceiros decorrente das exigências do processo de revisão tarifária;
- Substituição de empresas prestadoras de serviço (EPS);
- Intensificação das ações de corte;
- Atualização do cadastro de clientes baixa renda e produtor rural.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

2012

- Reajustes nos preços dos serviços das novas contratações;
- Leituras e entrega de contas, aumento das turmas para a realização das leituras mensais;
- Desligação e religação - incremento das intervenções de cobrança;
- Manutenção corretiva - aumento das turmas de plantão leve e de iluminação pública;
- Inspeção Técnica - devido principalmente ao novo mix de serviços adotados, que priorizam clientes trifásicos e monofásicos não residenciais; e
- Serviços Jurídicos aumento decorrente de honorários extraordinários.

Energia elétrica comprada para revenda

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, de R\$ 2.302,6 milhões, R\$ 1.756,7 milhões, de R\$ 1.716,0 milhões, representando um aumento de 31% (2014/2013) e 24% (2013/2012), respectivamente. As variações ocorreram principalmente devido:

2014

- Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos: 12º LEN (Leilão de Energia Nova) e 13º LEE (Leilão de Energia Existente), especialmente pelo efeito das térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada;
- Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
- Maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de desconstrução involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e/ou por projetos térmicos postergados ou cancelados;

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

- Redução das tarifas de compras de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13;
- Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14. O valor

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

parcialmente compensado pelos repasses da CDE (ou CONTA-ACR) alcançou em 2014 o montante de R\$ 340.108.

- Pela entrada em 2014 do contrato da UHE Jirau.

2013

- Energia elétrica comprada apresentou posição desfavorável, em função do aumento do custo da energia decorrente do despacho das térmicas, alta do PLD em relação ao ano anterior e dos novos contratos do 7º LEN e do 2º LFA.

2012

- a necessidade de compra de energia no MCSD, para atender a retomada de mercado em 2012, devido ao crescimento das cargas industriais, principalmente no entorno de SUAPE e aumento de temperatura que elevou o mercado, sobretudo da classe comercial;
- o atraso do início de operação de usinas Porto Itaqui e Porto Pecém e ações judiciais levantadas pelas empresas dos grupos Multiner e Bertin; e
- das despesas das térmicas, devido à alta dos preços de energia do mercado de curto prazo que apresentou valores médio de R\$ 253,24/MWh, no exercício de 2012 contra R\$ 37,37/MWh, em 2011.

Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, de R\$ 44,6 milhões, R\$ 123,1 milhões e R\$ 230,4 milhões.

2014

Variação favorável de R\$ 76.190, decorrente principalmente de:

- Reconhecimento do CONER – Conta de Energia de Reserva, favorável, no ano de 2014, devido alta do PLD que provocou receita do ERR, conforme despacho de encerramento da ANEEL nº 4.786;
- Encargo da Rede Básica: nova contratação de 2015 e do reajuste tarifário da Rede Básica em 01/julho/2014, desfavorável;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Encargo de uso do sistema de distribuição: novo Contrato CUSD com a COELBA, em Juazeiro para o ano de 2014, desfavorável;
- Encargo do Serviço do Sistema – ESS: do despacho adicional de usinas térmicas, para fazer face ao baixo nível dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional, desfavorável.

2013

A redução de 50% em relação ao ano anterior é decorrente principalmente da redução das tarifas de uso do sistema, em função da lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

2012

O aumento de 12,6 em relação ao ano anterior é decorrente principalmente de:

- do reajuste de preços a partir de julho/2012;
- dos novos montantes contratuais com o ONS que se iniciaram em janeiro/2012; e
- da entrada de operação da subestação da Chesf Suape III.

Amortização

As despesas com amortização nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, de R\$ 163,6 milhões, R\$ 149,8 milhões e R\$ 184,5 milhões. Em 2014 a variação foi desfavorável em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente ao aumento do intangível. Em 2013 a variação foi favorável, em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente, em 2012 contemplar o registro do 3º ciclo da revisão tarifária.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

2014

Impactos favoráveis:

- Aumento de número dos cortes realizados, devido à melhoria da efetividade do corte;
- Crescimento do resultado da assessoria de cobrança;
- Intensificação das ações administrativas (URA/SMS e negociações).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Impactos desfavoráveis:

- Reconhecimento da PCLD FUNAI;
- Ingresso de valor referente à Prefeitura Municipal de Santa Cruz do Capibaribe;
- Com relação a conta de perdas(incobrável), a CELPE lançou na PCLD em 2012 e 2013 mais de 470 milhões. Parte desses valores foi levado ao incobrável em função da rotina de envio automático não contemplar clientes do Grupo A, Poderes Públicos, Clientes com créditos e Clientes com parcelamentos inadimplentes, onde para esses casos, são necessários tratamentos manuais para envio ao incobrável.

2013

Provisões líquidas PCLD apresentou posição favorável em relação ao ano anterior, em decorrência da política de cobrança adotada em 2012 com foco: na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento e no aumento do volume das operações de cobrança, impactando no aumento da PCLD no 3º trimestre de 2012.

2012

Provisões líquidas – PCLD e Perdas conta a receber/consumidores, aumento devido principalmente em função da adequação aos novos processos de cobrança. A partir do segundo semestre de 2011, foi readequado o plano de cobrança da empresa contemplando a restrição da ação reparcelamento e a intensificação das ações de campo para os clientes inadimplentes contumazes. Aqueles clientes que não responderam as novas ações de cobrança tiveram seus débitos provisionados.

Custos de construção da infra-estrutura de concessão

O crescimento dos custos de construção da infraestrutura de concessão, quando comparado a variação entre os períodos está relacionado ao aumento de investimentos em serviços de construção e melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. Não produz efeito líquido no resultado da empresa devido à sua contrapartida na receita.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Outros custos e despesas

Outros custos e despesas nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, de R\$ 52,7 milhões, R\$ 49,4 milhões e R\$ 51,7 milhões. Em 2014 a variação desfavorável foi de 7%, porém irrelevante em relação a 2013.

2013

A redução de 4% dessas despesas quando comparada a 2012, é decorrente do Impacto favorável em: perda operacional, em virtude de reclassificação do valor referente ao ICMS Produtor Rural e Poder Público reconhecido em Agosto/2013; e Impacto desfavorável, em função do contencioso trabalhista e cível.

2012

O crescimento de 60,8% dessas despesas quando comparada a 2011 está relacionado ao aumento dos gastos com indenizações de processos cíveis, decorrente do incremento do número de ações no juizado em razão da intensificação do combate à fraude e processo de cobrança dos inadimplentes.

• Resultado Financeiro

Receita Financeira	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AV%
Renda de aplicações financeiras	9.925	-46%	7%	18.264	-27%	15%	24.985	21%
Juros, comissões e acréscimo moratório	49.628	11%	37%	44.680	-9%	38%	49.089	42%
Variação monetária	28.237	14%	21%	24.853	36%	21%	18.257	16%
Variação cambial	7.703	1459%	6%	494	-23%	0%	639	1%
Operações Swap	23.516	99%	18%	11.806	46%	10%	8.110	7%
Receita Financeira da Concessão	9.019	-39%	7%	14.860	8%	13%	13.763	12%
Remuneração financeira setorial	1.338	100%	1%	-	0%	0%	-	0%
Outras receitas financeiras	4.696	51%	4%	3.103	6%	3%	2.940	2%
Total	134.062	14%	100%	118.060	0%	100%	117.783	100%

Despesa Financeira	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AV%
Encargos de dívida	(106.057)	9%	37%	(97.408)	-16%	49%	(115.662)	55%
Variação monetária	(64.238)	132%	22%	(27.742)	-31%	14%	(40.414)	19%
Variação cambial	(21.193)	859%	7%	(2.210)	72%	1%	(1.285)	1%
Operações Swap	(14.837)	1433%	5%	(968)	14%	0%	(846)	0%
Multas regulatórias	(33.091)	72%	12%	(19.283)	27%	10%	(15.195)	7%
Previdência Privada	(30.257)	-9%	11%	(33.300)	32%	17%	(25.165)	
Outras despesas financeiras	(17.903)	6%	6%	(16.939)	30%	9%	(13.001)	6%
Total	(287.576)	45%	100%	(197.850)	-6%	100%	(211.568)	88%

Resultado Financeiro Líquido	(153.514)	92%		(79.790)	-15%		(93.785)	
-------------------------------------	------------------	------------	--	-----------------	-------------	--	-----------------	--

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

2014

O resultado financeiro apresentou uma variação desfavorável de 92,40%, impactando em R\$ 73.724, essa variação deve-se principalmente a:

- Renda de aplicações financeiras apresentou posição desfavorável, devido principalmente à redução do saldo médio de disponibilidades em relação ao ano anterior.
- Encargos de dívida, além do impacto no resultado da alteração da metodologia de MTM das dívidas em moeda estrangeira e dos swaps atrelados, a companhia aumentou a dívida no exercício de 2014, gerando um aumento na despesa financeira. Adicionalmente, o aumento do CDI em 2014 (10,81%) em comparação ao exercício de 2013 (8,05%) impactou negativamente a despesa financeira das dívidas já contratadas.
- Receita financeira da concessão, variação desfavorável, decorrente basicamente da deflação do IGPM acumulado (de 5,53% para 3,67%), índice que atualiza a base blindada do 3º Ciclo.
- Aumento em outras despesas financeiras decorrente principalmente de:
- Variação monetária contingência - atualização dos processos judiciais, mudança de metodologia dos pagamentos em 2014 e reconhecimento de juros e correção referente ao pagamento de acordo.
- Multa regulatória - reconhecimento das multas de DIC, FIC e DMIC referente, aos contratos recalculados (números de ocorrências reconsideradas no expurgo) dos anos de 2011, 2013 e 2014;
- Penalidade universalização - passivo regulatório, referente à multa por não cumprimento total das metas de universalização.

2013

O resultado financeiro apresentou uma posição favorável de 15%, passando de R\$ 93.785 mil de despesa no acumulado de 2012 para R\$ 79.790 mil no exercício e 2013. Essa posição deve-se principalmente a:

- Renda de aplicações financeiras que apresentou posição desfavorável de R\$ 6.721 mil, devido principalmente à redução do saldo medido de disponibilidades e aplicações dadas como garantia.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Juros, comissões e acréscimo moratório de energia apresentou posição desfavorável de R\$ 4.409 mil, devido principalmente à redução do parcelamento.
- Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidos) que apresentou posição favorável de R\$ 23.182 mil, devido basicamente à queda da despesa com encargos de dívida, em função da redução do nível de endividamento da Companhia pela amortização de empréstimos e financiamentos, e da redução das taxas de juros (CDI e TJLP) vinculadas às dívidas; e à baixa da atualização e juros referente à CCEE no trimestre de 2012, aumentando a despesa.

2012

- O resultado financeiro apresentou uma posição favorável de 43,41%, passando de R\$ 103.543 mil de despesa no acumulado de 2011 para R\$ 58.591 mil no exercício de 2012. Essa posição deve-se principalmente a:
- Renda de aplicações financeiras que apresentou posição desfavorável de R\$ 10.694, devido principalmente a queda da taxa de juros e a redução dos montantes aplicados nos períodos.
- Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidos) que apresentou posição favorável de R\$ 24.643 mil, devido basicamente à redução da taxa de juros (CDI e TJLP) vinculada ao endividamento da companhia;
- Receita financeira da concessão, em função da reclassificação da atualização do patrimônio líquido para o resultado.
- Outras receitas (despesas) financeiras líquidas, devido principalmente a:
 - Efeito positivo em 2012, em função do lançamento desfavorável em 2011, devido ao auto de Infração ICMS, referente a óleo diesel de Fernando de Noronha;
 - Efeito positivo em 2012, em virtude da Multa Regulatória em 2011, devido a mudança no critério da apuração (desfavorável);
 - Efeito positivo em 2012, em virtude do estorno de faturas do recálculo de 2005 em 2011;
 - Efeito positivo em 2012, em virtude do pagamento em 2011 de multas e juros no ICMS recolhido no passado com Isenções indevidas para as Classes: Poder Público e Produtor Rural.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2014, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de 16,6 milhões, comparados com R\$ 30,1 milhões 2013.

- O corrente, tendo como principal motivo a distribuição do JSCP no valor de R\$ 76,2 milhões que é dedutível para contribuição social e imposto de renda.

Em 2013, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 30,1 milhões negativo, comparadas com R\$ 15,3 milhões positivo em 2012. Esse desvio é decorrente de:

- O corrente, tendo como principal motivo o aumento do lucro antes do IR e CSLL impactando diretamente na base de cálculo desses tributos.
- O diferido está sendo influenciado diretamente pela constituição do diferido de IR e CSLL.
- O Imposto de renda - SUDENE impactado pela variação do Lucro antes do IR e CSLL que está diretamente refletindo na base de cálculo do Incentivo SUDENE.

Em 2012, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 7,6 milhões, comparadas com R\$ 43,6 milhões em 2011 (R\$ 91,6 milhões em 2010). Essa redução se deve ao lucro antes dos impostos, impactando na diminuição da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, em 2014 o lucro líquido foi de R\$ 130,0 milhões, em 2013 de R\$ 106,8 milhões e em 2012 o prejuízo líquido reapresentado foi de R\$ 29,3 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**Comentários sobre o item 10.2:****a. resultados das operações do emissor, em especial:****i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita**

A receita da Companhia é composta conforme demonstrado a seguir:

Valores em R\$ mil

Componentes da Receita Bruta		2014	Δ% 14/13	2013	Δ% 13/12	2012
Fornecimento de energia	(a)	2.350.379	24,84%	1.882.759	-1,36%	1.908.798
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	13.073	-63,65%	35.968	-61,43%	93.246
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c)	2.316.119	6,96%	2.165.392	-12,42%	2.472.502
Ativos e passivos financeiros setoriais		251.155	100,00%	-	0,00%	-
Receita de construção da infraestrutura da concessão	(d)	408.459	18,66%	344.225	-33,01%	513.849
Outras receitas	(e)	48.192	-12,72%	55.216	-9,16%	60.782
Total		5.387.377	20,16%	4.483.560	-11,20%	5.049.177

Fonte: DFP

(a) Fornecimento de Energia:**Fornecimento Faturado de Energia Elétrica:**

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica medida e faturada para o consumidor cativo.

Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica:

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

(b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE:

Corresponde aos montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE.

(c) Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica

Receita com a cobrança de tarifa pelo uso do sistema da rede de distribuição aos consumidores livres.

(d) Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão:

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

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

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.

(e) Outras Receitas

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Valores em R\$ mil

	2014	Δ% 14/13	2013	Δ% 13/12	2012
Receita Bruta	5.387.377	20,16%	4.483.560	-11,20%	5.049.177
Deduções da Receita Bruta	(1.447.610)	15,28%	(1.255.786)	-16,47%	(1.503.316)
Receita Líquida	3.939.767	22,06%	3.227.774	-8,97%	3.545.861
Custos e Despesas Operacionais	(3.639.732)	20,88%	(3.011.110)	-13,89%	(3.496.619)
Pessoal e Administradores	(207.409)	15,15%	(180.116)	29,67%	(138.907)
Material	(14.232)	63,93%	(8.682)	-19,40%	(10.772)
Serviços de Terceiros	(329.280)	15,54%	(284.982)	13,04%	(252.115)
Energia Elétrica Comprada	(2.302.611)	30,46%	(1.764.976)	2,85%	(1.716.008)
Encargos Uso Sistema de Transmissão	(44.596)	-61,17%	(114.854)	-50,17%	(230.479)
Amortização	(163.649)	9,26%	(149.784)	-18,81%	(184.484)
Provisões Líquidas	(107.423)	2,24%	(105.070)	-72,94%	(388.275)
Custo de construção da infraestrutura da concessão	(408.459)	18,66%	(344.225)	-33,01%	(513.848)
Outras despesas	(62.073)	6,25%	(58.421)	-5,36%	(61.731)
Resultado do Serviço	300.035	38,48%	216.664	340,00%	49.242

Fonte: DFP

O mercado cativo em 2014 foi de 11.229,6 GWh, 5,2% maior do que o verificado no ano de 2013. Esse resultado foi influenciado pela recuperação de perdas.

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

- A classe Residencial, que representa 42,38% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 4,3% em 2014, quando comparado ao ano anterior. Esta variação também seguiu a trajetória dos últimos anos e é explicada pelo incremento de novos clientes, incentivos governamentais para aquisição de eletrodomésticos e pelo aumento da renda das famílias.
- O mercado cativo Industrial, que representa 14,16% do consumo cativo total, apresentou um crescimento de 12,1% em relação ao ano anterior, influenciado pelo incremento de carga do consumidor Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco – CITEPE e entrada de novos consumidores. Ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 4,34% no ano de 2014.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- A classe Comercial, que detém 21,97% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 6,5% em relação a 2013. O mercado distribuído da classe apresentou um 6,62% de crescimento em relação ao ano anterior.
- A classe Rural, que representa 5,67% do consumo cativo total, apresenta seu desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, tendo registrado um decréscimo de 4,3% ao longo do ano de 2014 quando comparado com o ano anterior.
- As outras classes apresentaram um crescimento de 4,0% em 2014 em relação ao mesmo período de 2013. A classe Poder Público cresceu 2,48% no ano. O crescimento de 6,48% da classe Iluminação Pública deve-se a atualização dos dados de iluminação pública de prefeitura de Jaboatão. Já a classe Serviço Público cresceu 4,16% enquanto a classe Consumo Próprio decresceu 5,18%.

O mercado cativo em 2013 foi de 10.672,3 GWh, 6,32% maior do que o verificado no ano de 2012. Esse resultado foi influenciado por uma excelente recuperação de perdas.

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

- A classe Residencial, que representa 42,7% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 13,28% em 2013, quando comparado ao ano anterior. O ótimo desempenho é função basicamente de maior recuperação de perdas.
- O mercado cativo Industrial, que representa 13,3% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 6,97% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para o mercado livre. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 8,68% no ano de 2013, influenciado pela entrada do consumidor Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - CITEPE.
- A classe Comercial, que detém 21,7% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 4,89% em relação a 2012. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado ainda melhor em função da migração de clientes para o ambiente de livre contratação, 9,36% em relação ao ano anterior. O resultado foi impactado pelo desempenho do varejo moderno, evidenciado pela ampliação e inauguração de shoppings centers.
- A classe Rural, que representa 6,3% do consumo cativo total, apresentou um crescimento de 3,27% ao longo do ano de 2013 quando comparado com o ano anterior. O crescimento abaixo da média é justificado pela elevação do volume de chuvas ao longo do ano em comparação ao ano anterior que reduziu a necessidade de bombeamento de água para irrigação.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- As outras classes apresentaram um crescimento de 4,71% em 2013 em relação ao mesmo período de 2012. O comportamento da classe Poder Público, que cresceu 8,15% no ano, contribuiu positivamente para este resultado, a ampliação de carga no canteiro de obras da Refinaria Abreu e Lima. O crescimento de 8,27% da classe Iluminação Pública, deve-se a atualização do cadastro do parque de iluminação pública de alguns municípios. Já as classes Serviço Público e Consumo Próprio ficaram praticamente estáveis com crescimentos de - 0,8% e 0,4%.

Em 2012, o mercado cativo no ano foi de 10.037,7 GWh, 1,49% menor do que o verificado no ano de 2011. Esse resultado foi influenciado pela migração de consumidores do ambiente regulado para o ambiente de livre contratação associado a uma recuperação de perdas abaixo do ano anterior.

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

- A classe residencial, que representa 40,1% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 2,44% em 2012, quando comparado ao ano anterior. O tímido desempenho é função basicamente, da elevação das perdas de energia elétrica.
- O mercado cativo industrial, que representa 15,20% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 23,61% em relação ao ano anterior, devido à intensificação de migração de clientes para o mercado livre. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 5,82% no ano de 2012, influenciado pela entrada do consumidor (CITEPE). Vale ressaltar que apesar do desaquecimento da economia mundial, com impactos na produção física industrial do Brasil ao longo do ano, Pernambuco, apresentou uma pequena elevação de 1,34% no acumulado até dezembro/12 (Fonte: IBGE).
- A classe comercial, que detém 22,0% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 5,29% em relação a 2011, beneficiada pela elevação da temperatura, melhoria da renda nacional/regional, associada à expansão do incentivo ao crédito e as expansões/inaugurações de grandes Shoppings. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado ainda melhor, 7,55% em relação ao ano anterior. Destacando que o mercado distribuído não possui efeito das migrações de clientes para o mercado de livre contratação.
- A classe Rural foi ao longo do ano de 2012 diretamente impactadas pela redução de 60,0% (Fonte: Somar Meteorologia) do índice pluviométrico no estado de Pernambuco, quando comparado com o ano anterior. Houve um crescimento de 15,58% em relação a 2011, devido à necessidade de bombeamento d'água para irrigação.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Por outro lado, as outras classes apresentaram um crescimento de 1,60% em 2012 em relação ao mesmo período de 2011. O comportamento da classe Poder Público, que cresceu 6,5% no ano, contribuiu positivamente para este resultado, em virtude: do aumento da temperatura; da ampliação de carga no canteiro de obras da Refinaria Abreu e Lima; da implantação de novas UPAs (Unidades de Pronto Atendimento) na RMR e 02 hospitais, Dom Helder Câmara (Cabo S. Agostinho) e Pelópidas da Silveira (Curado); e da Hemobrás. A classe Iluminação Pública, influenciou negativamente em função da atualização do cadastro do parque de iluminação pública de alguns municípios. A classe Serviço Público apresentou um baixo desempenho, crescendo apenas 2,89% na mesma comparação, parte devido à baixa dos reservatórios.

b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

As Tarifas de Energia Elétrica são fixadas pela ANEEL para cada concessionária de energia conforme características específicas de cada área de concessão (território geográfico onde cada empresa é contratualmente obrigada a fornecer energia elétrica), refletindo peculiaridades de cada região, como número de consumidores, quilômetros de rede e tamanho do mercado (quantidade de energia atendida por uma determinada infraestrutura), custo da energia comprada, tributos estaduais e outros.

Em conformidade com o contrato de concessão da Companhia, o Poder Concedente procederá, a cada 04 anos, as revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-as para mais ou para menos, de forma a assegurar a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Para este fim, o Poder Concedente deve considerar as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

Reajuste Tarifário Anual – IRT 2014

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.723 de 28 de abril de 2014, publicada no Diário Oficial da União do dia 29 de abril de 2014, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 15,99%, dos quais 14,05% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 1,94% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 17,75%.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

2013 – Revisão Tarifária

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 CELPE, a nova metodologia de revisão tarifária foi aplicada e seus efeitos percebidos a partir de 29 de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária da empresa, conforme previsto no contrato de concessão.

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

Para o estabelecimento dos níveis regulatórios de custos operacionais foi utilizada uma nova metodologia, baseada em benchmarking e na análise da eficiência média setorial, sendo reconhecida nas tarifas a eficiência média. Foi também definida uma trajetória de redução dos custos operacionais a ser aplicada ao longo do ciclo tarifário.

O Fator X foi calculado considerando a produtividade; a trajetória de custos operacionais; e a qualidade, nos reajustes anuais. O Fator de produtividade, de 1,27%, foi estabelecido por benchmarking na qual foi analisada a produtividade média setorial, considerando a evolução verificada do mercado, custos, redes e investimentos. O componente Trajetória (componente T) foi calculado em 0,51%, com base na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no 2º ciclo de revisão tarifária, atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking. O valor do componente T foi limitado a $\pm 2,0\%$ (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 ABRADDEE ainda em discussão.

Para perdas de receitas irrecuperáveis foi mantida a metodologia utilizada no 2º ciclo com poucas alterações. Os índices de inadimplência regulatória passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais foram reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa. Para a CELPE, no total foi definido o índice de 0,98% sobre a receita bruta regulatória para perdas de receitas irrecuperáveis.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

A metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica foi definida em 14,00% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,22% sobre a energia injetada, excluída a do nível de tensão A1.

Na CELPE foi aprovado pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1519, de 23 de abril de 2013, o índice médio da 3ª revisão tarifária da CELPE em 1,32%, sendo 1,60% relativo à parcela econômica e -0,28% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de 1,32%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de 1,97%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de 0,19%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 29 de abril de 2013.

2012 – Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.283 de 24 de abril de 2012, fixou em 7,71% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com vigência a partir de 29 de abril de 2012, sendo 7,70% relativos ao reajuste tarifário anual e 0,01% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 5,40%, tanto para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais, quanto para os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão.

c. impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

A situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados principalmente por: (i) inflação, (ii) oscilações nas tarifas cobradas dos consumidores e os encargos setoriais, ambos homologados anualmente pela ANEEL e (iii) tarifas praticadas nos leilões de venda de energia, que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada.

Os principais indicadores de inflação que influenciam as operações realizadas pela Companhia são: IGP-M, índice que reajusta as tarifas de fornecimento de energia elétrica e IPCA, índice que reajusta os contratos de energia no ambiente de contratação regulada.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Tarifas reguladas de distribuição de energia

O resultado das operações da Companhia é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para consumidores finais cativos com base em tarifas reguladas.

O mercado cativo no ano foi de 11.229,6 GWh, 5,2% maior do que o verificado no ano de 2013. A receita de fornecimento em 2014, considerando apenas as vendas de energia ao mercado cativo, foi de R\$ 4.153 milhões. Dessa forma as receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas.

Reajuste tarifário anual

Os aumentos de tarifas de distribuição se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos diferenciados em função do mercado de referência utilizado em cada reajuste tarifário ou revisão tarifária periódica. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste/revisão tarifária anual de 2012 a 2014. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

Reajuste Tarifário Anual	2014	2013	2012
Efeito médio percebido pelos consumidores	17,75	1,32%	5,40%

Fonte: DFP

Tarifas de compra de energia

Os preços da energia elétrica adquirida pela Companhia nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral.

Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

A energia contratada para atender ao mercado da CELPE em 2014 totalizou 13.916 GWh, o que representa um acréscimo de 3,7% em relação a 2013. Este pequeno acréscimo foi decorrente da

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

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\$ 197,50/MWh, 36,03% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 145,19/MWh para o mesmo período, levando-se em consideração o Risco Hidrológico e o Condomínio Virtual, valores que não eram incluídos no custo de compra de períodos anteriores. Este custo médio não considera os encargos setoriais e de conexão.

Câmbio e Taxa de Juros

A Companhia possui empréstimos indexados ao Euro e ao Dólar e contratou instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial. Foi utilizado swap de moeda estrangeira para CDI, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda nacional.

As dívidas da Companhia estão sujeitas à variação das taxas de juros no mercado e, portanto, na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da CELPE também aumentarão, afetando negativamente a sua capacidade de pagamento.

Valores em R\$ mil

	2014	Δ% 14/13	2013	Δ% 13/12	2012
Receita Financeira	134.062	13,55%	118.060	0,24%	117.783
Renda de aplicações financeiras	9.925	-45,66%	18.264	-26,90%	24.985
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	49.628	11,07%	44.680	-8,98%	49.089
Variação monetária, cambial e swap	59.456	60,03%	37.153	37,57%	27.006
Receita Financeira da Concessão	9.019	-39,31%	14.860	7,97%	13.763
Remuneração financeira setorial	1.338	100,00%	-	0,00%	-
Outras receitas financeiras	4.696	51,34%	3.103	5,54%	2.940
Despesa Financeira	(287.576)	45,35%	(197.850)	-6,48%	(211.568)
Encargos de dívida	(106.057)	8,88%	(97.408)	-15,78%	(115.662)
Variação monetária, cambial e swap	(100.268)	224,28%	(30.920)	-27,32%	(42.545)
Multas regulatórias	(33.091)	71,61%	(19.283)	26,90%	(15.195)
Previdência Privada	(30.257)	-9,14%	(33.300)	32,33%	(25.165)
Outras despesas financeiras	(17.903)	5,69%	(16.939)	30,29%	(13.001)
Juros sobre capital próprio	-	0,00%	-	0,00%	-
Resultado Financeiro	(153.514)	92,40%	(79.790)	-14,92%	(93.785)

Fonte: DFP

Análise do Cenário Econômico

2014 - Em 2014 o Banco Central deu continuidade à elevação do patamar da meta da taxa básica de juros, a SELIC, fechando o ano em 11,75% a.a. Esta elevação da taxa acontece desde o início de 2013, quando a SELIC alcançou seu menor patamar, 7,25% a.a. Isso resultou em um aumento geral dos custos de captação e das dívidas pós-fixadas, principalmente aqueles atreladas ao CDI. Outro importante indicador da inflação na economia brasileira o IPCA, sofreu um aumento em 2014 onde o acumulado atingiu 6,41% em comparação com o registrado em 2013 que registrou 5,91%. Por outro

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

lado o IGP-M sofreu uma redução de 1,85 p.p. passando de 5,91% a.a. em 2013 para 3,67% a.a. em 2014. 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 2014 em R\$/U\$ 2,6562 acumulando uma desvalorização do real frente ao dólar de 13,38% comparado ao ano anterior.

2013 – O ano de 2013 foi marcado por uma capacidade limitada de expansão da economia. Fatores como o baixo nível de investimentos, menor expansão do crédito com aumento das taxas de juros e o elevado endividamento das famílias foram responsáveis por esta situação. O PIB encerrou o ano de 2013 com um crescimento de 2,3% em relação a 2012, foi um crescimento acima do de 2012, porém abaixo das expectativas.

Outro fato relevante foi a piora das contas públicas durante o ano de 2013, que pode levar o Brasil a um rebaixamento da classificação de crédito que atualmente é considerado grau de investimento.

O resultado da inflação medida pelo IPCA (índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) registrou 5,91% em 2013, apesar de o resultado estar abaixo do teto da meta (6,5%), é o quarto ano consecutivo que a inflação fica acima da média de 4,5%. A taxa de juros, SELIC, encerrou o ano no patamar de 10%.

Outro fato marcante no cenário econômico de 2013 foi programa de estímulo monetário dos Estados Unidos, que inicialmente injetou dólares no mercado para recompra de títulos, porém foi reduzido ao longo do ano, resultando numa desvalorização do real. A taxa de câmbio fechou 2013 em R\$/U\$ 2,34 apontando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,7% quando comparada a 2012.

2012 – Segundo dados divulgados pela Agência Estadual de Planejamento e Pesquisa de Pernambuco (Condepe/Fidem), o PIB a preços de mercado encerrou o ano de 2012 com um crescimento de 2,3% em relação a 2011. Este resultado é reflexo principalmente da seca prolongada e da crise econômica mundial, mesmo assim o crescimento foi superior ao nacional, tendo em vista que de acordo com o IBGE a economia brasileira cresceu apenas 1,0% em 2012 em comparação ao ano anterior.

A análise por setores dos dados divulgados pela agência mostra um crescimento de -15,0% na agropecuária, 3,7% na indústria e 2,7% nos serviços. A construção civil foi o principal destaque do crescimento industrial já no setor de serviços sobressaíram-se três setores: serviços prestados às famílias, aluguéis e intermediação financeira e transportes.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3 - Comentários sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais, aquisição ou alienação de segmento operacional que tenha causado alterações relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia. Não há previsão de introdução ou alienação de segmento operacional.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais, constituição, aquisição ou alienação de participação societária.

c. eventos ou operações não usuais

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais, eventos ou operações não usuais.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**Comentários sobre o item 10.4.****a. mudanças significativas nas práticas contábeis**

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis para o exercício findo em 31/12/2014.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Alguns procedimentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e têm a sua adoção obrigatória para o período iniciado em 01/01/2012.

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. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

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

CPC 36 (R3)/IFRS 10 (IASB – BV 2012)- Demonstrações Consolidadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 698, de 20 de dezembro de 2012 (Aprovado 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 02 de maio de 2013 (Aprovado pelo CFC). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

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

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

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

OCPC 06 - Apresentação de Informações Financeiras Pro forma – aprovado pela Deliberação CVM Nº 709 de 02 de maio de 2013. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Nos períodos em análise, não houve ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 - Comentários sobre as políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

A Companhia prepara suas demonstrações financeiras com base em estimativas e assunções decorrentes de sua experiência e diversos outros fatores que acredita serem razoáveis e relevantes.

As práticas contábeis críticas que a Companhia adota são aquelas que acredita serem relevantes para determinar sua condição financeira e resultados operacionais, mas a definição de tais práticas é complexa e subjetiva, levando sua administração a fazer estimativas sobre eventos futuros ou incertos. A aplicação de suas práticas e estimativas contábeis críticas geralmente requer que sua administração se baseie em julgamentos sobre os efeitos de certas transações que afetam os seus ativos, passivos, receitas e despesas.

As premissas adotadas pela Companhia são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, os Diretores da Companhia entendem que deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que pode levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros à medida que novas informações estejam disponíveis.

A seguir os Diretores da Companhia elencam as principais políticas e estimativas contábeis consideradas críticas:

Ativos e passivos financeiros setoriais

Trata-se de valores realizáveis ou exigíveis em decorrência do contrato de concessão, que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico financeiro da concessão e apresentar a realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração com obediência ao Pressuposto Básico da Competência, no processo de confrontação das despesas com as receitas entre os períodos contábeis.

O contrato prevê que “As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência das concessionárias ou permissionárias e a acuracidade das informações contábeis”.

Ativo indenizável (Concessão)

O ativo financeiro indenizável refere-se à parcela não amortizada até o final da concessão dos investimentos realizados em infraestrutura e em bens essenciais para a prestação do serviço público

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

que estejam vinculados ao contrato de concessão. Estes investimentos não amortizados serão revertidos ao poder concedente ao término do prazo de concessão mediante o pagamento de indenização à concessionária.

A Companhia entende que a classificação adequada para os ativos indenizáveis é como disponível para venda, dado que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável.

O parágrafo AG8 do CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração estabelece que uma entidade deva, ao revisar suas estimativas de recebimentos, ajustar o custo amortizado do instrumento de forma a refletir os fluxos de caixa estimados atualizados, reconhecendo esta variação no resultado do exercício. Foi corroborado pela MP nº 579/2012, que variações no ativo financeiro vinculado à concessão por conta das revisões tarifárias resultam em variações no fluxo de caixa estimado desse ativo ao final do período da concessão. A Companhia aplicou essa mudança de entendimento prospectivamente às suas demonstrações financeiras, por entender que a aplicação prospectiva desse conceito não traria distorções relevantes às demonstrações financeiras e informações trimestrais, quando comparado à aplicação retrospectiva de acordo com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Ativo intangível

O direito de cobrar dos consumidores pelos serviços prestados ao longo do contrato de concessão, representado pelo ativo intangível, de vida útil definida, será completamente amortizado dentro do prazo da concessão, de acordo com o CPC 04 – Ativo Intangível. Este ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, incluindo custos de empréstimos capitalizados, deduzido da amortização acumulada que é calculada utilizando-se as taxas de depreciação definidas pela ANEEL para depreciação da infraestrutura.

A Resolução Normativa ANEEL nº 474 de 7 de fevereiro de 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. Com as novas taxas, houve acréscimo de aproximadamente quatro anos na vida útil econômica média dos ativos que passou de 22 anos para 26 anos. Esta alteração reduziu a amortização e consequentemente aumentou a parcela residual da infraestrutura que se espera receber como indenização ao final do período da Concessão, gerando uma redistribuição de valores entre ativos financeiro e intangível.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa está constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos e os saldos estão demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a classificação do título que as originaram. A provisão para créditos de liquidação duvidosa está consistente com o Manual de Contabilidade do Serviço Elétrico (MCSE).

Receita não faturada

Com base no fornecimento de energia elétrica efetuado em um determinado mês que deva ser faturado no mês seguinte, é contabilizada a receita não faturada em contrapartida às contas a receber de consumidores. Essa estimativa leva em consideração principalmente a carga de energia no sistema e as tarifas médias cobradas dos consumidores faturados no mês de competência.

Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objeto de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano. A avaliação atuarial e suas premissas e projeções são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício.

A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data base.

Provisões para Contingências

A Companhia é parte em determinados processos judiciais e administrativos, a Companhia registra provisões de acordo com o IAS 37 ("Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes"), o qual determina que a perda estimada deve ser registrada quando a informação disponível à época da publicação das demonstrações financeiras indica a probabilidade que um evento futuro pode gerar a desvalorização de um ativo, ou mediante a identificação de um passivo incorrido se tal passivo pode ser estimado. A Companhia não registra provisões para procedimentos administrativos sempre que

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

tais demandas se tornam ações judiciais. Ao calcular suas provisões, a Companhia consulta os assessores legais internos e externos que a representam em tais demandas, e as estimativas são baseadas em uma análise dos possíveis resultados, levando em consideração as estratégias de condução do processo aplicáveis. A contabilização de contingências requer o uso de julgamento pela administração com relação às probabilidades estimadas e os limites de exposição a passivos potenciais, especialmente no contexto da legislação tributária brasileira, tendo em vista que tal legislação historicamente se mostrou incerta quanto ao seu escopo e aplicação.

Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro são contabilizados pelo regime de competência e segundo a legislação em vigor, as alíquotas básicas são de 25% e 9%, respectivamente. Os efeitos do imposto de renda e da contribuição social diferidos relacionados a prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias estão registrados nas Demonstrações Financeiras com base nas disposições da Deliberação CVM nº 273/98 e da Instrução CVM nº 371/02. A projeção para realização desses valores está baseada em expectativa de resultados tributáveis e realização das diferenças temporárias. A Companhia possui incentivo fiscal de redução de 75% do imposto de renda corrente, calculado sobre o lucro da exploração (Incentivo Sudene). 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 Lei nº. 12.973/14, que resultou da conversão da MP 627/13, tem por objetivo a adequação da legislação tributária à legislação societária e às normas contábeis, de modo a extinguir o Regime Tributário de Transição (RTT) no ano calendário 2015.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

10.6 - Comentários com relação aos controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, os diretores devem comentar:

a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

O Grupo Neoenergia estabelece e mantém um ambiente de controles internos adequado. Tal prática é utilizada no âmbito de todas as empresas da Neoenergia, considerando a análise de materialidade das demonstrações financeiras e os princípios básicos de Governança Corporativa.

Para a consecução desse objetivo, a condução das rotinas operacionais de apoio e suporte aos gestores nas empresas é feito pela gerência de controles internos na *holding*. Tal estrutura permite que o planejamento anual dos trabalhos seja feito de forma adequada e integrada, ao mesmo tempo em que interagem com os auditores internos visando à manutenção das boas praticas.

A abordagem estratégica de controles internos é adotada em todas as empresas do grupo (Distribuição, Geração, Transmissão, Comercialização e na *holding* Neoenergia) através de acompanhamento de trabalhos que contemplam o mapeamento de processos, com a elaboração de fluxogramas, matriz de riscos/controles e procedimento de *walkthrough*, no qual é avaliado o desenho dos controles identificados no mapeamento. Desta forma cada área esta empenhada no aprofundamento, revisão e melhoria continua dos processos de negócios, e na implementação de ações de revisão dos controles internos para mitigar riscos.

O Grupo utiliza um Sistema de Gestão de Normativos onde são disponibilizadas as Políticas, Diretrizes, Normas e Procedimentos Operacionais que apresentam os critérios e controles estabelecidos para os processos, possibilitando assegurar a conformidade com os regulamentos aplicáveis.

A Companhia utiliza a ferramenta SAP-GRC na gestão dos acessos ao sistema SAP R/3. Ela é composta dos módulos: *Access Risk Analysis - ARA*, que realiza a simulação prévia dos riscos em tempo real; *Access Request Management – ARM*, que efetua a associação de perfil ao usuário, através de fluxo de aprovação de executivos com trilha de auditoria e; o *Emergency Access Management - EAM*, verifica e monitora os acessos emergenciais considerados de alta criticidade.

b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Os auditores externos da Companhia, durante a execução de seus trabalhos de auditoria nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, não identificaram a presença de deficiências ou fraquezas materiais em relação aos controles internos da Companhia, que pudessem comprometer a confiabilidade sobre as demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

A Administração da Companhia entende que possui um sistema de controles internos adequados que permite a preparação de demonstrações financeiras exatas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil que estejam livres de distorções relevantes, causadas por fraudes ou erros.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7 - Comentários sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliários:**

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável. A Companhia não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos três últimos exercícios sociais.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8 - Comentários sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

A Companhia não possui transações (ativas ou passivas) de natureza material, individualmente ou quando agregadas, que não tenham sido apropriadamente registradas nos livros contábeis que fundamentam as demonstrações contábeis.

a. ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

Não aplicável. Não ocorreram arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos.

ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Não aplicável. Não ocorreram carteiras de recebíveis baixadas.

iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

Não aplicável. Não foram celebrados contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços.

iv. contratos de construção não terminada

Não aplicável. Não foram celebrados contratos de construção não terminada.

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável. Não foram celebrados contratos de recebimentos futuros de financiamento.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável. Não há itens não evidências nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante**10.9 - Comentários sobre cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8:**

A Companhia não possui transações (ativas ou passivas) de natureza material, individualmente ou quando agregadas, que não tenham sido apropriadamente registradas nos livros contábeis que fundamentam as demonstrações contábeis.

- a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor**
- b. natureza e o propósito da operação**
- c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação**

Não aplicável aos itens acima. A Companhia não possui itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.