

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	12
5.4 - Alterações significativas	13

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	29
10.2 - Resultado operacional e financeiro	49
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	66
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	67
10.8 - Plano de Negócios	68
10.9 - Outros fatores com influência relevante	69

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.

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

a) Risco de Variação Cambial

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

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 2012, 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, 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

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

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 11 anos, a taxa de juros básica oscilou entre 25%, chegando ao patamar de 10,0%, em dezembro de 2013. 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.

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

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

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 as 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.

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

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

(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 2013, a taxa de câmbio de venda entre o Real e o Dólar era de R\$2,3426 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 revista 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.

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)

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

As controladas do Grupo possuem instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando swap dólar para CDI, swap Euro para CDI e IGP-M e troca de taxa de juros utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI.

As operações de “hedge” são contratadas para a totalidade do endividamento em moeda estrangeira, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda estrangeira.

d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Companhia 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 da das Empresas do Grupo Neoenergia.

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 com objetivos diversos 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 e Comissão de Risco, conforme mencionado no item 12.12, 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

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

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.

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.

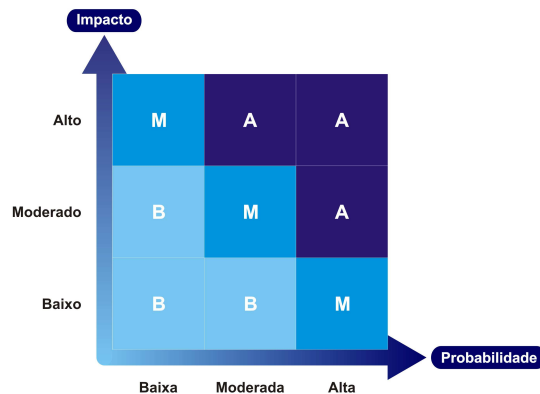
Neste modelo, o Conselho de Administração define as estratégias que serão implementadas pela holding e terão nas suas controladas a representatividade regional e a operacionalização destas estratégias. As competências da estrutura de gestão estão detalhadas no item 12.2 e seu organograma no item 12.12.

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.

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

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 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

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

- 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:

- 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;

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

- 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 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;
- 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 26/06/2014, pelo quinto ano consecutivo, a agência de avaliação de risco de crédito Standard & Poor's (S&P) reafirmou o grau de investimento para a Neoenergia, Coelba e Cosern e pelo quarto ano consecutivo para a Celpe, com *ratings* iguais a BBB- na Escala Global e brAAA na Escala Nacional. A agência reafirmou os *ratings* de Termopernambuco e Itapebi em brAA+. As classificações, segundo a S&P, decorrem da estratégia financeira integrada e a forte perspectiva de crescimento e fluxo de caixa estável das áreas de concessão das companhias de distribuição da Neoenergia.

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

Rating Corporativo - Escala Nacional	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
NEOENERGIA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	BBB+	BBB+	BBB+	A+	AA-	AA-	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
ITAPEBI (Debêntures)		A-	A+	AA-	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
TERMOPE (Debêntures)		A-	A	A+	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável

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

Investment Grade

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

RatingsDirect®

Research Update:

Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

Primary Credit Analyst:

Julyana Yokota, Sao Paulo (55) 11-3039-9731; julyana.yokota@standardandpoors.com

Secondary Contact:

Vinicius Ferreira, Sao Paulo (55) 11 3039-9763; vinicius.ferreira@standardandpoors.com

Table Of Contents

Overview

Rating Action

Rationale

Outlook

Ratings Score Snapshot

Related Criteria And Research

Ratings List

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 1

13379818 | 302071162

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

Research Update:

Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

Overview

- Brazil-based electric utility Neoenergia has shown resilient cash flow and relative stable credit metrics in 2013.
- We are affirming our 'BBB-' global scale and 'brAAA' national scale corporate credit ratings on Neoenergia and its subsidiaries COELBA, CELPE and COSERN.
- We assess COELBA, CELPE and COSERN as "core" to their parent.
- The stable outlook is based on our expectation that the group will maintain its "adequate" liquidity position, with a minimum cash balance of R\$2 billion and cash-flow generation with funds from operations (FFO) of about R\$2.0 billion in the next two years.

Rating Action

On June 26, 2014, Standard & Poor's Rating Services affirmed its 'BBB-' global scale and 'brAAA' national scale corporate credit ratings on Neoenergia S.A. and its subsidiaries (Neoenergia). The outlook on the ratings is stable.

At the same time, we affirmed our 'brAA+' national scale issue ratings on the debt issued by Neoenergia's subsidiaries, Termopernambuco S.A. and Itapebi Geração de Energia S.A., based on the parent company's unconditional and irrevocable guarantee of these entities' notes.

Rationale

We analyze Neoenergia on a consolidated basis as we believe that it adopts an integrated financial strategy, and the holding company, Neoenergia, actively manages the operations at each of its core subsidiaries: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), Companhia Energetica de Pernambuco (CELPE), and Companhia Energetica do Rio Grande do Norte (COSERN).

The ratings on Neoenergia reflect the strong growth prospects and stable cash flow from the distribution companies' concession areas, which contributed about 75% of the group's EBITDA in 2013. The group plans to expand its generation asset base to 4.0 gigawatts (GW) by 2019 from 1.6GW in 2013, which we view as positive in terms of business diversification. Nevertheless, we expect the distribution segment to continue to represent the majority of the group's sales and cash generation.

The ratings on Neoenergia are based on our view of the entire sector's strong

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 2

1337906 | 302071142

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

reliance on central government support, which weighs heavily in our analysis of its regulatory framework. Although Neoenergia did not suffer significantly from the extended drought in Brazil, the entire sector was exposed to a liquidity distress due to potential extraordinary working capital needs that did not materialize as the central government stepped in and provided additional funds to mitigate the stress. We believe Neoenergia's financial performance could weaken if the sector faced distress stemming from the extended drought. At the same time, we assess Neoenergia's liquidity as "adequate."

Neoenergia's business risk profile reflects the group's strong competitive position, due to its monopoly rights in large electricity distribution areas and a proven and favorable regulatory framework, which we assess as "adequate."

We view the distribution business as highly regulated and limited in scope, which adds stability and predictability to the group's future performance. The main risks are related to lower demand trends, but there are significant growth opportunities given the demographics in the group's concession areas, which are located in the country's northeast. Additionally, in April 2014, the local regulator (Agencia Nacional de Energia Elétrica; Aneel) approved a 17.75%, an average tariff adjustment for CELPE, 15.35% for COELBA, and 12.75% for COSERN, due to higher energy costs following the thermal dispatch in the last 12 months ended in April 2014, which was triggered because of the drought. We view the pass-through of the higher energy cost to tariffs, which was well above inflation for that period, demonstrates the strength of the regulatory framework and its ability to withstand political pressure during an election year. Neoenergia's competitive advantage is based on its robust scale and the geographic diversification of its distribution business, located in three of the largest states in terms of GDP in northeastern Brazil.

These positive factors are partially offset by Neoenergia's weaker operating efficiency compared to Aneel's standards. Although its distribution companies have been investing in network maintenance to improve their operational performance, quality indicators and energy losses are consistently non-compliant with the targets defined by the local regulator. As a result, we assess the operating efficiency as "adequate/weak."

We assess Neoenergia's financial risk profile as "intermediate" mainly because of its relatively strong and stable cash flow generation, which allows it to fund most of its aggressive capital expenditures (capex) and moderate dividends payout. For 2014, we expect debt to EBITDA to be about 3.0x and PFO to debt of about 22%, mainly due to the high energy prices related to the thermal dispatch. Despite its aggressive investment plan for the next five years (which will require additional debt), we expect Neoenergia to steadily improve its main cash-flow leverage metrics, resulting from stronger EBITDA of R\$2.3 billion-R\$2.5 billion in 2014, and R\$2.7 billion-R\$3.0 billion from 2015 onward, and prudent dividend distribution of 35%-50%. Under our base case scenario for 2015, we expect debt to EBITDA to decline to approximately 2.7x and PFO to debt to increase to 27%. Our base-case scenario for 2014 and 2015

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 3

1337908 | 302071162

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

includes:

- Consolidated revenue growth of about 16% in 2014, mainly a result of a tariff increase granted to the company's distribution companies in April 2014, and annual demand growth which is in line with GDP growth of 1.8% in 2014 and 2.0% in 2015;
- From 2015 onward, we expect revenues to rise following the ramp-up of new generation projects, such as Teles Pires in 2015 and Baixo Iguaçu in 2016, which will add new cash flow generation to the group, resulting in a gradual recovery of leverage ratios;
- Annual capex of R\$2.3 billion-R\$2.6 billion; and
- Dividend payout of 35%-50%.

Liquidity

We assess Neoenergia's liquidity as "adequate." As of Dec. 31, 2013, the group had a cash position of R\$2 billion, which was more than sufficient to cover its R\$852 million in short-term maturities. We expect the group to maintain a minimum cash position of R\$2 billion while it implements its growth strategy. In general, Neoenergia has good financial flexibility, enjoying frequent access to capital markets.

Principal Liquidity Sources

- PFO of R\$1.5 billion-R\$1.7 billion in 2014;
- Committed credit lines from the national development bank (BNDES; foreign currency: BBB-/Stable/--), Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB; foreign currency: BBB-/Stable/--), Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras; foreign currency: BBB-/Stable/--) to fund approximately 50% of the group's investments; and
- Minimum cash position of R\$2 billion.

Principal Liquidity Uses

- Minimum working capital outflows;
- Capex up to R\$2.6 billion (approximately 55% in electricity distribution) in 2014; and
- Dividend payments to remain at 35%-50% to cope with the planned investments and in line with the group's dividend policy.

The company has established more flexible financial covenants, with net debt to EBITDA revised to 4.0x from 3.0x in order to absorb the impact of the lower weighted average cost of capital (WACC) following the third review cycle, and the effect of the volatility of the EBITDA calculated by international financial reporting standards (IFRS), which does not consider the regulatory assets and liabilities adjustment. Neoenergia has applied the 4.0x net debt to EBITDA covenant to all its new debt issuances from December 2013 onwards, while it has negotiated a waiver on its ancillary debt, including the loans provided by BNDES, to 3.5x net debt to EBITDA.

In addition, we believe the group has a comfortable capital structure, with an average debt maturity life of around four years, and a smooth amortization profile. All foreign currency debt is 100% hedged, and the group has access to

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

relatively cheap long-term financing provided by BNDES, BNB, and Eletrobras.

The BNDES financing typically includes a cross default clause that entitles it to accelerate a financing agreement if any obligation before the BNDES and the subsidiaries of a controlling company pertaining to the economic group defaults. We derive the rating on Neoenergia from consolidated accounts, which include all of its subsidiaries. We believe that in the hypothetical case of a smaller non-rated subsidiary's default, which could trigger an acceleration of BNDES loans to the group (these loans totaled R\$3.7 billion as of Dec. 31, 2013), Neoenergia has strong incentives to support the potential weaker subsidiary and the ability to withstand this scenario due to its ample liquidity.

Our issue-level senior unsecured debt rating based on Neoenergia's guarantee is one notch below the issuer credit rating (ICR) on the group, incorporating the structural subordination to priority liabilities at the operating subsidiaries' level.

Outlook

The outlook is stable, based on our expectation that Neoenergia will continue to generate strong cash flows, with minimum FFO of R\$1.5 billion-R\$2.0 billion in the next two years, mainly coming from electricity distribution, which contributes about 75% of the consolidated EBITDA.

The outlook incorporates the group's aggressive investment plan for the next five years concentrated in the distribution segment and in the development of already committed generation assets. Despite expected higher debt, the outlook reflects our expectation that Neoenergia will maintain debt to EBITDA less than 3.5x, FFO to debt will reach a minimum of about 22% in 2014, recovering to 27% in 2015. We also expect Neoenergia to maintain its "adequate" liquidity and over 10% headroom in its financial covenants ratios.

Downside scenario

We could downgrade Neoenergia if it is unable to gradually reduce leverage with FFO to debt lower than 25% by the end of 2015, or if it presents a dividend payout higher than 50%, which could further weaken the group's financial flexibility, leading to a deterioration of its liquidity assessment to "less than adequate," and/or resulting in debt to EBITDA more than 3.5x and FFO to debt consistently lower than 25% in the next two years.

Upside scenario

At this point, an upgrade is unlikely given the sovereign's credit quality.

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 5

1337000 | 302071192

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

Ratings Score Snapshot

Corporate Credit Rating:

Global scale rating	BBB-/Stable/--
Brazil national scale	brAAA/Stable/--

Business risk: Satisfactory

- Country Risk: Moderately High
- Industry Risk: Low Risk
- Competitive position: Satisfactory

Financial risk: Intermediate

- Cash flow/Leverage: Intermediate

Anchor: bbb-

Modifiers:

- Diversification/Portfolio effect: Neutral (no impact)
- Capital structure: Neutral (no impact)
- Liquidity: Adequate
- Financial policy: Neutral (no impact)
- Management and governance: Satisfactory (no impact)
- Comparable rating analysis: Neutral (no impact)

Stand-alone credit profile: bbb-

Group credit profile: bbb-

Related Criteria And Research

Related Criteria

- Key Credit Factors For The Unregulated Power And Gas Industry, March 28, 2014
- Methodology And Assumptions: Liquidity Descriptors for Global Corporate Issuers, Jan. 2, 2014
- Corporate Methodology, Nov. 19, 2013
- Corporate Methodology: Ratios and Adjustments, Nov. 19, 2013
- Group Rating Methodology, Nov. 19, 2013
- Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry, Nov. 19, 2013
- Guarantee Criteria--Structured Finance, May 7, 2013
- Methodology: Management And Governance Credit Factors For Corporate Entities And Insurers, Nov. 13, 2012
- 2008 Corporate Criteria: Rating Each Issue, April 15, 2008

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 6

1337908 | 302071162

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

Ratings List**Ratings Affirmed**

Neoenergia S.A.

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

Companhia Energetica do Rio Grande do Norte

Companhia Energetica de Pernambuco (CELPE)

Corporate Credit Rating

Global scale rating BBB-/Stable/--

Brazil National Scale brAAA/Stable/--

Companhia Energetica de Pernambuco (CELPE)

Senior Unsecured brAAA

Companhia Energetica do Rio Grande do Norte

Subordinated brAAA

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

Senior Unsecured BBB-

Senior Unsecured brAAA

Itapebi Geracao de Energia S.A.

Subordinated brAA+

Termopernambuco S.A.

Senior Secured brAA+

Senior Unsecured brAA+

Complete ratings information is available to subscribers of RatingsDirect at www.globalcreditportal.com and at www.spcapitaliq.com. All ratings affected by this rating action can be found on Standard & Poor's public Web site at www.standardandpoors.com. Use the Ratings search box located in the left column.

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 7

1357008 | 302071162

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



Data de Publicação: 26 de junho de 2014

Comunicado à Imprensa

Ratings 'BBB-' da Neoenergia S.A. e subsidiárias reafirmados; perspectiva permanece estável

Analista principal: Juliana Yokota, São Paulo, 55 (11) 3039-9731, juliana.yokota@standardandpoors.com

Contato analítico adicional: Vinicius Ferreira, São Paulo, 55 (11) 3039-9763, vinicius.ferreira@standardandpoors.com

Líder do comitê: Pablo Lutereau, Buenos Aires, 54 (11) 4891-2125, pablo.lutereau@standardandpoors.com

Resumo

- A Neoenergia, uma empresa provedora de serviços de energia elétrica, apresentou em 2013 um fluxo de caixa resiliente e métricas de crédito relativamente estáveis.
- Reafirmamos os ratings 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil atribuídos à Neoenergia e às suas subsidiárias COELBA, CELPE e COSERN.
- Avaliamos a COELBA, CELPE e COSERN como entidades core da controladora.
- A perspectiva estável reflete nossa expectativa de que o grupo manterá sua posição de liquidez "adequada", com um saldo de caixa mínimo de R\$ 2 bilhões e geração interna de caixa (*Funds From Operations - FFO*) de aproximadamente R\$ 2 bilhões nos próximos dois anos.

Ações de Rating

São Paulo (Standard & Poor's), 26 de junho de 2014 – A Standard & Poor's Ratings Services reafirmou hoje os ratings 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil atribuídos à **Neoenergia S.A.** ("Neoenergia") e às suas subsidiárias. A perspectiva dos ratings é estável.

Reafirmamos também o rating 'brAA+' na Escala Nacional Brasil atribuído à emissão de dívida das subsidiárias da Neoenergia, a **Termopernambuco S.A.** e a **Itapebi Geração de Energia S.A.**, de acordo com a garantia incondicional e irrevogável da controladora às debêntures dessas empresas.

Fundamentos

Analizamos a Neoenergia em base consolidada, pois, em nossa opinião, a empresa adota uma estratégia financeira integrada e a controladora, Neoenergia, administra ativamente as operações de cada uma de suas principais subsidiárias: **Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA)**, **Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)** e **Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN)**.

Os ratings da Neoenergia refletem a forte perspectiva de crescimento e fluxo de caixa estável das áreas de concessão das companhias de distribuição, que contribuíram com cerca de 75% do EBITDA do grupo em 2013. Este pretende expandir sua base de ativos de geração de 1,6 gigawatts (GW) em 2013 para 4,0 GW até 2019, o que consideramos positivo em termos de diversificação de negócios. No entanto, esperamos que o segmento de distribuição continue representando a maior parte das receitas e geração de caixa do grupo.

Os ratings da Neoenergia refletem nossa visão da forte dependência de todo o setor elétrico do apoio do governo federal, o que tem grande peso em nossa análise de seu marco regulatório. Embora a Neoenergia não tenha sido significativamente afetada pelo longo período de seca no Brasil, o setor como um todo ficou exposto à escassez de liquidez, com a potencial necessidade de capital de giro extraordinário que não se materializou, uma vez que o governo federal interferiu e

1/8

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

forneceu mais recursos para mitigar o estresse. Acreditamos que o desempenho financeiro da Neoenergia poderia ser enfraquecido em caso de exposição do setor ao longo período de seca. Avaliamos também a liquidez da Neoenergia como "adequada".

O perfil de risco de negócios da Neoenergia reflete a forte posição competitiva do grupo, por seu direito de monopólio em grandes áreas de distribuição de eletricidade e um marco regulatório favorável e comprovado, que avaliamos como "adequado".

Vemos o segmento de distribuição como altamente regulado e de escopo limitado, o que aumenta a estabilidade e a previsibilidade do desempenho futuro do grupo. Os principais riscos se relacionam à tendência de estagnação da demanda, o que não é o caso das grandes oportunidades de crescimento em função do perfil demográfico das áreas de concessão do grupo, localizadas na Região Nordeste do Brasil. Além disso, em abril de 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou um reajuste tarifário médio de 17,75% para a CELPE, 15,35% para a COELBA e 12,75% para a COSERN, em razão dos altos custos de energia resultantes do despacho das usinas termelétricas no período de 12 meses findos em abril de 2014, desencadeado pela seca. Em nossa opinião, o repasse dos custos mais altos de energia para as tarifas, consideravelmente acima da inflação do período, demonstra a força do marco regulatório e sua capacidade de resistir à pressão política em um ano eleitoral. As vantagens competitivas da Neoenergia são sua grande escala e a diversificação geográfica de seu negócio de distribuição, localizado nos três dos maiores Estados, em termos de Produto Interno Bruto (PIB), da Região Nordeste do país.

Esses fatores positivos são parcialmente compensados pela baixa eficiência operacional da Neoenergia quando comparados aos limites regulatórios. Embora suas empresas de distribuição estejam investindo na manutenção das redes para tornar o desempenho operacional mais eficiente, os indicadores de qualidade e perdas de energia não estão em conformidade com as metas definidas pela ANEEL. Consequentemente, avaliamos a eficiência operacional como "adequada/fraca".

Avaliamos o perfil de risco financeiro da Neoenergia como "intermediário", em função da geração de fluxo de caixa relativamente forte e estável, o que a permite financiar a maior parte de seu agressivo plano de investimentos (capex) e a moderada distribuição de dividendos. Em 2014, esperamos que a dívida sobre o EBITDA fique em torno de 3,0x e o FFO sobre a dívida seja de cerca de 22%, em razão principalmente dos altos preços de energia relacionados ao despacho das termelétricas. Apesar de seu plano de investimento agressivo para os próximos cinco anos (que exigirão contratação de dívida adicional), esperamos que a Neoenergia apresente melhora constante em suas principais métricas de alavancagem de fluxo de caixa, resultantes no aumento no EBITDA de R\$ 2,3 bilhões - R\$ 2,5 bilhões em 2014, e para R\$ 2,7 bilhões - R\$ 3,0 bilhões de 2015 em diante, e a distribuição prudente de dividendos de 35%-50%. De acordo com nosso cenário-base para 2015, esperamos que a dívida líquida sobre o EBITDA caia para aproximadamente 2,7x e o FFO sobre a dívida aumente para 27%. Nosso cenário-base para 2014 e 2015 considera:

- Incremento na receita consolidada de aproximadamente 16% em 2014, resultante principalmente do aumento de tarifa concedido aos negócios de distribuição da empresa em abril de 2014, e crescimento na demanda anual em linha com o aumento no PIB de 1,8% em 2014 e 2,0% em 2015;
- De 2015 em diante, esperamos um incremento nas receitas, após o ramp-up dos novos projetos de geração, como Teles Pires em 2015 e Baixo Iguaçu em 2016, que elevarão a geração de fluxo de caixa do grupo, possibilitando a recuperação gradual dos índices de alavancagem;
- Capex anual de R\$ 2,3 bilhões-R\$ 2,6 bilhões; e
- Distribuição de dividendos na faixa de 35% a 50%.

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

Liquidez

Avaliamos a liquidez da Neoenergia como "adequada". Em 31 de dezembro de 2013, o grupo possuía uma posição de caixa de R\$ 2 bilhões, mais do que suficiente para cobrir seus vencimentos de curto prazo, no valor de R\$ 852 milhões. Esperamos que o grupo mantenha uma posição de caixa mínima de R\$ 2 bilhões, ao mesmo tempo em que implementa sua estratégia de crescimento. Em geral, a Neoenergia possui boa flexibilidade financeira, com frequente acesso ao mercado de capitais.

Principais fontes de liquidez

- FFO de R\$ 1,5 bilhão a R\$ 1,7 bilhão em 2014;
- Linhas de crédito comprometidas do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES: BBB-/Estável/- em moeda estrangeira), Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB: BBB/ Estável/A-3 em moeda estrangeira), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras: BBB-/Estável/- em moeda estrangeira) para financiar cerca de 50% dos investimentos do grupo;
- Posição de caixa mínima de R\$ 2 bilhões.

Principais usos de liquidez

- Saída mínima de capital de giro;
- Investimentos de até R\$ 2,6 bilhões (aproximadamente 55% em distribuição de eletricidade) em 2014; e
- Pagamento de dividendos deve permanecer entre 35% e 50%, permitindo a realização dos investimentos planejados e em linha com a política de dividendos do grupo.

A empresa estabeleceu cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) mais flexíveis, com a dívida líquida sobre o EBITDA revisada de 3,0x para 4,0x, a fim de absorver o impacto da queda no custo de capital médio ponderado (*weighted average cost of capital*, WACC) após o terceiro ciclo de revisão, bem como o efeito da volatilidade do EBITDA — calculado de acordo com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standard*, IFRS) —, que não incluem o ajuste de ativos e passivos regulatórios. A Neoenergia aplicou o *covenant* de dívida líquida sobre o EBITDA de 4,0x a todas as novas dívidas obtidas de dezembro de 2013 em diante, e negociou o *waiver* de seu estoque de dívida, incluindo linhas de crédito concedidas pelo BNDES, para 3,5x a dívida líquida sobre o EBITDA.

Acreditamos também que o grupo possui uma estrutura de capital confortável, com prazo médio da dívida de cerca de quatro anos, e um perfil de amortização suave. O total da dívida denominada em moeda estrangeira é protegido por instrumentos de *hedge*, e o grupo tem acesso a linhas de crédito de longo prazo do BNDES, BNB e Eletrobras de baixo custo.

O BNDES inclui em suas linhas de crédito uma cláusula de *cross default* que o permite acelerar os financiamentos em caso de *default* de qualquer obrigação entre o BNDES e as subsidiárias de uma controladora do grupo econômico. O rating da Neoenergia baseia-se nos balanços consolidados, que incluem todas as subsidiárias. Entendemos que, no caso hipotético de *default* de uma subsidiária de menor tamanho que não tenha rating, caso em que ocorreria a aceleração das linhas de crédito do BNDES para o grupo (que totalizavam cerca de R\$ 3,7 bilhões em 31 de dezembro de 2013), a Neoenergia possui fortes incentivos para prestar apoio à subsidiária potencialmente mais fraca e capacidade de resistir a esse cenário, em virtude de sua forte liquidez.

Nosso rating de emissão atribuído à dívida sênior *unsecured* com base na garantia da Neoenergia está um degrau abaixo do rating de crédito do emissor (*issuer credit rating*, ICR) do grupo e incorpora a subordinação estrutural a passivos prioritários da subsidiária operacional.

Perspectiva

A perspectiva é estável, com base em nossa expectativa de que a Neoenergia continuará gerando fortes fluxos de caixa, com FFO mínimo de R\$ 1,5 bilhão-R\$ 2,0 bilhões nos próximos dois anos, oriundos principalmente das atividades de distribuição, assim contribuindo com cerca de 75% do EBITDA consolidado.

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

A perspectiva incorpora o plano de investimento agressivo do grupo para os próximos cinco anos, concentrado no segmento de distribuição e no desenvolvimento dos ativos de geração já comprometidos. Apesar do esperado aumento da dívida, a perspectiva reflete nossa expectativa de que a Neoenergia manterá a dívida sobre o EBITDA abaixo de 3,5x, o FFO sobre a dívida alcançará um mínimo de cerca de 22% em 2014, recuperando-se para 27% em 2015. Esperamos também que a Neoenergia mantenha sua liquidez "adequada" e uma folga em seus índices financeiros de covenant acima de 10%.

Cenário de rebaixamento

Poderíamos rebaixar o rating da Neoenergia caso a empresa não reduza sua alavancagem, registrando FFO sobre a dívida abaixo de 25% no fim de 2015, ou se apresentar uma distribuição de dividendos acima de 50%, o que impactaria negativamente a flexibilidade financeira do grupo, levando à deterioração de sua avaliação de liquidez para "menos que adequada", e/ou resultando em dívida sobre o EBITDA acima de 3,5x e FFO sobre a dívida consistentemente abaixo de 25% durante os próximos dois anos.

Cenário de elevação

Uma elevação do rating é improvável neste momento, dada a qualidade do crédito soberano.

TABELA DE CLASSIFICAÇÃO DE RATINGS	
<i>Ratings de Crédito Corporativo</i>	
Escala global	BBB-/Estável/–
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/–
<i>Risco de Negócios</i>	
• Risco-país	Moderadamente alto
• Risco da indústria	Baixo
• Posição competitiva	Satisfatória
<i>Risco Financeiro</i>	
• Fluxo de caixa/Alavancagem	Intermediário
Âncora	bbb-
<i>Modificadores</i>	
• Diversificação/Efeito-portfolio	Neutro (sem impacto)
• Estrutura de Capital	Neutra (sem impacto)
• Liquidez	Adequada
• Política Financeira	Neutra (sem impacto)
• Administração e Governança Corporativa	Satisfatória (sem impacto)
• Análise de Ratings Comparáveis	Neutra (sem impacto)
Perfil de crédito individual	bbb-
Perfil de crédito de grupo	bbb-

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

Crítérios e Artigos Relacionados

Crítérios

- Principais Fatores de Crédito para a Indústria de Energia e Gás Não Regulada, 28 de março de 2014.
- Metodologia e premissas: descritores de liquidez para emissores corporativos globais, 2 de janeiro 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.
- Principais fatores de crédito para a indústria de concessionárias de serviços de utilidade pública reguladas, 19 de novembro de 2013.
- Crítérios de garantias - Operações Estruturadas, 7 de maio de 2013.
- 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	
Neoenenergia S.A.	
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	
Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)	
Ratings de Crédito Corporativo	
Escala global	
Moeda local	BBB-/Estável/-
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/-
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/-
Ratings de Emissão Reafirmados	
Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)	
Senior Unsecured	brAAA
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	
Subordinada	brAAA
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	
Senior Unsecured	BBB-
Senior Unsecured	brAAA
Itapebi Geração de Energia S.A.	
Subordinada	brAA+
Termopernambuco S.A.	
Senior Secured	brAA+
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
Neoenergia S.A.		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Moeda local	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Escala Nacional Brasil	3 de dezembro de 2004	28 de maio de 2014
Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Moeda local	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Escala Nacional Brasil	20 de julho de 2000	28 de maio de 2014
Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia Energética do Rio Grande do Norte		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Moeda local	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Escala Nacional Brasil	22 de março de 2000	28 de maio 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	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Moeda local	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Escala Nacional Brasil	4 de maio de 2004	28 de maio 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.

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

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

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/ratings/br-disclosure/pt/la> o nome das entidades responsáveis por mais de 5% de suas receitas anuais.

Copyright© 2014 pela Standard & Poor's Financial Services LLC. Todos os direitos reservados.

Nenhum conteúdo (incluindo-se ratings, análises e dados relacionados a crédito, avaliações, modelos, software ou outra aplicativo ou resultado deste derivado) ou qualquer parte aqui indicada (Conteúdo) pode ser modificado, revertido, reproduzido ou distribuído de nenhuma forma por nenhum meio, ou armazenado em um banco de dados ou sistema de recuperação sem a prévia autorização por escrito da Standard & Poor's Financial Services LLC ou suas afiliadas (coletivamente aqui denominadas S&P). O Conteúdo não deverá ser utilizado para nenhum propósito ilegal ou não autorizado. A S&P e todos os seus provedores terceiros, bem como seus diretores, officers, acionistas, funcionários ou agentes (coletivamente aqui denominados as Partes da S&P) não garantem a exatidão, integridade, tempestividade ou disponibilidade do Conteúdo. As Partes da S&P não são responsáveis por erros ou omissões (por negligência ou qualquer outra causa), independentemente de sua causa, dos resultados obtidos a partir do uso do Conteúdo ou da segurança ou manutenção de qualquer dado incluído pelo usuário. O Conteúdo é fornecido em base "tal qual apresentado." AS PARTES DA S&P RENUNCIAM TODAS E QUAISQUER GARANTIAS EXPRESSAS OU IMPLÍCITAS, INCLUINDO, MAS NÃO LIMITANDO, QUAISQUER GARANTIAS DE COMERCIALIZAÇÃO OU ADEQUAÇÃO PARA UM PROPÓSITO OU USO ESPECÍFICO, LIVRE DE DEFEITOS, ERROS OU DEFEITOS DE SOFTWARE, QUE O FUNCIONAMENTO DO CONTEÚDO SERÁ ININTERRUPTO OU QUE O CONTEÚDO VAI OPERAR COM QUALQUER CONFIGURAÇÃO DE SOFTWARE OU HARDWARE. Em nenhuma circunstância, devem as Partes da S&P ser responsáveis por qualquer parte derivada de danos, custos, despesas, honorários legais ou perdas diretos, indiretos, incidentais, exemplares, compensatórios, punitivos, especiais ou consequenciais (incluindo, sem limitação, receitas perdidas ou lucros perdidos e custos de oportunidade ou perdas provocados por negligência) com relação a qualquer uso do Conteúdo mesmo se alertados sobre a possibilidade desses danos.

As análises creditícias e relacionadas e outras, incluindo ratings, e as declarações no Conteúdo que são declarações de opinião na data em que foram expressas e não declarações de fato. As opiniões, análises e decisões de reconhecimento de rating da S&P (descritas abaixo) não são recomendações para comprar, reter ou vender quaisquer títulos ou para tomar qualquer decisão de investimento e não abordam a adequação de nenhum valor mobiliário. A S&P não assume nenhuma obrigação de atualizar o Conteúdo após a publicação em qualquer forma ou formato. Não se deve depender do Conteúdo e este não é um substituto da capacidade, julgamento e experiência do usuário, de sua administração, funcionários, assessores e/ou clientes para se tomar decisões de investimento ou de outros negócios. A S&P não atua como agente fiduciário nem como assessora de investimento exceto quando está registrada como tal. Embora a S&P obtenha informações de fontes que considera confiáveis, ela não conduz

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

nenhuma auditoria nem realiza avaliações de due diligence ou de verificação independente de qualquer informação recebe.

À medida que as autoridades regulatórias permitam a uma agência de rating reconhecer em uma jurisdição um rating emitido em outra jurisdição para determinados fins regulatórios, a S&P reserva-se ao direito de atribuir, retirar ou suspender esse reconhecimento a qualquer momento e a seu total critério. As Partes da S&P não assumem nenhuma obrigação proveniente da atribuição, retirada ou suspensão de um reconhecimento, bem como de qualquer responsabilidade por quaisquer danos que se aleguem como derivados em relação a eles.

A S&P mantém algumas atividades de suas unidades de negócios separadas entre si a fim de preservar a independência e objetividade de suas respectivas atividades. Portanto, algumas unidades de negócios da S&P podem ter informações que não estão disponíveis a outras de suas unidades de negócios. A S&P tem estabelecido políticas e procedimentos para manter a confidencialidade de determinadas informações não-públicas recebidas juntamente com cada um dos processos analíticos.

A S&P pode receber honorários por seus serviços de ratings e por determinadas análises, normalmente de emissores ou subscritores de títulos ou de devedores. A S&P reserva-se o direito de divulgar suas opiniões e análises. As análises e ratings públicos da S&P estão disponíveis em seus Websites: www.standardandpoors.com / www.standardandpoors.com.mx / www.standardandpoors.com.ar / www.standardandpoors.com.br (gratuitos), www.ratingsdirect.com, www.globalcreditportal.com e www.spcapitalia.com (por assinatura) e pode distribuí-los por outros meios, incluindo via as próprias publicações da S&P ou por redistribuidores externos. Informações adicionais sobre nossos honorários pelos serviços de rating estão disponíveis em www.standardandpoors.com/ratinfes.

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

10 - COMENTÁRIOS DOS DIRETORES

As informações contidas neste item 10 foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2013, 2012 e 2011. 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.

10.1 - Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

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

Valores em R\$ mil

Estrutura de Capital	Exercício social terminado em:					
	31/12/2013		31/12/2012 (Reapresentado)		31/12/2011	
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%
Capital de Terceiros	5.134.906	67%	4.967.745	71%	3.703.667	62%
Capital Próprio	2.492.289	33%	2.015.221	29%	2.297.937	38%

Fonte: DFP

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

A COELBA é uma empresa que atua no setor elétrico na área de distribuição. A geração de caixa da companhia tem sido suficiente para cobrir as despesas operacionais e o pagamento do serviço da dívida. Por atuar num setor de capital intensivo, a COELBA investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a COELBA busca o apoio dos bancos e agências de fomento, visando obter recursos com custos mais baixos e com prazos mais aderentes ao retorno de longo prazo dos investimentos em distribuição. Em 2013, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP liberaram financiamentos de R\$ 365,5 milhões e R\$ 11,0 milhões, respectivamente, para a COELBA, referente aos investimentos realizados em 2012 e 2013. Parte dos investimentos realizados no âmbito do Programa Luz Para Todos foram financiados através da Reserva Global de Reversão – RGR, recursos liberados pela Eletrobrás, que no ano de 2013 foi de R\$ 12,2 milhões.

A Política Financeira da Companhia 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).

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

Em dezembro de 2013, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, nos montantes de US\$ 98 milhões junto ao Citibank, N.A., US\$ 24,5 milhões junto ao JP Morgan, N.A. e US\$ 9,9 milhões junto ao Bank of América, N.A., com prazos de 5 anos, amortizações bullet, com custos de LIBOR + 0,97% a.a., 2,94% a.a. e LIBOR + 1,70% a.a., respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial com custos de 104,5% do CDI junto Citibank, 105% do CDI junto JP Morgan e 106% do CDI junto o Bank of América.

Também foram renegociados, em dezembro de 2013, os empréstimos junto ao Banco do Brasil, nos valores de R\$ 300 milhões, com prazo de 5 anos, custo de 111,60% do CDI, amortização anual a partir do 36º mês e juros trimestrais e R\$ 100 milhões, com prazo de 8 anos, custo de 108% do CDI, amortização anual a partir do 24º mês e juros trimestrais.

A renegociação dos Títulos Externos, no valor de US\$ 150 milhões, também ocorreu em dezembro de 2013, junto aos Bancos Sumitomo, Mizuho, Tokyo e BNP Paribas, nas seguintes condições: prazo de 5 anos, custo de LIBOR + 1,50% a.a., amortização semestral a partir do 48º mês e juros semestrais.

Em 2013, a dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 3.427,8 milhões, 7,5% maior que em 2012 (R\$ 3.187,2 milhões), sendo que R\$ 8,4 milhões referem-se a custos de transação apropriados no passivo e diferidos durante os prazos das operações contribuindo para a redução do saldo da dívida, e R\$ 22 milhões referem-se aos ajustes a valor justo das dívidas e derivativos de acordo com os pronunciamentos CPC/CVM. O indicador financeiro Dívida/EBITDA passou de 2,4 em 2012 para 3,5 em 2013. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2013 com R\$ 2.832,2 milhões, 0,9% acima dos R\$ 2.857,8 milhões registrados em 2012. O indicador Dívida Líquida/EBITDA em 2013 foi de 2,9 contra 2,2 realizado em 2012.

Em dezembro de 2012, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, nos montantes de US\$ 200,000 junto ao Bank of América, N.A. e US\$ 50,000 junto ao Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, LTD., com vencimentos em 14 de junho de 2018, a serem amortizados em 3 parcelas semestrais a partir de 14 Junho de 2017, com custos de libor + 1,70% a.a. e libor + 0,80% a.a, respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial com custo médio de 100% do CDI + 0,593% a.a. do Bank of América Merrill Lynch e custo de 100% do CDI + 0,60% a.a. do Banco de Tokyo-Mitsubishi.

Em 2012, a dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 3.187,2 milhões, 19,68% maior que em 2011 (R\$ 2.663,0 milhões), sendo que R\$ 10,6 milhões referem-se a custos de transação apropriados no passivo e diferidos durante os prazos das operações contribuindo para a redução do saldo da dívida, e R\$ 9,2 milhões referem-se aos ajustes a valor justo das dívidas e derivativos de acordo com os

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

pronunciamentos CPC/CVM. O indicador financeiro Dívida/EBITDA passou de 2,10 em 2011 para 2,44 em 2012. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2012 com R\$ 2.857,8 milhões, 16,79% acima dos R\$ 2.447,0 milhões registrados em 2011. O indicador Dívida Líquida/EBITDA em 2012 foi de 2,18 contra 1,93 realizado em 2011.

Em 2011, a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA foi inferior e totalizou R\$ 1.281,9 milhões, redução de 4,2% em relação aos R\$ 1.337,6 milhões apurado no ano anterior. Essa variação é explicada principalmente pelo crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos em função das mudanças promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições ao corte de consumidores, além da perda da condição de baixa renda de 1,2 milhão de consumidores que não efetuaram o cadastramento nos prazos legais, exigindo da Companhia um esforço acentuado no processo de cobrança e no reconhecimento de novas provisões.

A COELBA encerrou o exercício de 2011 com uma receita operacional bruta de R\$ 7.046,1, representando um acréscimo de 12,9% em relação a 2010 (R\$ 6.239,5). Este resultado é atribuído ao reajuste tarifário de 13,12% e crescimento das vendas de energia (+ 458 GWh) ocasionado pela expansão do número de clientes.

O resultado financeiro acumulado em 2011 foi uma despesa líquida de R\$ 178,6 milhões, 856,7% inferior em relação ao resultado apresentado em 2010 (R\$ 18,7 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelo registro não recorrente da reversão de R\$ 69,6 milhões referente aos valores recolhidos de PIS/COFINS incidentes sobre receitas financeiras (alargamento da base de cálculo), determinado pela Lei nº. 9.718/98, e julgado inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal. Desconsiderando este efeito não recorrente em 2010, o resultado financeiro seria inferior em R\$ 90,3 milhões influenciado basicamente pelo aumento dos encargos de dívidas, resultado do crescimento no nível de endividamento da companhia em 30,4%, pelo aumento do CDI e pelo crescimento de outras despesas financeiras.

O lucro líquido apurado em 2011 foi de R\$ 750,5 milhões, inferior ao registrado no ano de 2010 em 20,6%, basicamente em função do crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos, mencionado na análise da variação do EBTIDA e pelo menor Resultado Financeiro.

A Diretoria entende que a companhia tem condições financeiras para dar continuidade as suas atividades.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

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

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

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

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A COELBA 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. A seguir evolução do EBITDA nos último três anos.

Valores em R\$ mil

Indicador	Exercício social terminado em:		
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	31/12/2011
EBITDA	998	1.171	1.280

Fonte: DFP

Mesmo assim, a Companhia não pode assegurar que eventos adversos não ocorrerão e não prejudicarão a capacidade de pagamento da Companhia.

Nos últimos três anos o índice de cobertura da dívida líquida foi:

Valores em R\$ mil

Indicador	Exercício social terminado em:		
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	31/12/2011
Dívida Líquida Total / EBITDA	2,84	2,44	1,91

Fonte: DFP

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

A Coelba 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, FINEP, etc. Além dessas fontes a Companhia tradicionalmente acessa o mercado de capitais doméstico e internacional para complementar suas fontes de financiamento, quando este apresenta condições favoráveis. Também faz parte da estratégia da Companhia acompanhar e ajustar os compromissos financeiros a sua geração de caixa, realizando captações de longo prazo para cobertura de caixa a fim de evitar operações tipo capital de giro. Outro ponto é a manutenção de contas garantidas, contratadas para eventuais necessidades pontuais geradas por possíveis descasamentos de fluxo de caixa ao longo do mês. A estratégia de financiamento da Coelba obteve nos últimos anos um nível elevado de eficácia, conforme indicado no item 10.1.f (i) abaixo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez**

Não faz parte da estratégia da COELBA acessar fontes de financiamento de capital de giro. Eventualmente pequenas operações podem ser realizadas apenas com o objetivo de empréstimo ponte e casamento de fluxo de caixa. Com o *rating* AAA da *Standard and Poors* a COELBA não teve dificuldade de encontrar contrapartes no mercado financeiro doméstico para essas operações nos últimos três anos.

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

Faz parte da política financeira da COELBA buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A COELBA possuía no final dos últimos três anos o endividamento vencendo no curto e longo prazo conforme tabela abaixo:

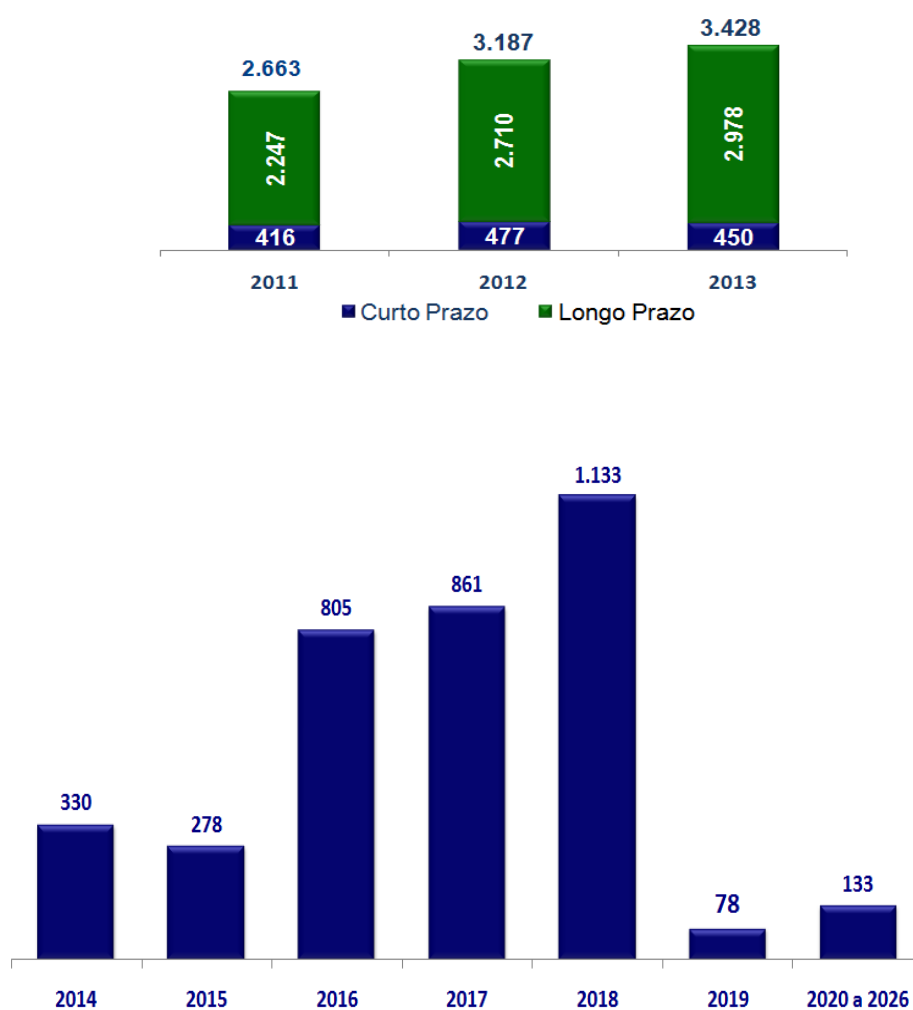
Valores em R\$ mil

Indicador	Exercício social terminado em:		
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	31/12/2011
Passivo Circulante	1.660.100	1.667.188	1.259.624
Passivo não Circulante	3.474.806	3.300.557	2.444.043
Total	5.134.906	4.967.745	3.703.667
% Endividamento Curto Prazo	32,33%	33,56%	34,01%
% Endividamento Longo Prazo	67,67%	66,44%	65,99%

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.

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 31/12/2013, referente ao passivo oneroso

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes**

A tabela abaixo apresenta os contratos de empréstimo e financiamento mais relevantes:

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

Fonte	Finalidade	Juros	Assinatura	Vencimento	Moeda Contratada	Saldo da Dívida (R\$ Mil)		
						31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
TÍTULOS EXTERNOS	RENEGOCIAÇÃO DÍVIDA COM O SINDICATO EXTERNO	Libor 6M + 1,5% a.a.	30/12/2013	28/12/18	USD	281.146	283.257	282.370
BANK OF AMERICA 2012	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 1,70% a.a.	13/11/2012	14/06/18	USD	407.491	408.004	-
BANCO DE TOKYO 2012	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 0,80% a.a.	10/12/2012	14/06/18	USD	103.050	103.177	-
CITIBANK 2013	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 0,970% a.a.	03/12/2013	03/12/18	USD	222.053	-	-
JP MORGAN 2013	CAPITAL DE GIRO	2,94% a.a.	03/12/2013	17/12/18	USD	56.888	-	-
BANK OF AMERICA 2013	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 1,70% a.a.	05/12/2013	20/12/18	USD	22.937	-	-
BNB 2A DR / SA	PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	10,00% a.a.	27/06/2008	27/06/16	R\$	41.971	58.671	75.322
BNB 2B DR	PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	10,00% a.a.	22/08/2008	22/08/16	R\$	4.458	6.121	7.779
BNB 3 - LPT VI	PROGRAMA LUZ PARA TODOS 6ª TRANCHE	10,00% a.a.	09/09/2010	09/09/18	R\$	224.663	271.553	282.338
FINEP 2	PROJETO DE INOVAÇÃO	5,00% a.a.	14/10/2009	15/02/18	R\$	40.065	49.625	51.138
BNDES 5 FINEM 2009	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	4,50% a.a./TJLP+2,12% a.a./TJLP+3,12% a.a.	16/03/2009	15/06/15	R\$	24.166	40.258	56.370
BNDES 5 FINEM 2010	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	5,50 % a.a./TJLP+1,82% a.a./TJLP+2,82% a.a.	16/03/2009	15/06/16	R\$	73.050	102.264	131.544
BNDES 5 FINEM 2011/2012	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	5,50 % a.a./TJLP+1,82% a.a./TJLP+2,82% a.a.	16/03/2009	15/06/18	R\$	600.303	599.214	313.663
3ª EMISSÃO DEBÊNTURES	PROGRAMA DE INVESTIMENTO E ALONGAMENTO DE DÍVIDA	VC+10,80% a.a.	27/01/2004	27/01/14	R\$	24.012	43.315	57.869
6ª EMISSÃO DEBÊNTURES	RESGATE ANTECIPADO DE PARTE DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES 1ª SÉRIE	CDI + 0,60% a.a.	01/12/2007	01/12/14	R\$	79.206	157.908	237.409
7ª EMISSÃO DEBÊNTURES	CAPITAL DE GIRO	106,70% CDI	20/12/2010	12/01/13	R\$	-	83.310	80.185
BANCO DO BRASIL 1	CAPITAL DE GIRO	111,6% do CDI	23/03/2010	20/12/18	R\$	298.034	303.321	305.437
BANCO DO BRASIL 2	LIQUIDAÇÃO DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES - 2ª SÉRIE	108% do CDI	06/05/2010	18/11/21	R\$	10.000	128.934	118.976
BONDS BRL 2016	REESTRUTURAÇÃO DA DÍVIDA	11,75% a.a.	27/04/2011	27/04/16	R\$	406.213	405.348	404.598
TOTAL						2.919.706	3.044.280	2.405.000

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A COELBA mantém nos últimos três anos 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 e etc.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

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

Valores em R\$ Mil

Credor	Denominação	Saldo devedor em 31/12/2013	Saldo devedor em 31/12/2012	Saldo devedor em 31/12/2011	Classificação
SUMITOMO, MIZUHO, TOKYO E BNP PARIBAS	TÍTULOS EXTERNOS	281.146	283.257	282.370	Garantia Quirografária
BANK OF AMERICA	BANK OF AMERICA 2012	407.491	408.004	-	Garantia Quirografária
TOKYO-MITSUBISHI	BANCO DE TOKYO 2012	103.050	103.177	-	Garantia Quirografária
CITIBANK	CITIBANK 2013	222.053	-	-	Garantia Quirografária
JP MORGAN	JP MORGAN 2013	56.888	-	-	Garantia Quirografária
BANK OF AMERICA	BANK OF AMERICA 2013	22.937	-	-	Garantia Quirografária
BNB	BNB 1 DR / SA	-	-	20.149	Garantia Real
BNB	BNB 2A DR / SA	41.971	58.671	75.322	Garantia Real
BNB	BNB 2B DR	4.458	6.121	7.779	Garantia Real
BNB	BNB 3 - LPT VI	224.663	271.553	282.338	Garantia Real
FINEP	FINEP 2	40.065	49.625	51.138	Garantia Quirografária
FINEP	FINEP 3	10.890	-	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 4 FINEM	-	-	20.047	Garantia Real
BNDES	BNDES 5 FINEM 2009	24.166	40.258	56.370	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2010	73.050	102.264	131.544	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2011 / 2012	600.303	599.214	313.663	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 6 FINEM 2013/2014	280.281	-	-	Garantia Quirografária
ELETROBRÁS	ECF - LNC 1	-	-	2.840	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECF - LNC 2	5.771	10.224	14.314	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 1	2.958	4.216	5.366	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 2	6.477	8.341	10.037	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 3	7.122	8.810	10.342	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 4	35.297	42.213	48.467	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 5	34.170	39.800	45.050	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 6	19.168	23.884	33.112	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 7	54.097	42.168	-	Garantia Real
VOTORANTIM	3ª EMISSÃO DEBÊNTURES	24.012	43.315	57.869	Garantia Real
DEBENTURISTAS	6ª EMISSÃO DEBÊNTURES	79.206	157.908	237.409	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	7ª EMISSÃO DEBÊNTURES	-	83.310	80.185	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 1	298.034	303.321	305.437	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 2	100.000	128.934	118.976	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 3	-	-	100.280	Garantia Quirografária
BOND'S HOLDERS	BONDS BRL 2016	406.213	405.348	404.598	Garantia Quirografária
(-) Depósitos em Garantia		(38.140)	(36.743)	(51.971)	
OUTROS PASSIVOS		1.707.111	1.266.781	1.176.873	

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 COELBA possui alguns contratos de empréstimo e financiamento que possuem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas, nos 3 últimos anos:

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

Dívida	Data de Referência	Covenant	Pagamento de dividendos	Restrição à alienação de ativo	Restrição a contratação de novas dívidas e emissões de valores mobiliários	Alienação de controle societário	Vigência
3ª Emissão Debêntures	31/12/2011, 31/12/2012 e 31/12/2013	Dívida Bruta/Ebitda ≤ 3 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2	Hipótese de vencimento antecipado caso a Emissora esteja em	Não há	Não há	Hipótese de vencimento antecipado caso haja transferência do controle	2013
6ª Emissão Debêntures	31/12/2011, 31/12/2012 e 31/12/2013	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 3 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2	Hipótese de vencimento antecipado caso a Emissora esteja em	Não há	Não há	Alteração do atual controle acionário da Emissora, direto ou indireto, somente com	2013
BNDES 08.2.1089.1 e Aditivos	31/12/2011, 31/12/2012 e 31/12/2013	Não há	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.	2013
BNDES 13.2.0294.1/2013 e Aditivos	31/12/2013	Não há	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.	
FINEP	31/12/2011, 31/12/2012 e	Não Há	Não há	Não há	Não obter financiamento ou	Informar à FINEP todas as alterações realizadas no	2013
ELETROBRÁS	31/12/2011, 31/12/2012 e	Não há	Não declarar ou pagar qualquer dividendo,	Não há	Não assumir, sem expressa autorização	Não há	2013
BB	31/12/2011, 31/12/2012 e 31/12/2013	Não há	Não há	Não há	Não há	O Banco do Brasil S.A. poderá considerar vencida a operação de crédito e exigir sua imediata liquidação se, na sua vigência, for transferido o controle do capital para empresa não pertencente ao Grupo Neoenergia, sem sua expressa concordância, considerando, outrossim, para os efeitos penais, todos os atos praticados que importarem violação das obrigações no referido financiamento.	2013
BNB	31/12/2011, 31/12/2012 e 31/12/2013	Não há	Pagar a seus acionistas dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, exclusive os níveis mínimos definidos em lei, somente se as obrigações financeiras da Emitente/Creditada com o Banco relativas ao contrato estiverem em situação regular.	Gravar, alienar, arrendar, ceder, transferir de qualquer forma em favor de terceiros, ou remover os bens lastreadores dos créditos, sob qualquer pretexto e para onde quer que seja, salvo por expressa autorização do BNB.	Contratar com outra instituição financeira financiamentos para cobertura de itens previstos no orçamento constante neste instrumento de crédito, para financiamento pelo BNB.	Comunicar previamente ao Banco propostas de matérias concernentes à cisão, fusão, incorporação envolvendo a Emitente/Creditada, exceto se decorrente de obrigação legal ou regulamentar imposta pela ANEEL.	2013
Títulos Externos	31/12/2011, 31/12/2012 e 31/12/2013	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 3 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2	Restrição: Não pagar dividendos além do mínimos exigidos por	Não há	Restrição: Fazer qualquer empréstimo restrito, sem prévia	Restrição: ocorrer qualquer mudança material no controle direto sobre a	2013
Bank of América 2012	31/12/2013	Dívida Líquida/Ebitda < 3 Ebitda/ Resultado Financeiro > 2	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do	2013
Banco de Tokyo 2012	31/12/2013	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 3 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do	2013
Emissão Bonds	31/12/2011, 31/12/2012 e	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 3	Não há	Não há	Não há	Restrição: Na ocorrência de uma mudança de controle	2013
Citibank 2013	31/12/2013	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2	Não há	Não há	Não há	Restrição: ocorrer qualquer mudança material no controle direto sobre a	2013
JP Morgan 2013	31/12/2013	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do	2013
Bank of América 2013	31/12/2013	Dívida Líquida/Ebitda < 4 Ebitda/ Resultado Financeiro > 2	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do	2013

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

Em situação de inadimplemento a COELBA não poderá distribuir dividendos acima do limite mínimo obrigatório.

A COELBA 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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**g. limites de utilização dos financiamentos já contratados**

A COELBA possui contratos de financiamento com saldos ainda não totalmente utilizados, conforme tabelas abaixo:

Credor - Valores em R\$ Mil	Valor Contratado	Saldo Utilizado
BNDES 5 FINEM 2013/2014	674.369	41%
ELETROBRAS 7ªT	61.028	90%
FINEP 2012	36.731	30%

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 2013, 2012 e 2011 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.

Balanco Patrimonial (Valores em R\$ mil)

ATIVO	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	573.253	127%	8%	252.479	40%	4%	180.756	3%
Contas a receber de clientes e outros	817.883	-17%	11%	987.586	5%	14%	939.057	16%
Titulos e valores mobiliários	22.094	-17%	0%	26.726	-23%	0%	34.667	1%
Impostos e contribuições a recuperar	171.603	41%	2%	121.871	13%	2%	108.237	2%
Estoques	12.462	-11%	0%	14.018	34%	0%	10.481	0%
Despesas pagas antecipadamente	13.494	724%	0%	1.637	-55%	0%	3.669	0%
Entidade de previdência privada	6.002	-40%	0%	9.952	62%	0%	6.156	0%
Serviços em curso	32.878	-25%	0%	43.826	-3%	1%	44.958	0%
Outros ativos circulantes	42.267	35%	1%	31.391	38%	0%	22.700	0%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.691.936	14%	22%	1.489.486	10%	21%	1.350.681	27%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	85.999	-36%	1%	133.441	-48%	2%	256.602	4%
Titulos e valores mobiliários	213	-100%	0%	50.169	7901%	1%	627,00	0%
Impostos e contribuições a recuperar	69.742	-8%	1%	75.407	28%	1%	58.794	1%
Impostos e contribuições diferidos	288.852	-32%	4%	425.719	114%	6%	199.072	3%
Coligadas e controladora	310	21%	0%	257	22%	0%	211	0%
Depósitos judiciais	203.955	11%	3%	183.748	31%	3%	139.809	2%
Entidade de previdência privada	14.983	1%	0%	14.770	-58%	0%	35.119	1%
Outros ativos não circulantes	2.524	-12%	0%	2.855	-65%	0%	8.075	0%
Outros investimentos	8.323	-27%	0%	11.432	-6%	0%	12.117	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	1.593.886	5%	21%	1.516.172	130%	22%	659.635	11%
Intangível	3.666.472	19%	48%	3.079.510	-6%	44%	3.280.862	55%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	5.935.259	8%	78%	5.493.480	18%	79%	4.650.923	73%
ATIVO TOTAL	7.627.195	9%	100%	6.982.966	16%	100%	6.001.604	100%

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	500.450	-10%	7%	555.511	41%	8%	395.330	7%
Empréstimos e financiamentos	346.583	19%	5%	290.934	-7%	4%	312.973	5%
Debêntures	103.218	-44%	1%	185.967	81%	3%	102.932	2%
Salários e encargos a pagar	50.056	3%	1%	48.395	45%	1%	33.326	1%
Taxas regulamentares	31.599	-47%	0%	59.199	9%	1%	54.233	1%
Impostos e contribuições a recolher	136.303	-39%	2%	221.768	67%	3%	132.903	2%
Dividendos e juros sobre capital próprio	114.778	-32%	2%	167.595	436%	2%	31.247	1%
Provisões	33.978	42%	0%	23.899	30%	0%	18.403	0%
Outros passivos circulantes	343.135	201%	4%	113.920	-36%	2%	178.277	3%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.660.100	-0,4%	22%	1.667.188	32,4%	24%	1.259.624	21%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	51.177	87%	1%	27.397	8%	0%	25.397	0%
Empréstimos e financiamentos	2.977.995	14%	39%	2.611.726	32%	37%	1.974.595	33%
Debêntures		-100%		98.566	-64%	1%	272.532	5%
Taxas regulamentares	2.736	154%	0%	1.078	-96%	0%	30.787	1%
Impostos e contribuições a recolher	15.860	13%	0%	14.034	341%	0%	3.183	0%
Provisões	166.689	18%		140.824	29%	2%	109.361	2%
Obrigações com benefícios pós-emprego	242.246	-32%	2%	358.776	21155%	5%	1.688	0%
Coligadas e controladora	94	6%		89	11%		80	
Recursos destinados a aumento de capital	2.402		3%	2.402		0%	2.402	0%
Outros passivos não circulantes	15.607	-66%	0%	45.665	90%	1%	24.018	0%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	3.474.806	5,3%	45%	3.300.557	35,0%	47%	2.444.043	0,40722
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	542.163		7%	542.163		8%	542.163	9%
Reservas de capital	698.050		9%	698.050		10%	698.050	12%
Reservas de lucros	1.230.353	45%	16%	848.442	17%	12%	725.568	12%
Outros resultados abrangentes	21.723	-128%	0%	(76.825)	-260%	-1%	48.065	1%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais		-100%		3.391	-99%	0%	284.091	5%
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.492.289	24%	33%	2.015.221	-12%	29%	2.297.937	38%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	7.627.195	9%	100%	6.982.966	16%	100%	6.001.604	100%

Análise dos principais ativos e passivos:**Ativo Circulante e Não Circulante****Caixa e equivalentes de caixa**

O saldo das contas de disponibilidades e aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 era de R\$ 573,3 milhões, R\$ 252,5 milhões e R\$ 180,8 milhões, respectivamente. As variações de 127% em 2013 e 40% em 2012 são explicadas principalmente por: em 2013 (i) movimentações diárias dos Fundos Exclusivos (saldo de aplicações maior que resgates) no valor de R\$ 298 milhões, principalmente em dezembro devido realização de captação de recursos para cobertura de caixa.

Contas a receber de clientes e outros

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

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

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

O saldo de contas a receber de clientes e outros em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 era de R\$ 903,5 milhões, R\$ 1.121 milhões e R\$ 1.195,7 milhões, respectivamente. A redução de 19,4% em 2013 e 6,25% em 2012 é explicada principalmente por: (i) reajuste tarifário médio negativo de 6,01% em abril de 2013 e (ii) aumento da arrecadação, impulsionada pelo recadastramento dos clientes residenciais baixa renda para atender as novas regras estabelecidas pelo Congresso Nacional (Lei nº.12.212/2010), regulamentada pela Resolução nº. 414/2010 da ANEEL.

Títulos e Valores Mobiliários

O saldo da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 era de R\$ 18,9 milhões, R\$ 76,9 milhões e R\$ 35,3 milhões, respectivamente. As variações de -75,4% em 2013 e +117,9% em 2012 são explicadas principalmente por: em 2013 (i) resgate total dos recursos do programa Luz para Todos 7ª tranche no montante líquido (resgates maior que aplicação) de R\$ 45,8 milhões, (ii) liberação de garantias de contrato de energia aplicadas em CDB na Caixa R\$ 5,6 milhões.

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 infra-estrutura 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 Lei nº12.783/13, dentre outras deliberações, determinou que a indenização a ser paga pelo poder concedente pela reversão dos bens atrelados ao serviço público de distribuição de energia será baseada no VNR não amortizado até o término da concessão, adotando-se o banco de preços homologados pela ANEEL.

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 era de R\$ 1.593,8 milhões, R\$ 1.516,2 milhões e R\$ 659,6 milhões, respectivamente. O incremento de 5% em 2013 e 130% em 2012 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão.

Ativo Intangível

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

Compreende o direito de uso da infra-estrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 677 de 13 de dezembro de 2011 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 – 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 2013, 2012 e 2011 era de R\$ 3.666,5 milhões, R\$ 3.079,5 milhões e R\$ 3.280,8 milhões, respectivamente. O incremento de 19% em 2013 e a redução de -6% em 2012 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão e pelos ajustes decorrentes do reconhecimento dos efeitos da Base de Remuneração Regulatória, respectivamente.

Passivo

Fornecedores

O saldo da conta de fornecedores em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 era de R\$ 551,6 milhões, R\$ 582,9 milhões e R\$ 420,7 milhões, respectivamente. A redução de 5,37% em 2013 e o incremento de 38,55% em 2012 são justificados, principalmente, pela antecipação na liquidação de faturas de fornecedor em dez./2013; e pela elevação no preço médio de leilões de energia e constituição da provisão para pagamento da compra de energia à Eletronuclear, estabelecida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 1406/2012.

Empréstimos, financiamentos e debêntures a FIGD atualizou

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 3.427,8 milhões, 7,5% maior que em 2012 (R\$ 3.187,2 milhões) e 28,72% maior que em 2011 (R\$ 2.663,0 milhões).

O incremento da dívida deve-se principalmente, as seguintes captações que ocorreram neste período:

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – A Companhia recebeu R\$ 85.860 para financiamentos de investimentos realizados em 2012, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 08.2.10.89.1, assinado em março de 2009 e aditado em novembro de 2009, outubro de 2010, março e novembro de 2011 e agosto de 2012.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – A Companhia recebeu R\$ 279.665 para financiamento de investimentos realizados em 2013, provenientes do Contrato de

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

Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 13.2.02.94.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013.

Eletrobrás – A Companhia recebeu R\$ 12.206 para financiar parte dos investimentos realizados no âmbito do Programa Luz Para Todos, através da Reserva Global de Reversão – RGR, provenientes do Contrato de Financiamento nº ECFS – 324/2011 (7ª Tranche), assinado em janeiro de 2012 e aditado em agosto de 2013.

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

Em dezembro de 2013, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, nos montantes de US\$ 98,000 junto ao Citibank, N.A., US\$ 24,500 junto ao JP Morgan, N.A. e US\$ 9,900 junto ao Bank of América, N.A., com vencimentos em 03, 17 e 20 de dezembro de 2018, amortizações bullet, com custos de LIBOR + 0,97% a.a., 2,94% a.a. e LIBOR + 1,70% a.a., respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial.

Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)

DRE	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
RECEITA BRUTA	6.758.270	-15,9%	136%	8.033.105	14%	138%	7.046.131	142%
(-) Deduções da receita bruta	(1.773.633)	-20,1%	-36%	(2.219.491)	7%	-38%	(2.078.772)	-42%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.984.637	-14,3%	100%	5.813.614	17%	100%	4.967.359	100%
Custo do serviço	(3.626.801)	-12,6%	-73%	(4.151.685)	25%	-71%	(3.315.429)	-67%
LUCRO BRUTO	1.357.836	-18,3%	27%	1.661.929	1%	29%	1.651.930	33%
Despesas com vendas	(356.390)	-25,5%	-7%	(478.442)	17%	-8%	(409.062)	-8%
Despesas gerais e administrativas	(281.479)	9,3%	-6%	(257.601)	31%	-4%	(196.773)	-4%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	719.967	-22,2%	14%	925.886	-11%	16%	1.046.095	21%
Resultado financeiro	(132.428)	-17,1%	-3%	(159.683)	-11%	-3%	(178.592)	-4%
Receita financeira	648.734	78,9%	13%	362.642	17%	6%	310.854	6%
Despesa financeira	(781.162)	49,6%	-16%	(522.325)	7%	-9%	(489.446)	-10%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	587.539	-23,3%	12%	766.203	-12%	13%	867.503	17%
Imposto de renda e contribuição social	(92.410)	-10,5%	-2%	(103.197)	-12%	-2%	(117.013)	-2%
Corrente	(107.593)	-56,8%	-2%	(249.104)	-6%	-4%	(264.154)	-5%
Diferido	(69.153)	-235,4%	-1%	51.067	122%	1%	22.965	0%
Incentivo SUDENE	101.284	-10,4%	2%	113.058	-21%	2%	143.060	2%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(16.948)	-7,0%	0%	(18.218)	-4%	0%	(18.884)	0%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	495.129	-25,3%	9,9%	663.006	-11,7%	11,4%	750.490	15,1%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								
Ordinária	2,55			3,41			3,87	
Preferencial A	2,55			3,41			3,87	
Preferencial B	2,81			3,75			4,25	

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2013, 2012 e 2011 foi de R\$ 6.758,3 milhões, R\$ 8.033,1 milhões e R\$ 7.046,1 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

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

	Valores em R\$ mil							
	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Fornecimento de Energia	2.001.534	-24%	30%	2.635.296	24%	33%	2.131.400	30%
Receita de operação e manutenção	1.714.242	-27%	25%	2.339.996	16%	29%	2.009.993	29%
Remuneração financeira wacc	287.292	-3%	4%	295.300	143%	4%	121.407	2%
Disponibilidade da rede elétrica	3.590.341	-12%	431%	4.075.798	5%	51%	3.873.370	55%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	2	-100%	0%	74.675	149%	1%	30.001	0%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	3.590.341	-12%	53%	4.075.798	5%	51%	3.873.370	55%
Receita de operação e manutenção	3.583.136	-12%	53%	4.067.517	5%	51%	3.871.578	55%
Remuneração financeira wacc	7.205	-13%	0%	8.281	362%	0%	1.792	0%
Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão	832.873	-29%	12%	1.166.645	23%	15%	944.904	13%
Outras Receitas	333.520	313%	5%	80.691	21%	1%	66.456	1%
Total	6.758.270	-15,9%	100%	8.033.105	14,0%	100%	7.046.131	100%

A Receita Operacional Bruta da COELBA alcançou em 2013 R\$ 6.758 milhões, uma redução de 15,9%, equivalente a R\$ 1.275 milhões em relação ao ano de 2012 (R\$ 8.033 milhões). Essa redução é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores, destacados abaixo:

- ✓ Fornecimento de Energia Elétrica (Mercado Cativo) (redução de 24,1%; R\$ 634 milhões)

Esta redução está associada, principalmente à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Companhia em 20,0% e à (ii) Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP), homologada pela Resolução ANEEL nº 1.511, de 16/04/2013, aplicada a partir de 22 de abril de 2013, com redução tarifária de 6,1%, sendo 5,9% relativo à parcela econômica e 0,2% relativo aos componentes financeiros. A esse percentual foi acrescido ainda 2,0% relativo os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, resultando no efeito médio percebido pelos consumidores de -7,9%.

Esses efeitos foram compensados, parcialmente, pelo aumento de 6,2% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (15.634 GWh em 2013 versus 14.728 GWh em 2012).

Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídios existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. No ano de 2013, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 168 milhões.

Tendo em vista que as reduções das tarifas provenientes da lei 12.783/13 vieram acompanhadas de reduções proporcionais em encargos setoriais e nos custos de compra de energia e nos custos de transmissão, esta redução apresentou impacto neutro das margens da Companhia e no seu EBITDA.

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

- ✓ Receita pela Disponibilidade do Sistema de Distribuição (redução de 12%; R\$ 485 milhões)

A redução verificada deve-se, principalmente, à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu a TUSD dos consumidores livres e à (ii) Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP), homologada pela Resolução ANEEL nº 1.511, de 16/04/2013, aplicada a partir de 22 de abril de 2013, que reduziu a TUSD média em -7,92%. Este efeito foi parcialmente compensado pelo (iii) aumento de 32,65% no volume de energia transportada para os clientes livres (2.011 GWh em 2013 versus 1.516 GWh em 2012).

Excluindo-se o efeito da Receita de Construção – ICPC01*, a receita operacional bruta da Companhia, em 2013, alcançou o montante de R\$ 5.925 milhões, o que representa uma redução de 13,7% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 6.866 milhões (-R\$ 941 milhões).

*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. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é igual a zero (contabilizando-se o mesmo valor na receita e na despesa), 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 infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura 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.

Deduções da Receita Bruta

Apresentaram redução de 20,1% em relação ao ano anterior, alcançando R\$ 1.774 milhões em 2013, contra R\$ 2.219 milhões no ano de 2012 (R\$ 446 milhões), (R\$ 2.078,8 milhões em 2011, acréscimo de 7%). Essa redução é o efeito das seguintes variações:

- ✓ Tributos ICMS/ISS/PIS/COFINS (redução de 12,4%; R\$ 241 milhões)

Esta variação reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função dos efeitos anteriormente expostos no item Receita Operacional Bruta.

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

- ✓ Encargos setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (redução de 73,6%; R\$ 205 milhões)

A redução mencionada se deve, principalmente, aos seguintes fatores: (i) extinção do encargo Reserva Global de Reversão – RGR, (ii) extinção do encargo Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e (iii) a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função da Lei 12.783/13.

Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica

Os custos e despesas operacionais da Companhia nos anos de 2013, 2012 e 2011 têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	Valores em R\$ mil							
	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Pessoal e Administradores	(276.658)	14%	6%	(242.036)	10%	5%	(219.291)	6%
Material	(28.471)	56%	1%	(18.211)	52%	0%	(11.992)	0%
Serviços de terceiros	(477.123)	1%	10%	(474.427)	71%	10%	(277.039)	7%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(9.577)	5%	0%	(9.122)	2%	0%	(8.944)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(2.020.492)	-7%	41%	(2.177.823)	22%	45%	(1.787.518)	46%
Encargos de uso do sistema transmissão	(202.484)	-40%	4%	(336.383)	39%	7%	(242.486)	6%
Amortização	(278.498)	13%	6%	(245.449)	5%	5%	(234.202)	6%
Arrendamentos e alugueis	(5.374)	10%	0%	(4.871)	21%	0%	(4.041)	0%
Tributos	(3.995)	17%	0%	(3.426)	15%	0%	(2.988)	0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(7.183)	-91%	0%	(79.318)	-47%	2%	(150.213)	4%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(832.873)	-29%	17%	(1.166.645)	23%	24%	(944.904)	24%
Outros	(121.942)	-6%	2%	(130.017)	245%	3%	(37.646)	1%
Total custos / despesas	(4.264.670)	-12,7%	100%	(4.887.728)	24,6%	100%	(3.921.264)	100%

Pessoal e Administradores

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

	Valores em R\$ mil							
	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Remunerações	(136.822)	2%	57%	(133.565)	12%	55%	(119.529)	55%
Encargos sociais	(67.357)	3%	28%	(65.511)	12%	27%	(58.501)	27%
Entidade de Previdência Privada	(9.972)	36%	4%	(7.347)	33%	3%	(5.519)	3%
Auxílio alimentação	(15.737)	16%	7%	(13.531)	17%	6%	(11.566)	5%
Convênio assistencial e outros benefícios	(6.247)	13%	3%	(5.535)	-42%	2%	(9.525)	4%
Rescisões	(14.286)	-13%	6%	(16.327)	90%	7%	(8.602)	4%
Férias e 13º salário	(32.166)	-6%	13%	(34.200)	20%	14%	(28.423)	13%
Plano de saúde	(11.744)	74%	5%	(6.757)	-59%	3%	(16.320)	7%
Contencioso trabalhista	(17.326)	-5%	7%	(18.151)	4%	7%	(17.464)	8%
Participação nos resultados	(21.105)	-31%	9%	(30.516)	46%	13%	(20.964)	10%
Encerramento de ordem em curso	(2.875)	-31%	1%	(4.159)	8%	2%	(3.834)	2%
(-) Transferências para ordens	58.979	-37%	-24%	93.563	16%	-39%	80.956	-37%
Total	(276.658)	14,3%	100%	(242.036)	10,4%	100%	(219.291)	100%

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

As variações identificadas na rubrica de despesas com pessoal estão impactadas pelos seguintes fatores: (i) reajustes salariais de 6,63% e 6,5%, oriundos, respectivamente, do acordo coletivo de trabalho de novembro de 2013 e 2012; (ii) reajustes dos planos de assistência médica e dental decorrentes de aumento da sinistralidade e variação nos custos dos serviços; (iii) realização de acordos e condenações judiciais, decorrente de maior volume de processos judiciais finalizados; (iv) participação nos lucros e resultados apurada com base no cumprimento de objetivos individuais e corporativos em cada exercício social e (v) variação no número de empregados: 2013 – 2.489 empregados, 2012 – 2.516 empregados e 2011 – 2.533 empregados.

Serviços de Terceiros

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2013, 2012 e 2011 foram de R\$ 477,1 milhões, R\$ 474,4 milhões e R\$ 277,0 milhões, respectivamente. O aumento de 71% quando comparado com 2011 é resultado principalmente: (i) do aumento dos gastos com serviços de cobrança e corte e religação, com a intensificação das ações de campo e incremento no número de negativas, visando a redução da inadimplência; (ii) aumento no quantitativo de leitura de medidores e entrega de contas, influenciado pela implantação do novo sistema comercial SAP CCS e (iii) aumento no custo do serviço de arrecadação devido à migração da cobrança bancária para instituições financeiras que possuem tarifa mais elevada.

Energia elétrica comprada para revenda

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2013, 2012 e 2011 foram, respectivamente, de R\$ 2.020,5 milhões, R\$ 2.177,8 milhões e R\$ 1.787,5 milhões. A variação na comparação entre os períodos de -7% e 22%, respectivamente em 2013 e 2012, quando comparado com o ano anterior, é explicado principalmente por: redução das tarifas de compra de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13, a partir de janeiro de 2013; e incremento no custo com compra de energia devido a elevação no preço médio dos leilões, respectivamente.

Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2013, 2012 e 2011 foram, respectivamente, de R\$ 202,5 milhões, R\$ 336,4 milhões e R\$ 242,5 milhões. A variação na comparação entre os períodos de -40%% e 39%, respectivamente em 2013 e 2012 é devido principalmente a: redução do encargo de uso da rede elétrica, tendo em vista a renovação das concessões de transmissão pela Lei 12.783/13, que promoveu uma significativa redução no custo de transmissão para as distribuidoras; e ao aumento na cota anual dos encargos de Rede Básica e de Serviço do Sistema (ESS), estabelecidos pela ANEEL, respectivamente.

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

As despesas com amortização nos anos de 2013, 2012 e 2011 foram, respectivamente, de R\$ 278,5 milhões, R\$ 245,4 milhões e R\$ 234,2 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 13% e 5%, respectivamente em 2013 e 2012, é devido principalmente ao aumento dos investimentos em ativos do sistema de subtransmissão e distribuição em decorrência do crescimento no mercado de energia e do avanço dos programas de universalização e Luz para Todos e do novo sistema comercial SAP CCS.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

As despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa nos exercícios de 2013, 2012 e 2011 foram, respectivamente, de R\$ 7,2 milhões, R\$ 79,3 milhões e R\$ 150,2 milhões. As variações entre os períodos, de -91% e -47% quando comparados com o exercício anterior são justificados pela política de cobrança adotada com foco: na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na política de parcelamento, com redução do prazo e no aumento do volume das operações de cobrança.

Custos de construção da infra-estrutura de concessão

O crescimento dos custos de construção da infra-estrutura de concessão, quando comparado a variação entre os períodos 2013, 2012 e 2011, estão relacionados aos investimentos em serviços de construção e melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

Resultado Financeiro

	Valores em R\$ mil							
	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Receita Financeira								
Renda de aplicações financeiras	22.389	22%	6%	18.330	-46%	5%	34.112	11%
Juros, comissões e acréscimo moratório	75.802	-4%	21%	78.785	15%	22%	68.673	22%
Variação monetária	130.945	195%	36%	44.436	-26%	12%	59.948	19%
Variação cambial	104.161	116%	29%	48.217	4%	13%	46.228	15%
Operações Swap	230.809	234%	64%	69.086	-12%	19%	78.191	25%
Receita Financeira da Concessão	69.217	-22%	19%	88.474		24%	-	
Outras receitas financeiras	15.411	352%	19%	15.314	273%	4%	23.702	8%
Total	648.734	78,9%	100%	362.642	16,7%	100%	310.854	100%
Despesa Financeira								
	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Encargos de dívida	(185.529)	-3%	36%	(190.818)	18%	37%	(161.741)	33%
Variação monetária	(132.682)	101%	25%	(66.004)	-7%	13%	(70.764)	14%
Variação cambial	(228.282)	246%	44%	(65.920)	-18%	13%	(79.978)	16%
Operações Swap	(165.871)	110%	32%	(79.088)	-21%	15%	(100.150)	20%
Multas regulatórias	(24.794)	-51%	5%	(50.489)	76%	10%	(28.754)	6%
Perda acréscimo moratórios	(3.451)	34%	1%	(2.576)	-81%	0%	(13.676)	3%
Deficit Avaliação Atuarial - Benefícios Pós Empregos	(33.178)	32%	6%	(25.101)		5%	-	
Outras despesas financeiras	(7.375)	-83%	1%	(42.329)	23%	8%	(34.383)	7%
Total	(781.162)	49,6%	100%	(522.325)	6,7%	100%	(489.446)	100%
Resultado Financeiro Líquido	(132.428)	-17,1%		(159.683)	-10,6%		(178.592)	100%

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

O resultado financeiro líquido, negativo, da Companhia foi de R\$ 132,4 milhões em 2013, R\$ 159,7 milhões em 2012 e R\$ 178,6 milhões em 2011. Essas variações decorrem principalmente do aumento dos encargos de dívidas, variações monetárias e cambiais, em função do crescimento no nível de endividamento da companhia e das multa regulatória referente a DIC/FIC e DMIC.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2013 foi de R\$ 495,1 milhões, 2012 R\$ 663,0 milhões e 2011 foi de R\$ 750,5 milhões, representando uma redução de -25,3% em 2013 e de -11,7% em 2012, quando comparado com o exercício anterior.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**10.2 - Os diretores devem comentar****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:

Componentes da Receita Bruta (Valores em R\$ Mil)	Exercício social terminado em:				
	31/12/2013	%	31/12/2012 (Reapresentado)	%	31/12/2011
Fornecimento Faturado de Energia Elétrica (a)	5.188.442	-15,25%	6.122.274	8,02%	5.667.837
Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica (b)	-24.149	-131,93%	75.620	-7773,58%	-985
(-) Transferência para atividade de distribuição (c)	-3.453.011	-11,30%	-3.892.915	3,55%	-3.759.491
Disponibilização do sistema de distribuição (d)	3.590.341	-11,91%	4.075.798	5,23%	3.873.370
Subvenção à tarifa social baixa renda (e)	290.252	-12,13%	330.317	47,44%	224.040
Receita de Construção (f)	832.873	-28,61%	1.166.645	23,47%	944.904
Outras receitas operacionais	333.522	114,67%	155.366	61,07%	96.457
Total	6.758.270	-15,87%	8.033.105	14,01%	7.046.131

Fonte: DFP

- (a) Fornecimento faturado de energia elétrica: corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica medida e faturada para o consumidor cativo.
- (b) 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.
- (c) Transferência para atividade de distribuição de energia elétrica: em atendimento ao Despacho ANEEL n° 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetua a segregação da receita de comercialização e distribuição de energia.
- (d) Disponibilização do sistema de distribuição: receita com a cobrança de tarifa pelo uso do sistema da rede de distribuição aos consumidores livres.
- (e) Subvenção à tarifa social baixa renda: subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.
- (f) Receita de construção: serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

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

Valores em Reais Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2013	%	31/12/2012 (Reapresentado)	%	31/12/2011
Receita Bruta	6.758.270	-15,87%	8.033.105	14,01%	7.046.131
Deduções da Receita Bruta	-1.773.633	-20,09%	-2.219.491	6,77%	-2.078.773
Receita Líquida	4.984.637	-14,26%	5.813.614	17,04%	4.967.358
Custos e Despesas Operacionais	-4.264.670	-12,75%	-4.887.728	24,65%	-3.921.264
Pessoal e Administradores	-276.658	14,30%	-242.036	10,37%	-219.291
Material	-28.471	56,34%	-18.211	51,86%	-11.992
Serviço de Terceiros	-477.123	0,57%	-474.427	71,25%	-277.039
Energia Elétrica Comprada	-2.020.492	-7,22%	-2.177.823	21,84%	-1.787.518
Encargos Uso Sistema de Transmissão	-202.484	-39,81%	-336.383	38,72%	-242.486
Amortização	-278.498	13,46%	-245.449	4,80%	-234.202
Provisões Líquidas	-7.183	-90,94%	-79.318	-13,36%	-91.547
Despesa de Construção	-832.873	-28,61%	-1.166.645	23,47%	-944.904
Outras Despesas	-140.888	-4,44%	-147.436	31,31%	-112.285
Resultado do Serviço	719.967	-22,24%	925.886	-11,49%	1.046.095

Fonte: DFP

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2013:

- Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP) homologada pela Resolução ANEEL nº 1.511, de 16/04/2013, aplicada a partir de 22 de abril de 2013, com redução tarifária de 6,1%, sendo 5,9% relativo à parcela econômica e 0,2% relativo aos componentes financeiros.
- Crescimento do volume de vendas de energia elétrica no mercado cativo em 6,2% (15.634 GWh em 2013 versus 14.728 GWh em 2012), impactado pelo crescimento vegetativo de mercado (consumidores x consumo x tarifa).
- Redução na receita pela disponibilidade do sistema de distribuição de energia elétrica devido a redução tarifária em torno de 8%. Este efeito foi parcialmente compensado pelo (aumento de 32,65% no volume de energia transportada para os clientes livres (2.011 GWh em 2013 versus 1.516 GWh em 2012).
- Crescimento de 6,5% no volume de energia comprada (CCEARs, Bilaterais e Mercado de Curto Prazo) entre 2013 (20.560 GWh) e 2012 (19.301 GWh) e reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes pelo índice de inflação IPCA.
- Aumento da despesa com pessoal e administradores devidos principalmente: (i) ao reajuste salarial provisionado de 6,63% a partir de nov./13, com impacto nas rubricas de remuneração, provisão de 13º, férias e encargos; e (ii) ao aumento das despesas com Plano de Saúde.
- Aumento das despesas com aquisição de materiais aplicados na realização de serviços prestados a terceiros e na manutenção dos serviços elétricos.

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

- Aumento da despesa com amortização influenciada pelo crescimento da base de ativos como consequência da entrada em operação dos investimentos realizados pela Companhia a cada ano.

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2012:

- Reajuste médio das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 13,12% em abril de 2012.
- Aumento das vendas de energia elétrica em 458 GWh influenciado por: (i) crescimento vegetativo de mercado (consumidores x consumo x tarifa); e (ii) aumento no número de consumidores em decorrência dos Programas de Universalização, incluindo o Programa Luz para Todos.
- Aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda, influenciado por: (i) aumento no volume de energia comprada para revenda, em decorrência do crescimento de mercado no fornecimento de energia elétrica; e (ii) reajuste anual dos preços da energia comprada para revenda.
- Aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão devido principalmente ao incremento na tarifa de uso do encargo do Sistema Interligado Nacional, reajustado anualmente.
- Aumento da despesa com pessoal devido principalmente ao efeito do reajuste salarial sobre as remunerações, provisões de férias, 13º salário e encargos sociais, a partir de nov./12.
- Aumento das despesas com provisões líquidas, explicada principalmente pelo crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos em função das mudanças promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições ao corte de consumidores, além da perda da condição de baixa renda de 1,2 milhão de consumidores que não efetuaram o cadastramento nos prazos legais, exigindo da Companhia um esforço acentuado no processo de cobrança e no reconhecimento de novas provisões.

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2011:

- Reajuste tarifário de fornecimento de energia elétrica de 8,09% em abril de 2011.

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

- Aumento do consumo de energia elétrica influenciado por: (i) crescimento vegetativo de mercado (consumidores x consumo x tarifa); e (ii) aumento no número de consumidores em decorrência dos Programas de Universalização, incluindo o Programa Luz para Todos.
- Constituição/Reversão de ativos e passivos regulatórios decorrentes dos reajustes e revisão tarifária.
- Aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda influenciado por: (i) aumento no volume de energia comprada para revenda, em decorrência do crescimento de mercado no fornecimento de energia elétrica; (ii) reajuste anual dos preços da energia comprada para revenda; (iii) aumento da quota de custeio de energia elétrica referente ao PROINFA, homologado pela ANEEL; (iv) novos contratos de compra de energia elétrica (hidráulicas e térmicas), firmados em função do crescimento do mercado, cujo preço se apresenta mais elevado em comparação com os contratos provenientes de energia existente (fontes hidráulicas).
- Aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão devido principalmente ao aumento na tarifa de uso do encargo do Sistema Interligado Nacional, reajustado anualmente.
- Aumento da despesa com pessoal devido principalmente aos efeitos do reajuste salarial sobre as remunerações, provisões de férias, 13º salário e encargos sociais, acréscimos de despesas com horas extras e com o pagamento de indenizações trabalhistas decorrente de acordos judiciais para liquidação de contingências.

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 conforme características específicas de sua 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, tamanho do mercado (quantidade de energia atendida por uma determinada infra-estrutura), custo da energia comprada, tributos estaduais e outros.

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

Em conformidade com a cláusula sétima do Contrato de Concessão da COELBA, o Poder Concedente procederá, a cada 05 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.

A cláusula sétima do contrato de concessão nº. 010/97 da COELBA, prevê também que o Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, aplicando fórmula paramétrica contratual, onde são observadas as variações dos custos não gerenciáveis da concessionária (Parcela A - compra de energia, encargos e tributos) e a variação anual do IGPM, o qual reajusta os custos gerenciáveis (Parcela B - custos de operação e manutenção, depreciação e remuneração de capital), que compõem a Receita da Concessionária.

Resumimos abaixo os detalhes dos três últimos reajustes tarifários, ocorridos nos exercícios de 2013, 2012 e 2011.

2013

Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária e Reajuste Tarifário

Em 22 de abril de 2013 entraram em vigor as novas tarifas, reconstruídas pelo processo da terceira revisão tarifária periódica, com vigência até 21 de abril de 2014.

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

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.511 de 16 de abril de 2013, publicada no Diário Oficial da União do dia 19 de abril de 2013, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia, em -6,06%, sendo -5,91% relativo à parcela econômica e -0,15% relativo aos componentes financeiros. A esse percentual foi acrescido ainda -1,86% relativo os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, resultando no efeito médio percebido pelos consumidores cativos de -7,92%.

Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reposicionamento médio de -4,03%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residências e baixa renda, a redução média foi de -9,90%.

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

A taxa de remuneração regulatória (WACC) incluída na tarifa cobrada aos clientes da Companhia foi de 11,36% antes dos impostos e corresponde à remuneração dos ativos que compõem a infraestrutura da concessão (ativo financeiro indenizável e intangível).

Os índices aprovados pela ANEEL incidiram nas tarifas já reduzidas de acordo com a Revisão Tarifária Extraordinária anunciada em 24 de janeiro de 2013, conforme dispõe a Lei nº 12.783/2013. O resultado da revisão tarifária foi publicado pela ANEEL através do Despacho 1.073 de 11/04/2013, que estabeleceu a Base de Remuneração Líquida da Distribuição de R\$ 3.910.759.

Conforme dispõe a Resolução ANEEL nº 457/11, o resultado do laudo de avaliação regulatória foi registrado na contabilidade regulatória da Companhia no segundo mês subsequente à aprovação pela diretoria da ANEEL e já está refletido nestas demonstrações financeiras.

2012

Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.282 de 17 de abril de 2012, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2012, homologou o resultado do Reajuste Tarifário anual da Companhia, em 10,73%, sendo 7,53% relativo ao reajuste econômico e de 3,19% relativo aos componentes financeiros, o que corresponde a um efeito médio de 6,57% a ser percebido pelos consumidores cativos.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2012 com vigência até 21 de abril de 2013.

Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reajuste médio de 7,36%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residências e baixa renda, o aumento médio foi de 6,15%.

2011

Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.142 de 19 de abril de 2012, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2012, homologou o resultado do Reajuste Tarifário anual da Companhia, em 13,12%, sendo 8,47% relativo ao reajuste econômico e de 4,65% relativo aos componentes financeiros, o que corresponde a um efeito médio de 9,92% a ser percebido pelos consumidores cativos.

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

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2012 com vigência até 21 de abril de 2013. Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reajuste médio de 10,16%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residenciais e de baixa renda, o aumento médio foi de 9,79%.

Em face do encerramento de componentes financeiros do reajuste anterior, o percentual percebido na conta dos consumidores cativos foi em média de 9,92%, sendo de 9,79% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já para os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, o aumento foi de 10,16%, em média.

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: (i) pela inflação, (ii) pelas oscilações nas tarifas cobradas dos consumidores e os encargos setoriais ambos homologados anualmente pela ANEEL e (iii) pelas 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 parte das tarifas de fornecimento de energia elétrica e IPCA, índice que reajusta os contratos de energia no ambiente de contratação regulada.

✓ 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.

Os reajustes das 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 os índices de reajuste das tarifas em termos percentuais de cada reajuste anual de 2011 a 2013. As variações de tarifas refletem não só a taxa da inflação brasileira, como as variações no custo de compra de energia, nos encargos setoriais incidentes, o crescimento de mercado e o efeito do processo de revisão tarifária previsto no contrato de concessão:

- Em 22 de abril de 2013: -7,92% (negativo, ano de revisão tarifária)
- Em 22 de abril de 2012: 10,73%
- Em 22 de abril de 2011: 13,12%

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

✓ 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. Em 2013, a energia contratada para atender a demanda da Companhia totalizou 20.559 GWh, um acréscimo de 6,52% em comparação com 19.301 GWh em 2012 e 11,11% em comparação com 18.504 GWh em 2011.

✓ Empréstimos e debêntures

A Companhia possui empréstimos e debêntures indexadas ao dólar e contratou instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando *swap* dólar para CDI e IGP-M, 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, conforme descrito no item 5.1, 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 capacidade de pagamento da Companhia.

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

Valores em Reais Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2013	%	31/12/2012 (Reapresentado)	%	31/12/2011
Receita Financeira	648.734	78,89%	362.642	16,66%	310.854
Renda de aplicações financeiras	22.389	22,14%	18.330	-46,27%	34.112
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	75.802	-3,79%	78.785	14,72%	68.673
Variação monetária, cambial e swap	465.915	188,07%	161.739	-12,27%	184.367
Outras receitas financeiras	84.628	-18,46%	103.788	337,89%	23.702
Despesa Financeira	-781.162	49,55%	-522.325	6,72%	-489.446
Encargos de dívida	-185.529	-2,77%	-190.818	17,98%	-161.741
Variação monetária, cambial e swap	-526.835	149,67%	-211.012	-15,90%	-250.892
Multas Regulatórias	-24.794	-50,89%	-50.489	75,59%	-28.754
Deficit Avaliação Benefício pós -emprego	-33.178	32,18%	-25.101	-	-
Outras despesas financeiras	-10.826	-75,89%	-44.905	-6,56%	-48.059
Resultado Financeiro	-132.428	-17,07%	-159.683	-10,59%	-178.592

2013

O crescimento da economia brasileira em 2013 apresentou uma evolução em relação ao ano de 2012. O Produto Interno Bruto registrou um crescimento de 2,3% em relação ao ano de 2012, contra o crescimento de 0,9% registrado no ano anterior. Apesar deste avanço, o crescimento do PIB brasileiro foi o menor entre os países da América Latina de acordo com projeções do FMI. O crescimento da inflação é outro tema preocupante no cenário macroeconômico brasileiro. Para conter este avanço a taxa SELIC foi elevada constantemente pelo COPOM. No final de 2012 a SELIC registrava 7,2% a.a. e ao final de 2013 alcançou 10% a.a.

Os índices que influenciam no reajuste das tarifas e custos do setor elétrico são importantes e constantemente monitorados pelo o Grupo Neoenergia. O IPCA sofreu um aumento em 2013 onde o acumulado atingiu 5,9% em comparação com o registrado em 2012 que registrou 5,8%. Por outro lado o IGP-M sofreu uma redução de 2,3 p.p. passando de 7,8% a.a em 2012 para 5,5% a.a. em 2013. Os principais fatores para a diminuição no ritmo da alta vieram da queda dos preços no atacado e na construção. A taxa de câmbio fechou o ano de 2013 em R\$/U\$ 2,3426 acumulando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,6% comparado ao ano anterior.

2012

A previsão dos analistas para o crescimento do PIB em 2012, segundo pesquisa semanal feita pelo Banco Central com cerca de cem bancos e consultorias, recuou para 0,98%, ficando abaixo do 1,0% pela primeira vez. Já a economia baiana deve apresentar um crescimento de 2,5% do PIB em 2012. As questões como redução do cambio internacional, baixo investimentos em infra-estrutura, alta carga tributária e baixa produtividade são os principais pontos negativos na indústria da Bahia para 2012.

A inflação oficial, medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), fechou o ano de 2012 em 5,84%. A taxa ficou abaixo da registrada em 2011, quando houve uma alta de preços de

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

6,5%, e dentro da meta estabelecida pelo governo brasileiro, que varia entre 2,5% e 6,5%. O resultado, no entanto, ficou acima do centro da meta, que é 4,5%. O principal responsável pela inflação de 2012 foi o grupo de despesas alimentos, que registrou uma inflação de 9,86% e respondeu por quase metade da taxa total do IPCA. O grupo de despesas pessoais também teve impacto importante, com alta de preços de 10,17% no ano. Já os transportes tiveram a menor taxa: 0,48%.

A taxa de câmbio fechou 2012 em R\$/U\$ 2,04 apontando uma desvalorização do real frente ao dólar de 9,4% quando comparada a 2011, tendo como um dos principais fatores a crise européia.

O IGP-M, muito usado na correção dos aluguéis, fechou 2012 com variação de 7,8%, registrando crescimento de 2,7 pontos percentuais em relação a 2012 (5,1%) e o mais elevado patamar desde 2010. A inflação acelerou sem ter como componente a alta excessiva da demanda. Vale ressaltar, que este índice impacta diretamente o reajuste das tarifas de energia elétrica.

2011

Para 2011, de acordo com o IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada estima-se que o PIB Brasileiro registre um crescimento de 3% ante 7,5% em 2010. Já a economia baiana apresentou um crescimento de 2,5% do PIB em 2011. A crise mundial que desacelerou o crescimento da economia brasileira aparece como responsável pelo baixo crescimento da economia baiana. Os setores de serviços e agropecuária foram os principais responsáveis pelo crescimento do estado.

O ano de 2011 foi um período em que o país decidiu controlar gastos, iniciou uma ainda tímida reforma fiscal e desacelerou o crescimento desafiado pela crise mundial.

O governo retirou os estímulos fiscais no ano passado e o Banco Central brasileiro começou a elevar os juros para conter as altas de preços. Apesar disso, a economia perdeu força e a inflação, medida oficialmente pelo IPCA, fechou 2011 em 6,5%, dentro da meta do governo, e acima da taxa de 2010 (5,91%) em 0,59 ponto percentual.

A taxa de câmbio fechou 2011 em R\$/U\$ 1,88 apontando uma desvalorização do real frente ao dólar de 12,6% quando comparada a 2010, tendo como um dos principais fatores a crise européia.

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

O IGP-M acumulado em 2011 encerrou em 5,1% registrando uma forte desaceleração em relação a 2010 que foi de 11,3%, justificado principalmente pela depreciação nos preços das commodities. Vale ressaltar, que este índice impacta diretamente o reajuste das tarifas de energia elétrica.

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

10.3 - Os diretores deve comentar 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 segmentos operacionais 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

10.4 - Os diretores devem comentar

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Em relação aos três últimos exercícios sociais, não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 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.

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

As disposições previstas na MP têm vigência a partir de 2015. A sua adoção antecipada para 2014 pode eliminar potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados com pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio efetivamente pagos até a data de publicação desta MP, bem como resultados de equivalência patrimonial.

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

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e tiveram sua adoção obrigatória para o período iniciado em 01/01/2013. Segue abaixo a avaliação da Companhia dos impactos das alterações destes procedimentos e interpretações:

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

- ✓ CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto - aprovado pela Deliberação CVM Nº 696, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovação do CFC em 25 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.
- ✓ CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados - aprovado pela Deliberação CVM Nº 695, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovação pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). A revisão desta norma engloba alterações como a remoção do mecanismo do corredor, o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano e esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações. Os impactos destas mudanças ensejaram o recálculo das receitas/despesas financeiras do ativo/passivo líquido de benefício pós-emprego do plano de Benefícios Previdenciários nº 2 – BD e correspondem a uma redução do ativo em R\$ 6.096 em 31/12/2012 e R\$ 2.821 em 1/1/2012.
- ✓ CPC 36 (R3) / IFRS 10 (IASB - BV 2012) - Demonstrações Consolidadas – aprovado pela Deliberação CVM Nº 698 de 2012 (Aprovação pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.
- ✓ CPC 44 - Demonstrações Combinadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 708, de 02 de maio de 2013. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.
- ✓ CPC 45 / IFRS 12 (IASB - BV 2012) - Divulgação de Participações em Outras Entidades- aprovado pela Deliberação CVM Nº 697, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 25 de janeiro de 2013) . A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.
- ✓ CPC 46/IFRS 13 - Mensuração do Valor Justo - aprovado pela Deliberação CVM Nº 699, de 20 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 25 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.
- ✓ OCPC 06 - Apresentação de Informações Financeiras Pro forma – aprovado pela Deliberação CVM Nº 709 de 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

Em relação aos três últimos exercícios sociais, não houveram ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 - Os diretores devem indicar e comentar 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 preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Essas estimativas são revistas de maneira contínua, utilizando como referência a experiência histórica e alterações relevantes de cenário que possam afetar a situação patrimonial e o resultado da Companhia nos itens aplicáveis.

Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa.

As principais estimativas e premissas relacionadas às Demonstrações Financeiras da Companhia referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- ✓ Bifurcação dos Bens da Concessão do Serviço Público – Ativo Financeiro Indenizável e Ativo Intangível

A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final do contrato de concessão, com direito de recebimento integral de indenização pelo poder concedente, sobre os investimentos ainda não amortizados e estimou o ativo financeiro indenizável oriundo da concessão, considerando os investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sendo tais montantes classificados como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. A parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor novo de reposição) classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação esta condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos clientes.

Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, a Companhia adotou a premissa de que será indenizada pelo valor novo de reposição contábil ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos que possuem cláusula de indenização prevista no contrato de concessão, norteado pela ICPC-01(IFRIC-12).

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas**✓ Contratos de Construção**

Em atendimento ao CPC 17 e ICPC 01, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura, considerando que no negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil não há margem nos serviços de construção.

Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, já que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na Base de Remuneração Regulatória da Sociedade. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária, a remuneração com margem diferente de zero, sobre os serviços de construção.

✓ Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado.

Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

✓ Provisões para riscos tributários, cíveis, regulatórios e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis, regulatórias e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

✓ Provisão para créditos de liquidação duvidosa

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

✓ Impostos Diferidos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época dos resultados tributáveis futuros. Dado a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada.

Imposto de renda diferido ativo é reconhecido na extensão em que seja provável que haja lucro tributável disponível para permitir a utilização dos referidos prejuízos. Julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto de renda diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

✓ Benefícios pós-emprego

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

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

10.6 - Com relação aos controles 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.

A Companhia utiliza a ferramenta SAP-GRC na gestão dos acessos ao sistema SAP R/3. Ela é composta dos módulos Compliance Calibrator, que realiza a simulação prévia dos riscos; Access Enforcer, que efetua a associação de perfil ao usuário, através de fluxo de aprovação de executivos; e Firefigther, que monitora os acessos 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 2013, 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.

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 - Caso o emissor tenha feito oferta publica de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Em 2011 a Companhia realizou captação de recursos no mercado internacional, por meio da emissão de notas no exterior (bonds em reais) no montante de R\$ 400 milhões, com vencimento em 27 de abril de 2016 e juros de 11,75%, para financiar seus planos de investimentos.

No ano de 2010 a Coelba realizou distribuição de valores mobiliários, sendo R\$ 80 milhões de reais através da 7ª emissão de debêntures, via instrução 476 com objetivo de equalização de caixa.

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

Não aplicável, pois não houve desvios relevantes.

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

Não aplicável, pois não houve desvios.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**10.8 - Os diretores devem descrever os 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. os 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, pois 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, pois não ocorreu recebíveis baixados.

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

Não aplicável, pois não foi celebrado contratos futuros de compra e venda de produtos ou serviços.

iv. contratos de construção não terminada

Não aplicável, pois não foi celebrado contratos de construção não terminada.

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não se aplica, pois não foi celebrado contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não se aplica, pois não ocorreram outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 - Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar:

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, pois a empresa não possui itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.