

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	22
10.2 - Resultado operacional e financeiro	40
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	50
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	51
10.5 - Políticas contábeis críticas	53
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	56
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	58
10.8 - Plano de Negócios	59
10.9 - Outros fatores com influência relevante	60

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

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

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

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

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

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

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

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

a) Risco de Variação Cambial

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

b) Risco de taxas de juros e índice de preços

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

c) Risco de liquidez

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

d) Risco de crédito

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

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

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

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

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

e) Risco de vencimento antecipado

O Grupo possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida, conforme previsto no item 10.1.f.iv, deste Formulário.

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

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

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

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

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

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

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

III. Estrutura Tributária e de Encargos Setoriais

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.2 - Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias e instrumentos, indicando:

a. riscos para os quais se busca proteção

O Grupo Neoenergia possui uma Política Financeira, aprovada pelo Conselho de Administração em 10/03/2005 e 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)

As controladas do Grupo possuem instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando swap dólar para CDI, 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.

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

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

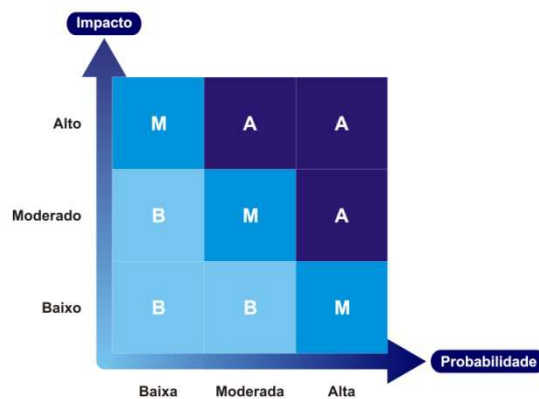
modelo permitiu o alinhamento das estratégias, a unificação dos processos e a obtenção de ganhos de escala.

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

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

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

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



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

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

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

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

Sistemas de Informação/Gestão:

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

Canais de Comunicação:

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

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

A auditoria interna é responsável por:

- 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;

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

- Verificar o cumprimento das políticas, normas, procedimentos, leis e regulamentos aplicáveis às empresas do Grupo, tendo como fundamento a observância aos princípios éticos;
- Validar a implantação das recomendações derivadas dos trabalhos de auditoria interna e externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia e os Conselhos Fiscais informados;
- Avaliar o atendimento pelas empresas do Grupo, às recomendações de melhorias nos procedimentos de controle interno emitidos pela da auditoria externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia informado;
- Avaliar as Práticas de Boa Governança Corporativa adotadas pelas empresas do Grupo; e
- Avaliar o cumprimento do Código de Ética nas empresas do Grupo.

A área de controles internos é responsável por:

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

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

- Analisar os incidentes de segurança ou não-conformidades, definindo recomendações para as áreas responsáveis;
- Analisar os requisitos de segurança em projetos, sistemas ou pacotes de software; e
- Atuar como consultoria interna de segurança da informação para todas as empresas do Grupo Neoenergia.

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

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

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

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

5.4 - Outras informações relevantes

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

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

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

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

Investment Grade

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



BRASIL

Data de Publicação: 31 de março de 2015

Comunicado à Imprensa

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

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

Resumo

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

Ações de Rating

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

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

Fundamentos

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

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

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

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

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

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

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

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

Liquidez

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

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

Principais fontes de liquidez:

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

Principais usos de liquidez:

- Saídas de capital de giro mínimas visto que as tarifas devem refletir de maneira mais eficaz os custos de energia. Apesar da previsão de taxas de inadimplência mais altas em 2015, esperamos que o grupo as controle;
- Capex de até R\$ 2,5 bilhões em 2015, sendo mais de 80% destinado ao segmento de distribuição de energia, e de R\$ 2,3 bilhões em 2016;
- Pagamentos de dividendos de R\$ 300 milhões em 2015 e 2016, em linha com a diretriz de política financeira do grupo de um payout entre 35%-50%, mediante os atuais índices de alavancagem.

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

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

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

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

Perspectiva

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

Cenário de rebaixamento

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

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

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

Cenário de elevação

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

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

Crítérios e Artigos Relacionados

Crítérios

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

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

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

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

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

Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Neoenenergia S.A.		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Moeda local longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Escala Nacional Brasil longo prazo	03 de dezembro de 2004	26 de junho de 2014

Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia de Eletroidade do Estado da Bahia - Coelba		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Moeda local longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Escala Nacional Brasil longo prazo	20 de julho de 2000	26 de junho de 2014

Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Moeda local longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Escala Nacional Brasil longo prazo	22 de março de 2000	26 de junho de 2014

Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia Energética de Pernambuco - Celpe		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Moeda local longo prazo	24 de março de 2010	26 de junho de 2014
Escala Nacional Brasil longo prazo	04 de maio de 2004	26 de junho de 2014

Informações regulatórias adicionais

Outros serviços fornecidos ao emissor

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

Atributos e limitações do rating de crédito

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

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

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

Fontes de informação

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

Aviso de ratings ao emissor

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

Frequência de revisão de atribuição de ratings

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

- Descrição Geral do Processo de Ratings de Crédito (seção de Revisão de Ratings de Crédito) <http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/pt/la/?articleType=PDF&assetID=1245338494985>
- Política de Monitoramento <http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/pt/la/?articleType=PDF&assetID=1245319078197>

Conflitos de interesse potenciais da S&P Ratings Services

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

Faixa limite de 5%

A S&P Brasil publica em seu Formulário de Referência apresentado em

http://www.standardandpoors.com/pt_LA/web/guest/regulatory/disclosures o nome das entidades responsáveis por mais de 5% de suas receitas anuais.

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

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

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

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

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

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

Austrália

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

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

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

10 - COMENTÁRIOS DOS DIRETORES

As informações contidas neste item 10 foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2014, 2013 e 2012. 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 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 2014, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP liberaram financiamentos de R\$ 249,5 milhões e R\$ 18,2 milhões, respectivamente, para a COELBA, referente aos investimentos realizados em 2012, 2013 e 2014.

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).

Em dezembro de 2014, a Companhia realizou duas captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, no montante total de US\$ 73 milhões junto ao Banco Itaú, com prazos de 3 anos, amortizações *bullet*, com custos de 3,1025% a.a., a serem pagos semestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial com custos de 111% do CDI.

Em 2014, a dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 3.607,5 milhões, 5% maior que em 2013 (R\$ 3.427,8 milhões), sendo que R\$ 5,9 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\$ 27 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 3,43 em 2013 para 3,16 em 2014. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2014 com R\$ 3.392,7 milhões, 17% acima dos R\$ 2.832,2 milhões registrados em 2013. O indicador Dívida Líquida/EBITDA em 2014 foi de 2,97 contra 2,84 realizado em 2013.

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,

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

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 2,38 em 2012 para 3,43 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 2,84 contra 2,97 realizado em 2012.

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

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

Estrutura de Capital	Valores em R\$ mil					
	Exercício social terminado em:					
	31/12/2014		31/12/2013 (Reapresentado)		31/12/2012 (Reapresentado)	
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%
Capital de Terceiros	5.547.427	67%	5.134.906	67%	4.967.745	71%
Capital Próprio - PL	2.787.365	33%	2.492.289	33%	2.015.221	29%

Fonte: DFP

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

i. hipóteses de resgate

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

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

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:		
	31/12/2014	31/12/2013 (Reapresentado)	31/12/2012 (Reapresentado)
EBITDA	1.143	998	1.171

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:		
	31/12/2014	31/12/2013 (Reapresentado)	31/12/2012 (Reapresentado)
Dívida Líquida Total / EBITDA	2,97	2,84	2,44

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.

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

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

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:

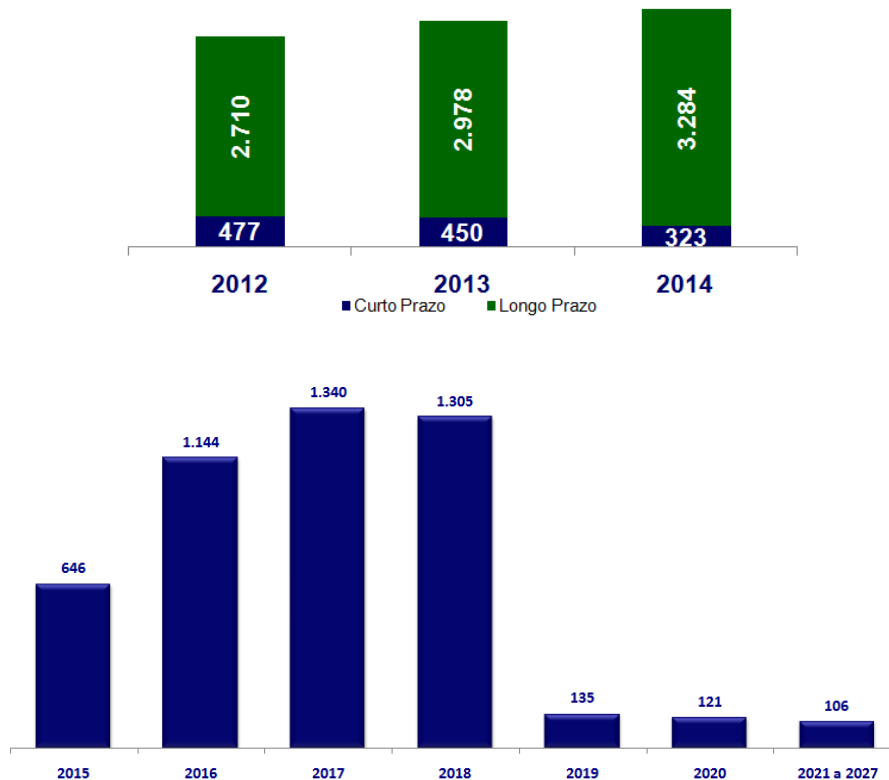
Valores em R\$ mil

Indicador	Exercício social terminado em:		
	31/12/2014	31/12/2013 (Reapresentado)	31/12/2012 (Reapresentado)
Passivo Circulante	1.687.914	1.660.100	1.667.188
Passivo não Circulante	3.859.513	3.474.806	3.300.557
Total	5.547.427	5.134.906	4.967.745
% Endividamento Curto Prazo	30,43%	32,33%	33,56%
% Endividamento Longo Prazo	69,57%	67,67%	66,44%

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:

Fonte	Finalidade	Juros	Assinatura	Vencimento	Moeda Contratada	Saldo da Dívida (R\$ Mil)		
						31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
TÍTULOS EXTERNOS	RENEGOCIAÇÃO DÍVIDA COM O SINDICATO EXTERNO	Libor 6M + 1,5% a.a.	30/12/2013	28/12/18	USD	347.123	281.146	283.257
BANK OF AMERICA 2012	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 1,70% a.a.	13/11/2012	14/06/18	USD	423.773	407.491	408.004
BANCO DE TOKYO 2012	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 0,80% a.a.	10/12/2012	14/06/18	USD	106.106	103.050	103.177
CITIBANK 2013	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 0,970% a.a.	03/12/2013	03/12/18	USD	231.125	222.053	-
JP MORGAN 2013	CAPITAL DE GIRO	2,94% a.a.	03/12/2013	17/12/18	USD	59.418	56.888	-
BANK OF AMERICA 2013	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 1,70% a.a.	05/12/2013	20/12/18	USD	24.132	22.937	-
ITAÚ 1	CAPITAL DE GIRO	3,1025% a.a.	16/12/2014	18/12/17	USD	103.758	-	-
ITAÚ 2	CAPITAL DE GIRO	3,1025% a.a.	17/12/2014	18/12/17	USD	103.710	-	-
BNB 2A DR / SA	PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	10,00% a.a.	27/06/2008	27/06/16	R\$	25.220	41.971	58.671
BNB 2B DR	PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	10,00% a.a.	22/08/2008	22/08/16	R\$	2.790	4.458	6.121
BNB 3 - LPT VI	PROGRAMA LUZ PARA TODOS 6ª TRANCHE	10,00% a.a.	09/09/2010	09/09/18	R\$	177.631	224.663	271.553
FINEP 2	PROJETO DE INOVAÇÃO	5,00% a.a.	14/10/2009	15/02/18	R\$	30.486	40.065	49.625
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\$	8.060	24.166	40.258
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\$	43.838	73.050	102.264
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\$	461.112	600.303	599.214
BNDES 6 FINEM 2013/2014	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	3 % a.a./TJLP+1,70% a.a./TJLP+2,70% a.a.	29/05/2013	17/04/23	R\$	530.687	-	-
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
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
7ª EMISSÃO DEBÊNTURES	CAPITAL DE GIRO	106,70% CDI	20/12/2010	12/01/13	R\$	-	-	83.310
BANCO DO BRASIL 1	CAPITAL DE GIRO	111,6% do CDI	23/03/2010	20/12/18	R\$	298.744	298.034	303.321
BANCO DO BRASIL 2	LIQUIDAÇÃO DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES - 2ª SÉRIE	108% do CDI	06/05/2010	18/11/21	R\$	101.396	10.000	128.934
BONDS BRL 2016	REESTRUTURAÇÃO DA DÍVIDA	11,75% a.a.	27/04/2011	27/04/16	R\$	407.079	406.213	405.348
TOTAL						3.486.187	2.919.706	3.044.280

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

Valores em R\$ Mil					
Credor	Denominação	Saldo devedor em 31/12/2014	Saldo devedor em 31/12/2013	Saldo devedor em 31/12/2012	Classificação
SUMITOMO, MIZUHO, TOKYO E BNP PARIBAS	TÍTULOS EXTERNOS	347.123	281.146	283.257	Garantia Quirografária
BANK OF AMERICA	BANK OF AMERICA 2012	423.773	407.491	408.004	Garantia Quirografária
TOKYO-MITSUBISHI	BANCO DE TOKYO 2012	106.106	103.050	103.177	Garantia Quirografária
CITIBANK	CITIBANK 2013	231.125	222.053	-	Garantia Quirografária
JP MORGAN	JP MORGAN 2013	59.418	56.888	-	Garantia Quirografária
BANK OF AMERICA	BANK OF AMERICA 2013	24.132	22.937	-	Garantia Quirografária
ITAÚ	ITAÚ 1	103.758	-	-	Garantia Quirografária
ITAÚ	ITAÚ 1	103.710	-	-	Garantia Quirografária
BNB	BNB 2A DR / SA	25.220	41.971	58.671	Garantia Real
BNB	BNB 2B DR	2.790	4.458	6.121	Garantia Real
BNB	BNB 3 - LPT VI	177.631	224.663	271.553	Garantia Real
FINEP	FINEP 2	30.486	40.065	49.625	Garantia Quirografária
FINEP	FINEP 3	25.146	10.890	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2009	8.060	24.166	40.258	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2010	43.838	73.050	102.264	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2011 / 2012	461.112	600.303	599.214	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 6 FINEM 2013/2014	530.687	280.281	-	Garantia Quirografária
ELETROBRÁS	ECF - LNC 2	1.697	5.771	10.224	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 1	1.813	2.958	4.216	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 2	4.787	6.477	8.341	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 3	5.596	7.122	8.810	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 4	29.068	35.287	42.213	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 5	29.118	34.170	39.800	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 6	16.831	19.168	23.884	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 7	49.218	54.097	42.168	Garantia Real
VOTORANTIM	3ª EMISSÃO DEBÊNTURES	-	24.012	43.315	Garantia Real
DEBENTURISTAS	6ª EMISSÃO DEBÊNTURES	-	79.206	157.908	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	7ª EMISSÃO DEBÊNTURES	-	-	83.310	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 1	298.744	298.034	303.321	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 2	101.396	100.000	128.934	Garantia Quirografária
BOND'S HOLDERS	BONDS BRL 2016	407.079	406.213	405.348	Garantia Quirografária
(c) Depósitos em Garantia		(41.934)	(38.140)	(36.743)	
OUTROS PASSIVOS		1.939.900	1.707.111	1.266.781	

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

Empresa	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
COELBA	BNDES e Aditivos	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	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.	2023
COELBA	FINEP	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	Não Há	Não há	Não há	Não obter financiamento ou praticar atos que, direta ou indiretamente, resultem em diminuição de sua capacidade de pagamento sem prévia e expressa autorização da FINEP, executados os atos ordinários de gestão.	Informar à FINEP todas as alterações realizadas no capital social e/ou estrutura societária, que possam influenciar no processo decisório da empresa, bem como aquelas que possam influenciar na capacidade de pagamento da Financiada, no prazo de 10 dias após o registro na Junta Comercial ou no Registro Civil de Pessoas Jurídicas competente.	2018
COELBA	ELETRÓBRÁS	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	Não há	Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.	Não há	Não assumir, sem expressa autorização da Eletrobrás, novos compromissos financeiros que, isolada ou conjuntamente, superem o equivalente a 5% de seu Ativo Fixo e/ou que elevem seu endividamento a nível superior a 66% do seu Ativo Fixo.	Não há	2024
COELBA	BB	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	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 Neoennergia, sem sua expressa concordância, considerando, outrossim, para os efeitos penais, todos os atos praticados que importarem violação das obrigações no referido financiamento.	2021
COELBA	BNB	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	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.	2018

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

Empresa	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
COELBA	Títulos Externos	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4	Restrição: Não pagar dividendos além do mínimo exigido por qualquer exigência da lei, em caso de inadimplência.	Não há	Restrição: Fazer qualquer empréstimo restrito, sem prévia aprovação da ANEEL e, em relação a quaisquer empréstimos restritos que, juntamente com todos os outros empréstimos restritos feitos após esta data, o valor acima de R\$ 30 milhões de reais no total sejam exigidos pelos credores.	Restrição: ocorrer qualquer mudança material no controle direto sobre a Companhia.	2018
			Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2					
COELBA	Bank of América 2012	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	Dívida Líquida/Ebitda < 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	2018
			Ebitda/ Resultado Financeiro > 2					
COELBA	Banco de Tokyo 2012	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	2018
			Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2					
COELBA	Emissão Bonds	31/12/2012, 31/12/2013 e 31/12/2014	Não há	Não há	Não há	Restrição: incorrer em uma nova dívida que não esteja enquadrada nas dívidas permitidas. Dívidas Permitidas: Rolagem de Dívida; Financiamentos (BNDES, FINEP, BNB) no volume de até US\$ 50 MM e 2,75% do ativo líquido tangível.	Restrição: Na ocorrência de uma mudança de controle que resulte em um declínio de <i>rating</i> , cada titular tem o direito de exigir que a Companhia recompre todo ou parte dos Valores Mobiliários.	2016
COELBA	Citibank 2013	31/12/2013 e 31/12/2014	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: ocorrer qualquer mudança material no controle direto sobre a Companhia.	2018
			Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2					
COELBA	JP Morgan 2013	31/12/2013 e 31/12/2014	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	2018
			Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2					
COELBA	Bank of América 2013	31/12/2013 e 31/12/2014	Dívida Líquida/Ebitda < 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	2018
			Ebitda/ Resultado Financeiro > 2					
COELBA	Itaú 1 e 2	31/12/2014	Não há	Não há	Não há	Não há	Se ocorrer qualquer mudança, transferência ou a cessão, direta ou indireta, do controle societário/acionário conforme art. 116 da Lei 6.404/77, ou a incorporação, fusão ou cisão da COELBA, sem a prévia e expressa anuência do Credor, ressalvadas as hipóteses em que a referida alteração ocorra dentro do grupo econômico da COELBA.	2018

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 2011/2012	712.848	97%
BNDES 5 FINEM 2013/2014	674.369	78%
ELETROBRAS 7ªT	61.028	90%
FINEP 2012	36.731	79%

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

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

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

ATIVO	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	206.588	-64%	2%	573.253	127%	8%	252.479	4%
Contas a receber de clientes e outros	1.056.561	29%	13%	817.883	-17%	11%	987.586	14%
Títulos e valores mobiliários	4.755	-78%	0%	22.094	-17%	0%	26.726	0%
Impostos e contribuições a recuperar	164.700	-4%	2%	171.603	41%	2%	121.871	2%
Estoques	13.061	5%	0%	12.462	-11%	0%	14.018	0%
Despesas pagas antecipadamente	12.370	-8%	0%	13.494	724%	0%	1.637	0%
Entidade de previdência privada		-100%		6.002	-40%	0%	9.952	0%
Serviços em curso	28.871	-12%	0%	32.878	-25%	0%	43.826	1%
Ativos financeiros setoriais	350.987	100%	4%					
Outros ativos circulantes	47.851	-1%	1%	48.328	54%	1%	31.391	0%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.885.744	11%	23%	1.697.997	14%	22%	1.489.486	21%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	59.411	-31%	1%	85.999	-36%	1%	133.441	2%
Títulos e valores mobiliários	3.528	1556%	0%	213	-100%	0%	50.169,00	0%
Impostos e contribuições a recuperar	56.018	-20%	1%	69.742	-8%	1%	75.407	1%
Impostos e contribuições diferidos	307.440	6%	4%	288.852	-32%	4%	425.719	6%
Coligadas e controladora				310	21%	0%	257	0%
Depósitos judiciais	285.045	40%	3%	203.955	11%	3%	183.748	3%
Entidade de previdência privada	6.440	-57%	0%	14.983	1%	0%	14.770	0%
Ativos financeiros setoriais	129.377	100%	2%					
Outros ativos não circulantes	2.325	-8%	0%	2.524	-12%	0%	2.855	0%
Outros investimentos	7.914	-5%	0%	8.323	-27%	0%	11.432	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	2.008.433	26%	24%	1.593.886	5%	21%	1.516.172	22%
Intangível	3.583.117	-2%	43%	3.666.472	19%	48%	3.079.510	44%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	6.449.048	9%	77%	5.935.259	8%	78%	5.493.480	78%
ATIVO TOTAL	8.334.792	9%	100%	7.633.256	9%	100%	6.982.966	100%

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	706.540	52%	8%	464.292	-16%	6%	555.511	8%
Empréstimos e financiamentos	323.226	-7%	4%	346.583	19%	5%	290.934	4%
Debêntures	-	-100%		103.218	-44%	1%	185.967	3%
Salários e encargos a pagar	58.922	18%	1%	50.056	3%	1%	48.395	1%
Taxas regulamentares	15.085	-52%	0%	31.599	-47%	0%	59.199	1%
Impostos e contribuições a recolher	124.000	-9%	1%	136.303	-39%	2%	221.768	3%
Dividendos e juros sobre capital próprio	221.168	93%	3%	114.778	-32%	2%	167.595	2%
Provisões	25.545	-25%	0%	33.978	42%	0%	23.899	0%
Obrigações de Benefícios Pós-Emprego	16.305	100%	0%					
Outros passivos circulantes	197.123	-49%	2%	385.448	238%	5%	113.920	2%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.687.914	1,3%	20%	1.666.255	-0,1%	22%	1.667.188	24%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	43.100	-16%	1%	51.177	87%	1%	27.397	0%
Empréstimos e financiamentos	3.284.301	10%	39%	2.977.995	14%	39%	2.611.726	37%
Debêntures							98.566	1%
Taxas regulamentares	16.053	487%	0%	2.736	154%	0%	1.078	0%
Impostos e contribuições a recolher	4.316	-73%	0%	15.860	13%	0%	14.034	0%
Provisões	192.680	16%		166.689	18%	2%	140.824	2%
Obrigações com benefícios pós-emprego	298.617	23%	2%	242.246	-32%	3%	358.776	5%
Coligadas e controladora							89	0%
Recursos destinados a aumento de capital	2.402		4%	2.402		0%	2.402	0%
Outros passivos não circulantes	18.044	16%	0%	15.607	-66%	0%	45.665	1%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	3.859.513	11,1%	46%	3.474.712	5,3%	46%	3.300.557	0,47266
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	542.163		7%	542.163		7%	542.163	8%
Reservas de capital	698.050		8%	698.050		9%	698.050	10%
Reservas de lucros	1.569.851	28%	19%	1.230.353	45%	16%	848.442	12%
Outros resultados abrangentes	(22.699)	-204%	0%	21.723	-128%	0%	(76.825)	-1%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais							3.391	0%
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.787.365	12%	33%	2.492.289	24%	33%	2.015.221	29%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	8.334.792	9%	100%	7.633.256	9%	100%	6.982.966	100%

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

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 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 206,6 milhões, R\$ 573,3 milhões e R\$ 252,5 milhões, respectivamente. As variações de -64% em 2014 e 127% em 2013 são explicadas principalmente por: em 2014 observou-se uma redução da ordem de 64% no saldo de caixa e equivalentes de caixa em relação a 2013. Esse movimento decorre principalmente da redução da geração de caixa no ano em 44%, parcialmente compensada pelos repasses de CDE que minimizaram os impactos dos custos de energia e menores dividendos e juros sobre capital próprio pagos.

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.

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 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 1.116,0 milhões, R\$ 903,9 milhões e R\$ 1.121,0 milhões, respectivamente. O aumento de 23,5% em 2014 e redução de 19,4% em 2013 é explicado, principalmente, por: (i) reajuste tarifário médio positivo de 14,86% em abril de 2014 e (ii) aumento da variação da subvenção / subsídios governamentais previsto na resolução homologatória 1.714/2014 a ser repassado pela Eletrobrás (o saldo a receber em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 150,3 milhões).

Títulos e Valores Mobiliários

Os saldos da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 eram de R\$ 8,2 milhões, R\$ 22,3 milhões e R\$ 76,9 milhões, respectivamente. As variações de -62,9% em 2014 e -71% em 2013 são explicadas principalmente por: em 2014 (i) devido principalmente ao resgate do saldo total dos recursos do programa Luz para Todos 7ª tranche no montante de R\$ 11,6 milhões e em 2013: (i) devido principalmente pelo resgate dos recursos do programa Luz para Todos 7ª tranche no montante líquido de R\$ 32,2 milhões e (ii) liberação de garantias de contratos de energia aplicadas em Fundos e CDB no montante líquido de R\$19,6 milhões.

Ativos Financeiros Setoriais

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou junto à ANEEL, o V Aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica, com a inclusão de cláusula específica que alterou a natureza dos

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

ativos e passivos regulatórios, tornando-os instrumentos financeiros. Desta forma, passou a ser requerido o reconhecimento contábil dos ativos e passivos financeiros setoriais e alterando a avaliação quanto à probabilidade de entrada e saída de recursos que incorporem benefícios econômicos, qualificando-os para reconhecimento nas demonstrações financeiras. O saldo da conta de ativos financeiros setoriais em 31 de dezembro de 2014 foi de R\$ 480,4 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 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 2.008,4 milhões, R\$ 1.593,9 milhões e R\$ 1.516,2 milhões, respectivamente. O incremento de 26% em 2014 e 5% em 2013 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão.

Ativo Intangível

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 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 3.583,1 milhões, R\$ 3.666,5 milhões e R\$ 3.079,5, respectivamente. A redução foi de -2% em 2014 e é justificada pela redução dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Passivo Circulante e Não Circulante****Fornecedores**

O saldo da conta de fornecedores em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 749,6 milhões, R\$ 515,5 milhões e R\$ 582,9 milhões, respectivamente. O incremento de 45,4% em 2014 é justificado, principalmente, pelo aumento significativo nos preços de compra de energia elétrica para revenda onerando as faturas de fornecedores de energia.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 3.607,5 milhões, 5,2% maior em 2013 (R\$ 3.427,8 milhões) e 3,19% maior em 2012 (R\$ 3.187,2 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\$ 249.534 em 2014 para financiamento de investimentos realizados em 2013 e 2014, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 13.2.0294.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013, julho e dezembro de 2014.

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – A Companhia recebeu R\$ 18.199 em 2014 para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em fevereiro de 2012.

Em dezembro de 2014, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4.131, no montante de US\$ 73,127, equivalente a R\$ 200.000, junto ao Itaú Unibanco S.A., com vencimento em 18 de dezembro de 2017, amortizações bullet, com custos de 3,1025% a.a., a serem pagos semestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial, com custo de 111% do CDI.

Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)

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

DRE	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AV%
RECEITA BRUTA	7.531.551	12,8%	136%	6.677.437	-17%	136%	8.033.105	138%
(-) Deduções da receita bruta	(1.987.360)	12,1%	-36%	(1.773.633)	-20%	-36%	(2.219.491)	-38%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.544.191	13,1%	100%	4.903.804	-16%	100%	5.813.614	100%
Custo do serviço	(4.101.088)	15,7%	-74%	(3.545.968)	-15%	-72%	(4.151.685)	-71%
LUCRO BRUTO	1.443.103	6,3%	26%	1.357.836	-18%	28%	1.661.929	29%
Despesas com vendas	(372.000)	4,4%	-7%	(356.390)	-26%	-7%	(478.442)	-8%
Despesas gerais e administrativas	(247.169)	-12,2%	-4%	(281.479)	9%	-6%	(257.601)	-4%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	823.934	14,4%	15%	719.967	-22%	15%	925.886	16%
Resultado financeiro	(311.663)	135,3%	-6%	(132.428)	-17%	-3%	(159.683)	-3%
Receita financeira	799.078	23,2%	14%	648.734	79%	13%	362.642	6%
Despesa financeira	(1.110.741)	42,2%	-20%	(781.162)	50%	-16%	(522.325)	-9%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	512.271	-12,8%	9%	587.539	-23%	12%	766.203	13%
Imposto de renda e contribuição social	(53.004)	-42,6%	-1%	(92.410)	-10%	-2%	(103.197)	-2%
Corrente	(112.331)	4,4%	-2%	(107.593)	-57%	-2%	(249.104)	-5%
Diferido	12.389	-117,9%	0%	(69.153)	-235%	-1%	51.067	1%
Incentivo SUDENE	63.621	-37,2%	1%	101.284	-10%	2%	113.058	2%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(16.683)	-1,6%	0%	(16.948)	-7%	0%	(18.218)	0%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	459.267	-7,2%	8,3%	495.129	-25,3%	10,1%	663.006	11,4%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								
Ordinária	2,37			2,55			3,41	
Preferencial A	2,37			2,55			3,41	
Preferencial B	2,60			2,81			3,75	

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2014, 2013 e 2012 foi de R\$ 7.531,6 milhões, R\$ 6.677,4 milhões e R\$ 8.033,1 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AV%
Fornecimento de Energia	2.917.964	35%	39%	2.169.314	-18%	32%	2.635.296	33%
Receita de operação e manutenção	2.501.250	33%	33%	1.882.022	-20%	28%	2.339.996	29%
Remuneração financeira wacc	416.714	45%	6%	287.292	-3%	4%	295.300	4%
Disponibilidade da rede elétrica	3.502.553	-2%	634%	3.590.341	-12%	54%	4.075.798	51%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE		-100%	0%	2	-100%	0%	74.675	1%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	3.502.553	-2%	47%	3.590.341	-12%	54%	4.075.798	51%
Receita de operação e manutenção	3.493.699	-2%	46%	3.583.136	-12%	54%	4.067.517	51%
Remuneração financeira wacc	8.854	23%	0%	7.205	-13%	0%	8.281	0%
Ativos e passivos financeiros setoriais	479.672	100%	6%	-	0%	0%	-	0%
Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão	552.095	-34%	7%	832.873	-29%	12%	1.166.645	15%
Outras Receitas	79.267	-7%	1%	84.907	5%	1%	80.691	1%
Total	7.531.551	12,8%	100%	6.677.437	-16,9%	100%	8.033.105	100%

A Receita Operacional Bruta da COELBA alcançou em 2014 R\$ 7.532 milhões, um aumento de 12,8%, equivalente a R\$ 854 milhões em relação ao ano de 2013 (R\$ 6.677 milhões). Esse aumento é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores, destacados abaixo:

✓ **Fornecimento de Energia Elétrica no Mercado Cativo Aumentou seu volume em 4,58%**

Este incremento está associado, principalmente ao aumento da tarifa de energia, através da Resolução Homologatória nº 1.714 de 15 de Abril de 2014, em 14,86% dos quais 10,76% **correspondem** ao reajuste tarifário econômico e 4,10% aos componentes financeiros pertinentes. As tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2014 com vigência até 21 de abril de 2015;

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

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 2014, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 667 milhões.

✓ **Contabilização dos ativos e passivos setoriais**

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou o V Aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica, com a inclusão de cláusula específica que permite o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios como instrumentos financeiros e alterando a avaliação quanto à probabilidade de entrada e saída de recursos que incorporem benefícios econômicos, qualificando-os para reconhecimento nas demonstrações financeiras;

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

Excluindo-se o efeito da Receita de Construção – ICPC01*, a receita operacional bruta da Companhia, em 2014, alcançou o montante de R\$ 6.979 milhões, o que representa um aumento de 19,4% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 5.845 milhões (R\$ 1.135 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 um aumento de 12,1% em relação ao ano anterior, alcançando R\$ 1.987 milhões em 2014 contra R\$ 1.774 milhões no ano de 2013, (R\$ 213 milhões), (R\$ 2.219 milhões em 2012, redução de 20,1%). Esse aumento é o efeito das seguintes variações:

- ✓ Aumento de ICMS no montante de R\$ 135.040, equivalente a 11,91%, em decorrência, principalmente do:

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

(i) aumento da receita bruta de vendas, base do imposto;

(ii) contabilização do ICMS CDE no valor de R\$ 24.324, incidente sobre os consumidores irrigantes, aquicultores, serviços públicos de água, esgoto e saneamento, cooperativas de eletrificação rural;

✓ Redução de 1,36% equivalente a R\$ 1.001 milhões.

A redução mencionada se deve a não realização do encargo da quota de reserva global de - RGR em função da sua extinção através da lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 e Despacho Aneel nº 34 de 10 de janeiro de 2013 e a extinção através da lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 do encargo Conta Consumo de combustível – CCC complementada pela Resolução Homologatória da Aneel nº 1429, de 24 de janeiro de 2013.

Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica

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

	Valores em R\$ mil						
	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)
Pessoal e Administradores	(324.957)	17%	8%	(276.658)	14%	7%	(242.036)
Material	(22.980)	-19%	1%	(28.471)	56%	1%	(18.211)
Serviços de terceiros	(497.945)	4%	12%	(477.123)	1%	11%	(474.427)
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(6.991)	-27%	0%	(9.577)	5%	0%	(9.122)
Energia elétrica comprada para revenda	(2.796.741)	45%	67%	(1.928.318)	-11%	46%	(2.177.823)
Encargos de uso do sistema transmissão	(103.055)	-52%	2%	(213.825)	-36%	5%	(336.383)
Amortização	(318.820)	14%	8%	(278.498)	13%	7%	(245.449)
Arrendamentos e alugueis	(5.928)	10%	0%	(5.374)	10%	0%	(4.871)
Tributos	(9.149)	129%	0%	(3.995)	17%	0%	(3.426)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(40.844)	-22%	1%	(52.379)	-68%	1%	(162.597)
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(552.095)	-34%	13%	(832.873)	-29%	20%	(1.166.645)
Outros	(40.752)	-47%	1%	(76.746)	64%	2%	(46.738)
Total custos / despesas	(4.720.257)	12,8%	100%	(4.183.837)	-14,4%	100%	(4.887.728)

Pessoal e Administradores

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

	Valores em R\$ mil						
	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)
Remunerações	(152.844)	12%	55%	(136.822)	2%	49%	(133.565)
Encargos sociais	(68.896)	2%	25%	(67.357)	3%	24%	(65.511)
Entidade de Previdência Privada	(11.225)	13%	4%	(9.972)	36%	4%	(7.347)
Auxílio alimentação	(17.253)	10%	6%	(15.737)	16%	6%	(13.531)
Convênio assistencial e outros benefícios	(10.031)	61%	4%	(6.247)	13%	2%	(5.535)
Rescisões	(12.630)	-12%	5%	(14.286)	-13%	5%	(16.327)
Férias e 13º salário	(40.836)	27%	15%	(32.166)	-6%	12%	(34.200)
Plano de saúde	(21.271)	81%	8%	(11.744)	74%	4%	(6.757)
Contencioso trabalhista	(10.012)	-42%	4%	(17.326)	-5%	6%	(18.151)
Participação nos resultados	(35.482)	68%	13%	(21.105)	-31%	8%	(30.516)
Encerramento de ordem em curso	(2.012)	-30%	1%	(2.875)	-31%	1%	(4.159)
(-) Transferências para ordens	57.535	-2%	-21%	58.979	-37%	-21%	93.563
Total	(324.957)	17,5%	100%	(276.658)	14,3%	100%	(242.036)

As variações identificadas na rubrica de despesas com pessoal estão impactadas pelos seguintes fatores: (i) reajustes salariais de 6,99% e 6,63%, oriundos, respectivamente, do acordo coletivo de trabalho de novembro de 2014 e 2013; (ii) realização de acordos e condenações judiciais, decorrente de maior volume de processos judiciais finalizados; (iii) pagamento da Participação nos Resultados (PLR) e Remuneração Variável (RV)/Encargos em Abril/2014, referente ao acordo coletivo de 2013 e

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

(iv) variação no número de empregados: 2014 – 2.517, 2013 – 2.489 empregados e 2012 – 2.516 empregados.

Serviços de Terceiros

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram de R\$ 497,9 milhões, R\$ 477,1 milhões e R\$ 474,4 milhões, respectivamente. O aumento de 4% quando comparado com 2013 é resultado principalmente de: (i) do aumento dos gastos com manutenção de linha viva e processamento de dados; e (ii) aumento no quantitativo de leitura de medidores e entrega de contas,

Taxa de Fiscalização de Serviços – TFSSE

As despesas com a Taxa de Fiscalização de Serviços – TFSSE nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, R\$ 6.991 milhões, 9.577 milhões e 9.122 milhões. A redução de -27% entre 2014 e 2013 foi beneficiada pela diminuição da obrigação mensal de repasse estabelecido através do Despacho ANEEL 676, de 21 de Março de 2014.

Energia elétrica comprada para revenda

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, de R\$ 2.796,7 milhões, R\$ 1.928,3 milhões e R\$ 2.177,8 milhões. A variação na comparação entre os períodos de 45% e -11%, respectivamente em 2014 e 2013, quando comparado com o ano anterior, é explicado principalmente por: Incremento de 4,58% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) em relação a 2013; Reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA; 75% dos contratos são CCEARs); Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada; Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais; e maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de desconstrução involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e/ou por projetos térmicos postergados ou cancelados;

.Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, de R\$ 103,1 milhões, R\$ 213,8 milhões e R\$ 336,4 milhões. A variação na comparação entre os períodos de -52%% e -36%, respectivamente em 2014 e 2013 é devido principalmente ao efeito da reclassificação da Receita da CONER do grupo de Energia Elétrica comprada para revenda para encargo de Uso da Rede Elétrica conforme Despacho nº 4.786 de 11/12/2014.

Amortização

As despesas com amortização nos anos de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, de R\$ 318,8 milhões, R\$ 278,5 milhões e R\$ 245,4 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 14% e 13%, respectivamente em 2014 e 2013, é devido principalmente ao crescimento dos investimentos

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

(volume de encerramento/unitização de obras ocorridas no período (em Dez/14 as unitizações atingiram o patamar de R\$ 242,5 milhões).

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

As despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa nos exercícios de 2014, 2013 e 2012 foram, respectivamente, de R\$ 40,8 milhões, R\$ 52,4 milhões e R\$ 162,6 milhões. As variações entre os períodos, de -22% e -68% quando comparados com os exercícios anteriores são justificados em decorrência da política de cobrança adotada com foco na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento, no aumento das inclusões em órgãos restritivos de proteção ao crédito (SPC e SERASA) e no aumento do volume das operações de cobranças através de empresas especializadas..

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 2014, 2013 e 2012, 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							
	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012 (Reapresentado)	AV%
Receita Financeira								
Renda de aplicações financeiras	30.559	36%	5%	22.389	22%	3%	18.330	5%
Juros, comissões e acréscimo moratório	78.373	3%	12%	75.802	-4%	12%	78.785	22%
Variação monetária	150.006	15%	23%	130.945	195%	20%	44.436	12%
Variação cambial	153.320	47%	24%	104.161	116%	16%	48.217	13%
Operações Swap	307.481	33%	47%	230.809	234%	36%	69.086	19%
Receita Financeira da Concessão	45.937	-34%	7%	69.217		11%	88.474	
Outras receitas financeiras	33.402	198%	7%	15.411	352%	2%	15.314	4%
Total	799.078	23,2%	100%	648.734	78,9%	100%	362.642	100%
Despesa Financeira								
Encargos de dívida	(193.967)	5%	25%	(185.529)	-3%	24%	(190.818)	37%
Variação monetária	(242.731)	83%	31%	(132.682)	101%	17%	(66.004)	13%
Variação cambial	(315.191)	38%	40%	(228.282)	246%	29%	(65.920)	13%
Operações Swap	(264.927)	60%	34%	(165.871)	110%	21%	(79.088)	15%
Multas regulatórias	(49.461)	99%	6%	(24.794)	-51%	3%	(50.489)	10%
Perda acréscimo moratórios	(4.925)	43%	1%	(3.451)	34%	0%	(2.576)	0%
Benefícios Pós Empregos	(26.704)	-20%	3%	(33.178)		4%	(25.101)	
Outras despesas financeiras	(12.835)	74%	2%	(7.375)	-83%	1%	(42.329)	8%
Total	(1.110.741)	42,2%	100%	(781.162)	49,6%	100%	(522.325)	100%
Resultado Financeiro Líquido	(311.663)	135,3%		(132.428)	-17,1%		(159.683)	100%

O resultado financeiro líquido, negativo, da Companhia foi de R\$ 311,7 milhões em 2014, R\$ 139,4 milhões em 2013 e R\$ 159,7 milhões em 2012. Essas variações decorrem principalmente: (a) Incremento na renda de aplicações financeiras, justificado pelo aumento da taxa de juros (CDI) vinculada às aplicações (CDI 10,77% em 2014 versus CDI 8,02% em 2013) e saldo médio de caixa superior em comparação ao período anterior; (b) Incremento de encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidas), justificado por: (b.1) aumento dos encargos de dívidas em função do

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

crescimento no nível de endividamento da companhia e aumento do CDI em 34% em relação a 2013; (b.2) aumento das despesas de juros em moeda estrangeira impactada por novos ingressos de recursos do Citi, Bofa e JP Morgan em dez/2013; (b.3) impacto decorrente da Marcação a Mercado da dívida e swap, motivado pela mudança da sua metodologia de cálculo; (b.4) atualização financeira do Contrato de Cessão de Crédito Neoenergia; (b.5) Fee referente a captações e renegociações de contratos; e (b.6) Juros pagamento cartão de crédito; (c) Redução na atualização financeira do ativo indenizável da concessão decorrente basicamente da menor realização do IGPM no ano; (d) Outras receitas financeiras estão impactando positivamente por: (d.1) crescimento da atualização monetária de depósitos judiciais; (d.2) atualização de créditos de IR (Saldo Negativo dos exercícios de 2009 a 2012) e retificação da DIPJ dos exercícios de 2011 a 2013; (d.3) superávit atuarial do plano previdenciário BD; (e) Outras despesas financeiras estão impactando negativamente por: (e.1) incremento de perda sobre acréscimos moratórios de faturas de energia; e (e.2) aumento das penalidades por descumprimento de prazo de ligações, interrupções e frequências no fornecimento de energia elétrica.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2014 foi de R\$ 459,3 milhões, 2013 R\$ 495,1 milhões e 2012 foi de R\$ 663,0 milhões, representando uma redução de -7,2% em 2014 e de -25,3% em 2013, 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**

Componentes da Receita Bruta (Valores em R\$ Mil)	Exercício social terminado em:				
	31/12/2014	%	31/12/2013	%	31/12/2012 (Reapresentado)
Fornecimento Faturado de Energia Elétrica	5.733.208	10,50%	5.188.442	-15,25%	6.122.274
Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica	35.274	-246,07%	-24.149	-131,93%	75.620
(-) Transferência para atividade de distribuição	-3.365.077	-2,55%	-3.453.011	-11,30%	-3.892.915
Disponibilização do sistema de distribuição	3.502.553		3.590.341		4.075.798
Subvenção à tarifa social baixa renda	514.559	77,28%	290.252	-12,13%	330.317
Receita de Construção	552.095	-33,71%	832.873	-28,61%	1.166.645
Ativos Financeiros Setoriais Líquidos	479.672	-	0	-	0
Outras receitas operacionais	79.267	-76,23%	333.522	114,67%	155.366
Total	7.531.551	11,44%	6.758.270	-15,87%	8.033.105

A receita da Companhia é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia elétrica dos consumidores da área de concessão, somando R\$ 5.733 milhões em 2014 (R\$ 5.188 milhões em 2013 e R\$ 6.122 milhões em 2012), e essa receita sofre influência de dois fatores diretamente dependentes do desempenho da economia, o consumo e a demanda de energia elétrica na área de concessão e as tarifas de energia elétrica.

O consumo de energia apresenta forte correlação com a atividade econômica, produção industrial, nível de renda e disponibilidade de crédito e condições climáticas (principalmente no caso de temperaturas elevadas) e a tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL através dos reajustes e revisões tarifárias, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas pode afetar a receita da Companhia. Os mecanismos de reajustes e revisões das tarifas consideram variáveis macroeconômicas, principalmente a inflação, medida pelos índices IGP-M e IPCA.

Em 2014 os resultados da Companhia foram impactados ainda pela contabilização dos ativos e passivos financeiros setoriais, no montante de R\$ 480 milhões. O reconhecimento dessa receita só foi possível a partir da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão emitido pela ANEEL, onde o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão, eliminando eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais**

Valores em Reais Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2014	%	31/12/2013	%	31/12/2012 (Reapresentado)
Receita Bruta	7.531.551	11,44%	6.758.270	-15,87%	8.033.105
Deduções da Receita Bruta	-1.987.360	12,05%	-1.773.633	-20,09%	-2.219.491
Receita Líquida	5.544.191	11,23%	4.984.637	-14,26%	5.813.614
Custos e Despesas Operacionais	-4.720.257	10,68%	-4.264.670	-12,75%	-4.887.728
Pessoal e Administradores	-324.956	17,46%	-276.658	14,30%	-242.036
Material	-22.980	-19,29%	-28.471	56,34%	-18.211
Serviço de Terceiros	-497.945	4,36%	-477.123	0,57%	-474.427
Energia Elétrica Comprada	-2.796.741	38,42%	-2.020.492	-7,22%	-2.177.823
Encargos Uso Sistema de Transmissão	-103.055	-49,10%	-202.484	-39,81%	-336.383
Amortização	-318.820	14,48%	-278.498	13,46%	-245.449
Provisões Líquidas	-9.344	30,08%	-7.183	-90,94%	-79.318
Despesa de Construção	-552.095	-33,71%	-832.873	-28,61%	-1.166.645
Outras Despesas	-94.321	-33,05%	-140.888	-4,44%	-147.436
Resultado do Serviço	823.934	14,44%	719.967	-22,24%	925.886

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2014:

- Reajuste médio das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 14,86% em 22 de abril de 2014, homologada pela Resolução ANEEL nº 1.714, de 15/04/2014, aplicada a partir de 22 de abril de 2014, sendo 10,76% referentes ao reajuste tarifário anual econômico e 4,10% relativos aos componentes financeiros.
- Elevação dos custos de compra de energia em função das condições desfavoráveis de geração hidrelétrica no Brasil, o que implicou em elevados volumes de geração térmica, acarretando custos médios acima da cobertura tarifária, além do atraso do início de operações de algumas usinas, o que implicou em exposições ao mercado de curto prazo ao preço de liquidação (PLD). Mas, para as concessionárias de distribuição, conforme legislação do setor, existe a CVA-Conta de Compensação de Valores da Parcela A, estabelecida pela Portaria Interministerial nº 025/2002, através da qual os custos incorridos acima da cobertura tarifária são registrados para recuperação nos processos tarifários subsequentes. Além disso, em 2014, foi criada a CONTA-ACR pelo Decreto 8221/14, através da qual a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE, na qualidade de gestora, contratou operações de créditos para assegurar repasse dos custos incorridos pelas distribuidoras com exposições involuntárias e geração térmica por disponibilidade acima da cobertura tarifária, conforme valores homologados pela ANEEL, o que representou em 2014 ingressos para a COELBA de R\$ 666,7 milhões, permitindo uma melhor condição da gestão financeira. No entanto, as operações de créditos efetuadas pela CCEE não foram suficientes para atender a necessidade de todo

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

o setor elétrico, tendo sido apurado pela ANEEL valores de R\$ 245,6 milhões, conforme despachos nº 048/15 e 182/15, relativos às competências de nov/14 e dez/14, os quais não foram repassados para a COELBA, ficando dependentes de nova operação de crédito, motivo pelo qual a liquidação financeira desses meses foram postergadas pelos referidos despachos até 31/3/2015.

- Incremento na despesa com pessoal e administradores devido, principalmente ao reajuste salarial de 6,63% a partir de jan/14 e 6,99% a partir da negociação do ACT 2014/2015 em out/14 com impacto nas rubricas de remuneração, provisão de 13º, férias e encargos, e ao pagamento a maior da Participação nos Resultados (PLR) e Remuneração Variável (RV) em função dos resultados alcançados em 2013.
- Crescimento da despesa com amortização em 14,48% devido basicamente a uma maior base de cálculo em face aos investimentos ocorridos entre os períodos comparativos.

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.
- 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:

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

- 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.

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.

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.

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

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 2014, 2013 e 2012.

Em 2014:

Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.714 de 15 de abril de 2014, fixou em 14,86% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, com vigência a partir de 22 de abril de 2014, sendo 10,76% relativos ao reajuste tarifário anual e 4,10% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 15,35%, sendo de 15,00% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 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, tiveram aumento de 16,04%, em média.

CDE Subsídios Tarifários

Conforme a Lei 12.783/13, regulamentada pelo Decreto 7891/2013, foi atribuída à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de suas finalidades originais, o custeio de vários dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, os quais foram retirados da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Extraordinária de 2013. Para as competências de jan/14 a dez/14, foram homologados pela ANEEL, conforme Resoluções Homologatórias nº 1.511/13 e 1.714/14 repasses no total de R\$ 211,9 milhões, dos quais já foram recebidos R\$ 116 milhões com atrasos decorrentes de falta de recursos da CDE. Espera-se que os repasses sejam regularizados em 2015, com as novas quotas do Encargo setorial da CDE que serão estabelecidas pela ANEEL.

Aditivo Contrato de Concessão

Por meio do Despacho nº 4621, de 25 de novembro de 2014, a ANEEL aprovou modelo de termo aditivo aos contratos de concessão das empresas de distribuição, para inclusão de cláusula específica, de forma a reconhecer que serão considerados, para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros

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

a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária.

Nesses termos, a COELBA e ANEEL assinaram o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 010/1997, em 10 de dezembro de 2014.

Bandeiras Tarifárias

Conforme Resolução Normativa nº 547/2013, alterada pela Resolução 616/2014, e 593/13, foram estabelecidas as bandeiras tarifárias (verde, amarela e vermelha), que constituem sinais tarifários que vão indicar e refletir melhor na conta dos consumidores os atuais custos de geração, de acordo com a variação do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema (ESS).

Em 2014, foi realizado ano teste, no qual foram informadas, mensalmente, nas contas as bandeiras que seriam vigentes e os custos correspondentes. A partir de 01 de janeiro de 2015, as bandeiras passam a vigorar efetivamente.

A ANEEL divulgará mês a mês as bandeiras que estariam em funcionamento. Atualmente, para o consumo de 100 kWh, a bandeira vermelha teria um acréscimo de R\$ 3,00, a amarela de R\$ 1,50 e para a verde não haveria nenhum valor adicional.

Em 2013 nossas tarifas de energia elétrica foram impactadas pelo reajuste tarifário anual, pela revisão tarifária da Companhia que ocorre a cada 5 anos e pela revisão tarifária extraordinária. A revisão tarifária extraordinária foi regulamentada pelo Decreto nº 7805/2012, a Medida Provisória nº 579/2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013) dispôs sobre a renovação das concessões de transmissão, de geração e de distribuição de energia elétrica, redução de encargos setoriais e a modicidade tarifária decorrente de tais ações. O Decreto definiu a data limite de 05 de fevereiro de 2013 para realização da Revisão Tarifária Extraordinária para calcular as novas tarifas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes dos efeitos da Medida Provisória. Essa revisão tarifária extraordinária entrou em vigor em 24 de janeiro de 2013 e resultou na redução média para os consumidores de -20,0% nas tarifas da COELBA.

A revisão tarifária periódica e o reajuste anual foram homologados pela ANEEL através da Resolução nº 1.511, de 16 de abril de 2013, que aprovou o índice médio da 3ª revisão tarifária da COELBA em -6,01%, sendo -5,91% relativo à parcela econômica e -0,2% relativo aos componentes financeiros, aplicados a partir de 22 de abril de 2013, conforme previsto no contrato de concessão.

No Reajuste tarifário de 2012 a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.282 de 17 de abril de 2012, fixou em 10,73% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com vigência a partir de 22 de abril de 2012, sendo 7,53% relativos ao reajuste tarifário anual e 3,19% aos componentes financeiros.

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 pela inflação e pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada.

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

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 2012 a 2014. 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 2014: 15,35%
- Em 22 de abril de 2013: - 7,92% (negativo, ano de revisão tarifária)
- Em 22 de abril de 2012: 10,73%

✓ 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, com o objetivo de reduzir as tarifas de energia aos consumidores finais e definir as regras para a renovação das concessões dos agentes do setor elétrico brasileiro, o Governo Federal editou, em setembro de 2012, a Medida Provisória 579, que posteriormente foi transformada na Lei 12.783/13, em janeiro de 2013. Como consequência da referida Lei, o Governo promoveu uma redução estrutural de 20%, em média, nas tarifas de energia das distribuidoras, que culminou com a redução da cobertura contratual das distribuidoras, provocado pelo vencimento dos contratos com as

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

geradoras que não aderiam à proposta de renovação das concessões, conforme condições estabelecidas na MP 579, pois a energia produzida por estas geradoras não fez parte do sistema de cotas.

Ao longo de 2013 alguns Leilões de Energia Existente foram promovidos na tentativa de reduzir a descontratação das distribuidoras, no entanto, o resultado desses leilões foi aquém do esperado: no primeiro leilão, não houve negociação e no segundo, no final do ano, a contratação representou apenas cerca de 40% da necessidade das distribuidoras.

No início do ano de 2014 a subcontratação das distribuidoras foi ampliada em virtude do vencimento de contratos de energia existente ao final de 2013. Com o intuito de mitigar essa exposição contratual a ANEEL promoveu em abril o 13º Leilão de Energia Existente (Leilão A de 2014), cujo início do período de fornecimento se daria no mesmo ano. O total de energia contratada neste primeiro leilão de 2014 foi de 2.046 MW médios, a um preço médio de R\$ 268,33/MWh. Em 05.12.2014 foi realizado outro Leilão de Energia Existente (Leilão A-1 de 2014), com entrega para janeiro de 2015, que teve como atendimento prioritário o montante de reposição declarado pelas distribuidoras, tendo como resultado a frustração de 46% do Montante de Reposição declarado.

A Companhia não apresentou grandes volumes de energia descontratada e praticamente não teve contratos vencendo ao final de 2013, os quais poderiam ser recontratados para fornecimento em 2014, mas sofreu os efeitos de exposição decorrentes das postergações e liminares judiciais de algumas usinas e linhas de transmissão que entrariam em operação em 2014.

Em 02 de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/2014 estabelecendo a criação da CONTA-ACR destinada a cobrir total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de: (i) exposição involuntária e (ii) despacho das usinas termelétricas vinculadas aos contratos no ambiente regulado (CCEAR), na modalidade por disponibilidade.

A partir da competência de jul/14, conforme despacho ANEEL nº 3.998/14, em face ao provimento parcial de recurso administrativo interposto pela Abradee, a ANEEL passou a reconhecer como exposição involuntária os custos incorridos com o risco hidrológico das cotas de energia renovada, nos termos da Lei nº. 12.783/2013.

Com o intuito de mitigar o risco financeiro do mercado de curto prazo enfrentado em virtude da hidrologia desfavorável e conseqüente alta do PLD, e também devido a grande exposição contratual das distribuidoras, exigindo elevados aportes da Conta ACR para evitar a quebra destas empresas, após período de Audiência Pública, a Diretoria da ANEEL, aprovou em 24.11.2014, a redução do PLD Máximo de R\$ 822,23/MWh para R\$ 388,48/MWh, tendo como base o CVU da UTE Mário Lago, com capacidade instalada de 922,62 MW. Já o PLD Mínimo foi alterado de R\$ 15,62/MWh para R\$ 30,26/MWh tendo como referência o custo de geração das usinas comprometidas com os contratos de cotas. Os novos limites estarão vigentes a partir de 2015.

✓ Empréstimos e debêntures

A Companhia possui empréstimos indexados ao dólar e contratou instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando swap dólar

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

para CDI, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda nacional.

As dívidas da Companhia, 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.

Valores em Reais Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2014	%	31/12/2013	%	31/12/2012 (Reapresentado)
Receita Financeira	799.078	23,17%	648.734	78,89%	362.642
Renda de aplicações financeiras	30.559	36,49%	22.389	22,14%	18.330
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	78.373	3,39%	75.802	-3,79%	78.785
Variação monetária, cambial e swap	610.807	31,10%	465.915	188,07%	161.739
Outras receitas financeiras	79.339	-6,25%	84.628	-18,46%	103.788
Despesa Financeira	-1.110.741	42,19%	-781.162	49,55%	-522.325
Encargos de dívida	-193.967	4,55%	-185.529	-2,77%	-190.818
Variação monetária, cambial e swap	-822.849	56,19%	-526.835	149,67%	-211.012
Multas Regulatórias	-49.461	99,49%	-24.794	-50,89%	-50.489
Deficit Avaliação Benefício pós -emprego	-26.704	-19,51%	-33.178		-25.101
Outras despesas financeiras	-17.760	64,05%	-10.826	-75,89%	-44.905
Resultado Financeiro	-311.663	135,35%	-132.428	-17,07%	-159.683

Fonte: DFP

2014

Mesmo com um fraco desempenho econômico, motivado por um cenário geral de incertezas que perdurou todo o ano de 2014, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 2,13%. A queda no preço internacional das commodities refletiu na retração dos setores extrativos e de bens primários. O aumento das taxas básicas de juros afetou o consumo das famílias, com efeitos também sobre o setor de serviços e industrial.

O comportamento do cenário econômico brasileiro em 2014 pode ser observado através da trajetória dos principais indicadores: (i) Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), que serve de referência para empréstimos do BNDES ao setor produtivo, de janeiro a dezembro de 2014 foi mantida no patamar de 5% ; (ii) a taxa básica de juros (SELIC) sofreu seguidos aumentos em 2014 e terminou o ano em 11,75%, esta política de sucessivos aumentos da SELIC teve como finalidade a contenção da inflação; (iii) a taxa CDI acompanhou o mesmo comportamento da SELIC com uma trajetória de aumento durante o ano de 2014, atingindo o patamar de 11,57 no final do ano.

A Bovespa refletiu a conjuntura econômica brasileira e o índice IBOVESPA recuou 0,7%, entretanto, o IEE que agrega as ações dos principais players do setor elétrico apresentou um aumento de 6,6%. Porém, esse aumento não foi capaz de retornar o IEE ao patamar apresentando antes de 2012.

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

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

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 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.

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.

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 houveram, 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**

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2014.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 foram elaboradas e 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 Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

b. Comentários sobre os efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Alguns procedimentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e têm a sua adoção obrigatória para o período iniciado em 01/01/2014.

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

OCPC 07 - Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil - Financeiros de Propósito Geral - aprovada pela Deliberação CVM nº 727, de 11 de novembro de 2014 (Aprovação do CFC em 26 de setembro de 2014). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade - aprovada pela Deliberação CVM nº 732, de 9 de dezembro de 2014. Os impactos desta orientação foram reconhecidos nos saldos apresentados em 31 de dezembro de 2014, prospectivamente.

REVISÃO DE PRONUNCIAMENTOS TÉCNICOS Nº 04 - Documento de revisão apresenta alterações ao Pronunciamento Técnico CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas decorrentes de alterações procedidas no que se refere à consolidação de controladas, específicas para Entidades de Investimento, bem como aos Pronunciamentos Técnicos CPC 03 (R2), CPC 05 (R1), CPC 15 (R1), CPC 21 (R1), CPC 31, CPC 32, CPC 35 (R2), CPC 37 (R1), CPC 38, CPC 39, CPC 40 (R1) e CPC 45. A revisão destes não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

REVISÃO DE PRONUNCIAMENTOS TÉCNICOS Nº 05 - Documento de revisão apresenta alterações nos Pronunciamentos Técnicos CPC 01 (R1) e CPC 38, decorrentes de alterações nas normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB em maio (Recoverable Amount Disclosures for Non-Financial Assets) e junho de 2013 (Novation of Derivatives and continuation of Hedge Accounting). (i) Altera o item 130 e a alínea (c) do item 134 do Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) – Redução ao Valor Recuperável de Ativos e (ii) Altera os itens 91 e 101 e inclui o item

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

AG113A no Pronunciamento Técnico CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração. A revisão destes não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

c. Comentários sobre as ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Nos períodos em análise, 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:

✓ Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

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

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

✓ 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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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).

✓ **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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

✓ 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 Comentários com relação aos controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, os diretores devem comentar:****a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Não aplicável, pois não houve recursos resultante de oferta.

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

Os contratos de recebimentos futuros de financiamentos já estão apresentados no item 10.1 g deste formulário.

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 financeiras.

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.