

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	5
5.3 - Descrição - Controles Internos	13
5.4 - Alterações significativas	14

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	18
10.2 - Resultado operacional e financeiro	37
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	49
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	50
10.5 - Políticas contábeis críticas	54
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	70
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	71
10.8 - Plano de Negócios	72
10.9 - Outros fatores com influência relevante	73

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 a Companhia.

O Governo Federal freqüentemente 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;
- 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 a Companhia.

II. A flutuação da taxa de juros pode causar um efeito adverso para a Companhia.

O BACEN estabelece as taxas de juros básicas para o sistema bancário brasileiro. Nos últimos 10 anos, a taxa de juros básica oscilou entre 45%, em março de 1999, até o patamar de 11%, em dezembro de 2011. As empresas do setor de energia elétrica, assim como

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

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. Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia possuía um endividamento bruto consolidado de R\$ 1.576 milhões, dos quais 46,49% estavam indexados ao CDI, 34,01% em taxa pré-fixada e 15,60% à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), 3,4% em UFIR e 0,41% em Euro.

III. 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.

Ao longo de sua história, o Brasil registrou taxas de inflação extremamente altas. Determinadas medidas adotadas no passado pelo Governo Federal no contexto da política antiinflacionária tiveram um forte impacto negativo sobre a economia brasileira. Desde a introdução do Real, em julho de 1994, no entanto, a inflação brasileira tem sido substancialmente menor do que em períodos anteriores. Não obstante, pressões inflacionárias persistem.

O Brasil pode passar por aumentos relevantes da taxa de inflação no futuro. Pressões inflacionárias podem levar à intervenção do Governo Federal sobre a economia, incluindo a implementação de políticas governamentais que podem ter um efeito adverso nos negócios da Companhia, sua condição financeira e o resultado de suas operações.

IV. Estrutura Tributária

O Governo Federal regularmente implementa alterações no regime fiscal, que afetam os participantes do mercado de energia, a Companhia, demais 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 tributária da 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.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos***V. 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. A atual 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 valores mobiliários da Companhia, além de dificultar o acesso ao mercado de capitais e ao financiamento das operações futuras, em termos aceitáveis ou absolutos.

VI. 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 freqüentes 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 freqüência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de câmbio flutuante, controles cambiais e dois mercados de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2011, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar era de R\$1,87 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, através do aumento, de modo geral, dos preços dos produtos importados, afetando a

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

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

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

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

A Política Financeira estabelece a busca por:

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

<i>Ratios de Endividamento</i>	Dívida Líquida / EBITDA	Dívida CP/ Dívida Total	EBITDA/ Desp. Fin. LÍq.
Geração	< 2,5	< 15%	> 3,0
Distribuição	< 2,0	< 20%	> 3,5

Risco de crédito

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

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

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

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

títulos com rating considerado estável ou muito estável, conforme tabela abaixo, sendo aconselhada a diversificação.

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

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

Risco de Liquidez

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

Risco de Variação Cambial

O risco de variação cambial decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexadas a variação cambial captadas no mercado. A CELPE, 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 operações de “hedge” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

Risco encargos de dívida

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

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

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida.

Risco de inadimplência

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira.

b. estratégia de proteção patrimonial (hedge)

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

c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

Em 31/12/2011 a Companhia mantinha a totalidade de sua dívida em Euro, protegida da variação cambial através de operações de *swaps*. Além destes *swaps*, a empresa possui também um *swap* de taxa de juros pré fixada atrelado a um contrato assinado junto ao Banco do Brasil. A tabela a seguir apresenta o montante total da dívida em Euro e em Reais.

Posição em 31/12/2011

Credor	Moeda	Custo	Saldo (€ mil)	Custo Swap	Saldo (R\$ mil)
KFW	Euro	Euro + 2% a.a.	335	72,5% do CDI	876
KFW	Euro	Euro + 4,5% a.a.	2.214	92,0% do CDI	5.663
Total			2.549		6.539

Posição em 31/12/2011

Credor	Moeda	Custo	Saldo (R\$ mil)	Custo Swap	Saldo (R\$ mil)
Banco do Brasil	Real	12,149% a.a.	172.516	99,5% do CDI	172.516
Total			172.516		172.516

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

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

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

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

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

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

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

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

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

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

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

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

estratégicas, que atuam como fóruns de discussão para subsidiar as decisões do Conselho de Administração.

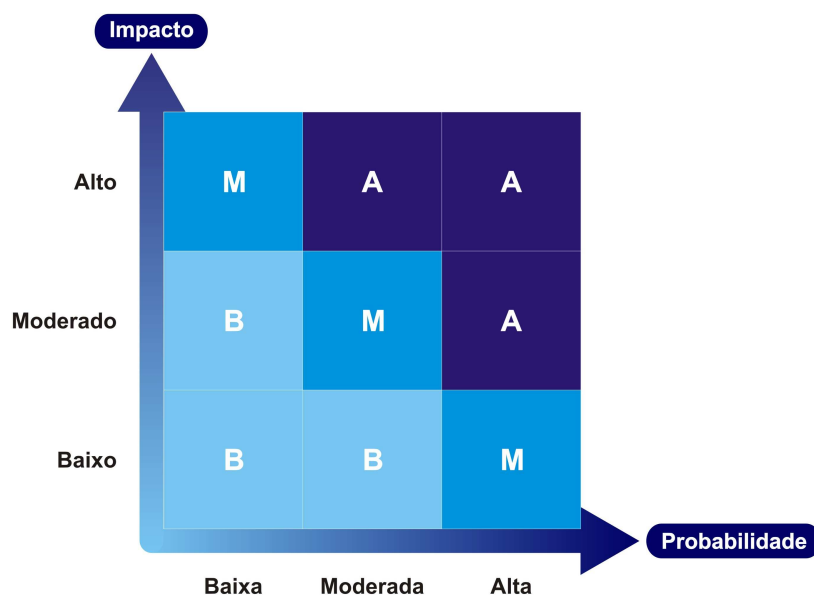
A estrutura de governança tem como principal característica o modelo de gestão matricial, com a presença de Diretores Executivos nas diretorias das empresas controladas e Diretor Presidente da Neoenergia nos Conselhos de Administração das empresas controladas. A estruturação desse modelo permitiu o alinhamento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

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

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

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

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

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

5. Iniciativa Resposta ao Risco / Tratamento dos Riscos: Para as fraquezas e ameaças identificadas durante o ciclo de planejamento são estabelecidas estratégias, como forma de resposta aos riscos identificados, e indicadores chave para monitorar o cumprimento destas estratégias. Para os riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, a área de controles internos avalia os controles estabelecidos pelas diversas áreas e valida se as respostas aos riscos estão alinhadas com o nível de tolerância estabelecido pela Alta Administração.

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

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

Sistemas de Informação/Gestão:

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

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

- SINCE – Sistema Comercial da NC

Canais de Comunicação:

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

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

A auditoria interna é responsável por:

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

A área de controles internos é responsável por:

- Mapear os principais processos de negócio que proporcionam impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras;
- 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;

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

- Análise de risco das solicitações de novos acessos e acessos a novas transações, utilizando a ferramenta SAP GRC (*Governance, Risk and Compliance*), composta dos módulos Compliance Calibrator, que realiza a simulação prévia dos riscos; o Access Enforcer, que efetua a associação de perfil ao usuário, através de fluxo de aprovação de executivos; e o Firefigther, que monitora os acessos considerados de alta criticidade; e
- Revisão periódica dos perfis de acesso para reduzir riscos de utilização de transações críticas e de conflito de segregação de funções.
- Efetuar a gestão do sistema de normativos, garantindo a padronização e atualização das diretrizes, normas e procedimentos do Grupo Neoenergia.

A área de segurança da informação é responsável por:

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

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

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

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

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

5.4 - Outras informações relevantes

Em 03/04/2012, 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. A agência reafirmou os *ratings* de Termopernambuco e Itapebi em brAA+. As classificações, segundo a S&P, decorrem das perspectivas estável, que o Grupo manterá na geração de fluxo de caixa e liquidez fortes, enquanto realiza investimentos significativos e implementa o terceiro ciclo de revisão tarifária em 2013.

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

Rating Corporativo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Investment Grade
NEOENERGIA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
COELBA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
CELPE	BBB+	BBB+	BBB+	A+	AA-	AA-	AA+	AAA	AAA	
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
COSERN	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
ITAPEBI (Debêntures)		A-	A+	AA-	AA	AA	AA+	AA+	AA+	
Perspectiva		Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
TERMOPERNAMBUCO (Debêntures)		A-	A	A+	AA	AA	AA+	AA+	AA+	
Perspectiva		Positiva	Estável	Estável	Estável					

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



Brasil

Data de Publicação: 3 de abril de 2012

Comunicado à Imprensa

Ratings da Neoenergia e de suas subsidiárias Coelba, Celpe e Cosern reafirmados com base na sólida estrutura de capital

Analistas: Paula Martins, São Paulo, (55) 11-3039-9731, paula_martins@standardandpoors.com; Luisa Vilhena, São Paulo, (55) 11-3039-9727, luisa_vilhena@standardandpoors.com

Resumo

- Apesar de certo enfraquecimento nas métricas de crédito, a Neoenergia e suas subsidiárias têm mantido forte geração de caixa e adequada liquidez.
- Reafirmamos os ratings de crédito corporativo 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil da Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern.
- A perspectiva é estável, com base em nossa expectativa de que o grupo manterá geração de fluxo de caixa e liquidez fortes, enquanto realiza investimentos significativos e implementa o terceiro ciclo de revisão tarifária em 2013.

Ações de Rating

Em 3 de abril de 2012, a Standard & Poor's Ratings Services reafirmou os ratings de crédito corporativo atribuídos à **Neoenergia S.A.** ("Neoenergia") e às suas subsidiárias **Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia** ("Coelba"), **Companhia Energética de Pernambuco** ("Celpe") e **Companhia Energética do Rio Grande do Norte** ("Cosern") 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil. A perspectiva é estável. Ao mesmo tempo, reafirmamos os ratings de emissão atribuídos à **Termopernambuco S.A.** ("Termopernambuco") e **Itapebi Geração de Energia S.A.** ("Itapebi") em 'brAA+', com base na garantia incondicional e irrevogável da Neoenergia, empresa controladora.

Fundamentos

Os ratings da Neoenergia e de suas subsidiárias operacionais ("o grupo") refletem o forte desempenho financeiro dessas empresas; as perspectivas favoráveis de crescimento para suas áreas de concessão; o ambiente regulatório estável; e a política financeira prudente. Em nossa visão, esses fatores mitigam os desafios do grupo para executar seu significativo plano de investimentos no decorrer dos próximos cinco anos, que incluem grandes projetos de geração, bem como a implementação de seu terceiro ciclo de revisão tarifária em 2013.

Analizamos a Neoenergia de forma consolidada porque acreditamos que o grupo adota uma estratégia financeira integrada e que a *holding* é muito ativa no gerenciamento de suas subsidiárias. Também avaliamos o perfil de crédito individual (*stand-alone credit profile* ou SACP) das subsidiárias Coelba, Celpe e Cosern não somente considerando individualmente suas áreas de concessão, eficiência operacional e perfis financeiros, mas também assumindo que ser parte do grupo Neoenergia melhora a flexibilidade financeira dessas empresas.

Avaliamos o perfil de risco de negócios tanto do grupo como de suas subsidiárias individualmente como "satisfatório," conforme nosso critério o define, em função do modo eficaz com que o grupo tem integrado as operações de seus negócios de geração e de distribuição de eletricidade, capturando sinergias e melhorando consistentemente os indicadores de qualidade. Apesar dos desafios das áreas de concessão do grupo, os indicadores de qualidade dos serviços e de rentabilidade de suas empresas de distribuição se comparam bem com os de seus pares no setor de energia.

O grupo possui a concessão exclusiva para distribuir eletricidade nos Estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Pernambuco, regiões onde se prevê que a demanda por energia elétrica

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

continuará crescendo num ritmo mais rápido que o crescimento da economia nacional, amparada pela crescente classe média e pelos programas sociais na região. A base de clientes do grupo é composta principalmente pela classe residencial, que representa mais de 30% de suas receitas brutas. Por outro lado, as áreas de concessão do grupo demandam grandes investimentos para manter a eficiência dos serviços e para expandir a rede de infraestrutura. Revisamos nosso cenário de caso-base anterior, ajustando-o para uma redução no ritmo de crescimento econômico, um aumento nas provisões para créditos de liquidação duvidosa e uma redução nas margens operacionais com a implementação da nova metodologia de revisão tarifária que será aplicada em 2013. Embora acreditemos que as provisões para créditos de liquidação duvidosa se reverterão após o cadastramento da maior parte dos seus 2 milhões de unidades consumidoras que perderam o benefício da tarifa social de energia elétrica, assumimos uma elevação nas provisões nos próximos dois anos.

Avaliamos o perfil de risco financeiro do grupo como "intermediário" baseado em sua política financeira prudente e eficiente. As práticas de gestão prudentes e uma forte posição de caixa resultaram em robustos indicadores de proteção do fluxo de caixa e em acesso aos mercados de dívida com condições favoráveis. No entanto, dado o impacto do aumento nas provisões e de uma retração no crescimento econômico, nossas projeções revisadas indicam que o grupo apresentará um enfraquecimento nas métricas de crédito nos próximos dois anos, no entanto alinhadas à categoria de rating, com o índice de dívida ajustada consolidada sobre EBITDA em torno de 2,5x a 2,7x e o de geração interna de caixa (FFO, na sigla em inglês) sobre dívida total consolidada acima de 30%. A sólida estrutura de capital e a adequada liquidez são pontos fortes importantes para a estabilidade dos ratings e para sustentar a estratégia agressiva de expansão do grupo.

Liquidez

Avaliamos a liquidez da Neoenergia consolidada e de suas subsidiárias como "adequada." O grupo dispunha de reservas de caixa elevadas em 31 de dezembro de 2011, com R\$ 4,3 bilhões em ativos líquidos (75% do total no nível da *holding*), os quais eram mais do que suficientes para cobrir seus vencimentos de curto prazo consolidados que somavam R\$ 1,2 bilhão. O grupo também conta com recursos de longo prazo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para financiar seus investimentos. De um modo geral, o grupo apresenta boa flexibilidade financeira, como se nota por seu histórico de acesso frequente aos mercados de capitais e de dívida.

Para 2012, esperamos que os investimentos consolidados atinjam R\$ 3,8 bilhões, a serem financiados com recursos do BNDES e outras linhas de crédito de longo prazo, emissões de dívida e geração interna de caixa. Em decorrência de seu significativo plano de investimentos para os próximos anos, esperamos certa pressão no fluxo de caixa operacional livre do grupo nos próximos três a quatro anos, mas este melhorará gradualmente à medida que os novos ativos de geração comecem a operar e contribuam para fluxo de caixa. Embora a posição de caixa do grupo possa oscilar, dependendo de sua estratégia de investimento de curto prazo, não acreditamos que cairá abaixo de R\$ 1,5 bilhão a R\$ 2 bilhões. Esperamos que as fontes consolidadas de liquidez sejam em torno de 1,4x a 1,7x dos usos nos próximos dois anos.

Perspectiva

A perspectiva estável reflete nossa expectativa de que, apesar de certa pressão adicional nas métricas de crédito nos próximos dois anos, o balanço patrimonial sólido do grupo e sua capacidade para ajustar rapidamente suas operações às novas exigências regulatórias sustentarão os ratings da Neoenergia e de suas subsidiárias. Veríamos uma posição mínima de liquidez consolidada em torno de R\$ 1,5 bilhão a R\$ 2,0 bilhões, e financiamentos adequados para os novos projetos como indicadores de que o grupo está mantendo seu compromisso com uma forte estrutura de capital e perfil financeiro. A estabilidade dos ratings também depende da manutenção do índice de dívida total consolidada sobre EBITDA abaixo de 3x e de FFO sobre dívida total acima de 30%. Poderíamos rebaixar os ratings do grupo se as métricas de crédito se deteriorarem mais e a liquidez declinar de seu nível adequado, refletindo estratégias agressivas de aquisição ou de distribuição de dividendos que não incorporamos nos ratings. Não esperamos elevar os ratings na escala global no curto prazo, dados os investimentos significativos para os quais o grupo já se comprometeu nos próximos anos.

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

Artigos Relacionados

- *Differentiating The Issuer Credit Ratings Of A Regulated Utility Subsidiary And Its Parent*, 11 de março de 2010.
- *Criteria Methodology: Business Risk/Financial Risk Matrix Expanded*, 27 de maio de 2009.
- *2008 Corporate Criteria: Analytical Methodology*, 15 de abril de 2008.

LISTA DE RATINGS	
Ratings Reafirmados	
Neoenergia S.A.	
Ratings de Crédito Corporativo	
Escala global	
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/-
Moeda local	BBB-/Estável/-
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/-
Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)	
Ratings de Crédito Corporativo	
Escala global	
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/-
Moeda local	BBB-/Estável/-
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/-
Emissões de debêntures	brAAA
Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN)	
Ratings de Crédito Corporativo	
Escala global	
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/-
Moeda local	BBB-/Estável/-
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/-
Emissões de debêntures	brAAA
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA)	
Ratings de Crédito Corporativo	
Escala global	
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/-
Moeda local	BBB-/Estável/-
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/-
Emissões de debêntures	brAAA
Termopernambuco S.A.	
Emissões de debêntures	brAA+
Itapebi Geração de Energia S.A.	
Emissões de debêntures	brAA+

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

Comentários sobre o item 10.1:

Todas as informações contábeis referentes ao ano de 2009 apresentadas nesse documento dizem respeito a informações reclassificadas conforme novo padrão internacional de contabilidade (IFRS) adotado pelas empresas brasileiras a partir de 2010.

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

A CELPE é uma empresa que atua no setor elétrico na área de distribuição. Por atuar num setor capital intensivo, a CELPE investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a CELPE busca o apoio dos bancos de fomento. Cerca de 33,22% do endividamento da CELPE é proveniente de contratos com bancos de fomento e organismos multilaterais, dentre eles o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, o Banco do Nordeste do Brasil – BNB, a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP e a Eletrobrás.

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

2011

A CELPE encerrou o exercício de 2011 com uma receita operacional bruta de R\$ 4.360 milhões, representando um acréscimo de 2,82% em relação a 2010 (R\$ 4.241 milhões). O fornecimento de energia elétrica no ano de 2011 (mercado cativo de energia) foi de 10.190 GWh contra 10.039 GWh no mesmo período do ano anterior, representando um crescimento de 1,51%. A base de clientes chegou a 3,1 milhões, um acréscimo de 1,78% sobre o ano anterior.

Em 2011, a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA foi inferior e totalizou R\$ 568 milhões, redução de 21,14% em relação aos R\$ 719 milhões apurado no ano anterior. Essa variação é explicada principalmente pelo crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos em função das mudanças promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições as ações de cobrança, além da perda da condição de baixa renda de 778.005 mil consumidores, em função da Lei 12.212/10, que não efetuaram inscrição no Cadastro Único do Governo Federal nos prazos legais, exigindo da Companhia um esforço acentuado no processo de cobrança e no reconhecimento de novas provisões.

O lucro líquido apurado em 2011 foi de R\$ 283 milhões, inferior ao registrado no ano de 2010 em 36,78%, basicamente em função do aumento da inadimplência e do registro não recorrente em 2010 de receita financeira oriunda do ganho da ação judicial do PIS/COFINS baseada na Lei no 9.718.

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

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 1.576 milhões, 19,60% maior que em 2010 (R\$ 1.318 milhões). O indicador financeiro Dívida/EBITDA passou de 1,66 em 2010 para 2,21 em 2011. A dívida líquida da CELPE (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2011 com R\$ 1.255 milhões, 4,77% acima dos R\$ 1.198 milhões registrados em 2010.

Em abril de 2011, a CELPE efetuou captação de recursos por meio da emissão de debêntures (4ª Emissão) no montante de R\$ 360 milhões, com vencimento em 20 de abril de 2017 e juros de 111,3% do CDI a.a com pagamento semestral.

2010

A CELPE encerrou o ano de 2010 com um Lucro Líquido de R\$ 448,3 milhões, 23,6% inferior ao realizado no ano de 2009. Esta redução é decorrente dos ajustes para aplicação do padrão IFRS a partir das demonstrações de 2009 e do aumento nos custos e despesas operacionais em 2010.

As Receitas evoluíram de R\$ 4,21 bilhões para R\$ 4,24 bilhões, uma elevação de 0,3%. O mercado cativo de fornecimento registrou uma elevação de 5,09% em relação a 2009, havendo um crescimento da energia entregue no Estado em 8,56%.

O EBITDA (geração de caixa operacional) de R\$ 719,9 milhões foi 20,5% inferior ao ano anterior. Com a redução do EBITDA a Margem EBITDA saiu de 31,1% em 2009 para 25,2% em 2010.

A Liquidez Corrente reduziu de 1,52 em 2009 para 1,04 em 2010 em decorrência da entrada de parcelas de dívidas no curto prazo.

A dívida bruta da Companhia totalizou R\$ 1.318 milhões, 18,55% maior que em 2009 (R\$ 1.294 milhões). O indicador financeiro Dívida Líquida/EBITDA passou de 1,21 em 2009 para 1,66 em 2010. A dívida líquida da CELPE encerrou o ano de 2010 com R\$ 1.198 milhões, 9% acima dos R\$ 1.099 milhões registrados em 2009.

O endividamento da Companhia representava em 2010 45,9% do total das dívidas onerosas mais o Patrimônio Líquido da empresa, sendo que este percentual em 2009 era de 47,9%.

2009

As Receitas evoluíram de R\$ 3,40 bilhões para R\$ 3,81 bilhões, uma elevação de 12,06% em decorrência do reajuste tarifário de 8,31%, homologado pela ANEEL em 28/04/2009. O mercado cativo de fornecimento registrou uma elevação de 4,94% em relação a 2008, havendo um

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

crescimento da energia entregue no Estado em 4,70%. A base de clientes se elevou para 3,0 milhões, um acréscimo de 3,73% sobre o ano anterior.

O EBITDA ou LAJIDA (Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) decresceu de R\$ 691,6 milhões para R\$ 682,9 milhões, representando um decréscimo de 1,3% em relação ao exercício passado.

A CELPE obteve um lucro de R\$ 435,5 milhões, apresentando um decréscimo de 6,6% em relação a 2008. Houve, assim, uma redução de 3,7 pontos percentuais na rentabilidade da Margem Líquida, que foi de 21,1% para 17,4%. A queda no resultado da Companhia em 2009 ocorreu em função dos impactos do reposicionamento tarifário.

A dívida bruta da Celpe em 2009 foi de R\$ 1.294 milhões de reais, enquanto em 2008 era de R\$ 1.318 milhões. O endividamento da Companhia representava em 2009 47,9% do total das dívidas onerosas mais o Patrimônio Líquido da empresa, sendo que este percentual em 2008 era de 50,2%.

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

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

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

	2011		2010		2009	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Capital de Terceiros	2.450.224	60%	2.218.844	58%	2.130.128	60%
Capital Próprio	1.607.294	40%	1.551.371	42%	1.405.834	40%

Fonte: DPF

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

i. hipóteses de resgate

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

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos**

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

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:

Indicador	2011	2010	2009
Dívida Líquida Total / EBITDA	2,21	1,66	1,21

Fonte: DFP

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

A Companhia tem como um dos pontos da sua política financeira priorizar o financiamento dos investimentos junto a organismos multilaterais e agências de fomento, a exemplo do BNDES, BNB, FINEP. Além dessas fontes a Companhia tradicionalmente acessa o mercado de capitais doméstico para complementar suas fontes de financiamento, quando este apresenta condições favoráveis. Também faz parte da nossa estratégia acompanhar e ajustar nossos compromissos financeiros a nossa geração de caixa, evitando dessa forma captações de curto prazo. Outro ponto é a manutenção de contas garantidas, contratadas para eventuais necessidades pontuais geradas por possíveis descasamentos de fluxo de caixa ao longo do mês. A estratégia de financiamento da Companhia obteve nos últimos anos um nível elevado de eficácia, conforme indicado no item 10.f (i) abaixo.

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

Não faz parte da estratégia da Companhia 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 Companhia não teve dificuldade de encontrar contrapartes no mercado financeiro doméstico para essas operações nos últimos anos.

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

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

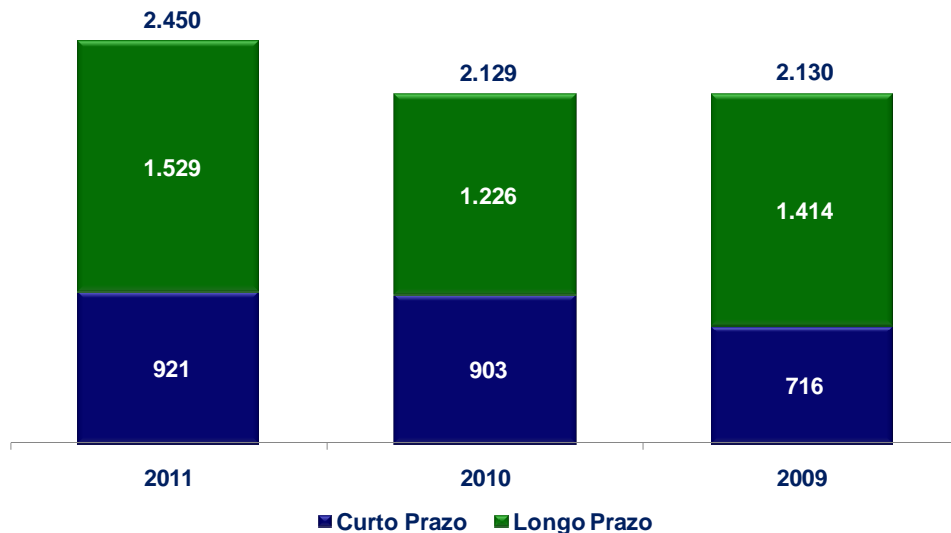
De acordo com a Política Financeira, o Grupo Neoenergia busca constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A CELPE possuía, nos últimos três anos, o endividamento vencendo no curto e longo prazos conforme tabela abaixo:

Prazo	2011	2010	2009
Curto	37,6%	42,4%	33,6%
Longo	62,4%	57,6%	66,4%

O percentual do endividamento mencionado acima se refere 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 de 31/12/2011, referente ao passivo oneroso.

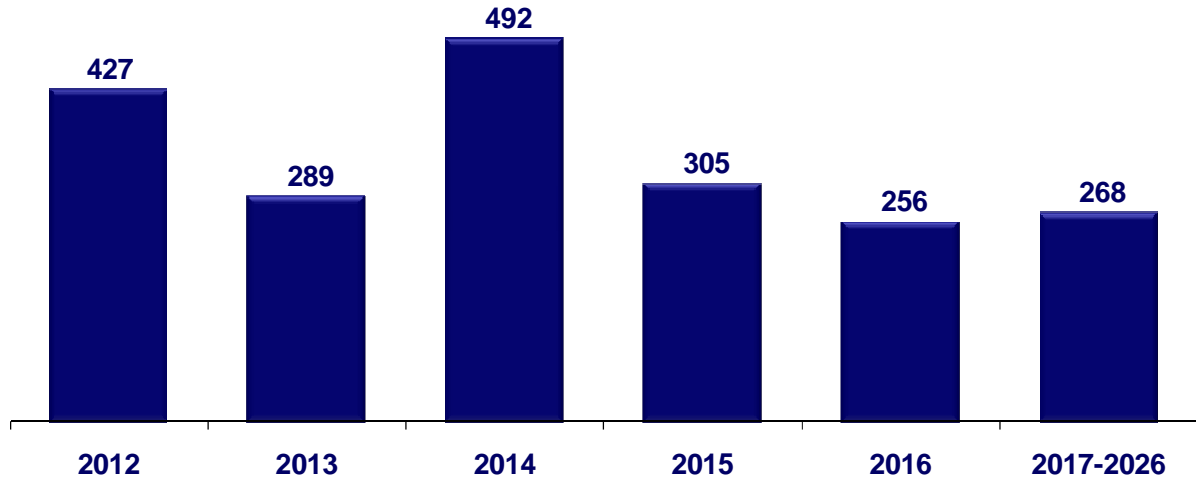
- Evolução da dívida (em R\$ milhões):**



Fonte: DFP

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

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

**i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes**

A tabela abaixo apresenta os contratos de empréstimo e financiamento mais relevantes em 31/12/2011:

Valores em R\$ mil

Fonte	Assinatura	Finalidade	Juros	Vencimento	Moeda Contratada	Saldo da Dívida		
						2011	2010	2009
BB - AGROINDUSTRIAL	06/05/2010	Reestruturação da Dívida	12,149% a.a.	2012	R\$	172.516	164.718	-
BB - AGROINDUSTRIAL 2	28/01/2011	Reestruturação da Dívida	98,5% do CDI	2013	R\$	81.702	-	-
BNB 1	30/11/2004	Eletificação	10% a.a.	2015	R\$	21.992	31.928	42.793
BNB 3	29/12/2005	Eletificação	10% a.a.	2015	R\$	16.810	33.687	50.429
BNB 6	27/06/2008	Eletificação	10% a.a.	2015	R\$	120.761	134.008	134.556
BNDES 6 FINEM (B)	01/12/2006	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	2016	R\$	5.656	28.344	50.950
BNDES 6 FINEM (C)	01/12/2006	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	2016	R\$	35.923	64.697	93.419
BNDES 7 - FINEM (C3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% a.a.	2016	R\$	5.740	7.379	-
BNDES 7 - FINEM (D3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% a.a.	2018	R\$	5.742	7.382	-
BNDES 7 - FINEM (E3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% a.a.	2018	R\$	3.600	4.629	-
BNDES 7 - FINEM (O4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2018	R\$	30.869	29.093	-
BNDES 7 - FINEM (P4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2013	R\$	30.875	29.101	-
BNDES 7 - FINEM (Q4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	2012	R\$	9.924	11.025	-
BNDES 7 - FINEM (O8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2016	R\$	45.182	-	-
BNDES 7 - FINEM (P8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2018	R\$	45.198	-	-
BNDES 7 - FINEM (Q8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	2014	R\$	43.229	-	-
DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (1ª SÉRIE)	01/08/2005	Reestruturação da Dívida	108,5% do CDI	2014	R\$	198.882	297.382	344.392
DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (2ª SÉRIE)	01/08/2005	Reestruturação da Dívida	IGPM + 10,95% a.a.	2011	R\$	-	42.015	37.695
DEBÊNTURES 3ª EMISSÃO	20/09/2006	Reestruturação da Dívida	105,0% do CDI	2013	R\$	85.217	170.392	169.948
DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	20/04/2011	Reestruturação da Dívida	111,3% do CDI	2012	R\$	367.013	-	-
ECF - LNC	11/02/2000	Eletificação Rural	5,0%	2012	R\$	1.791	8.317	15.446
ECF - LPT 1	01/07/2004	Universalização	5,0%	2016	R\$	19.269	22.940	27.049
ECF - LPT 2	17/11/2005	Universalização	5,0%	2017	R\$	27.101	31.029	35.462
ECF - 2871 Emergencial	13/12/2010	Expansão/Melhoramento de Redes	5,0%	2015	R\$	6.681	6.734	-
KFW TRANCHE 1	29/05/1996	Dist.Rural/Se's/LI's	2% a.a.	2026	EURO	876	829	959
KFW TRANCHE 2	29/05/1996	Dist.Rural/Se's/LI's	4,5% a.a.	2016	EURO	5.663	6.084	7.880
FINPE	14/10/2009	Pesquisa e Desenvolvimento	(TJLP-6%) + 5% a.a.	2017	R\$	40.748	27.657	20.030
Total						1.428.959	1.159.371	1.031.007

Fonte: DFP

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

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

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

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Valores em R\$ Mil

Credor	Denominação	Saldo devedor em 31/12/2011	Saldo devedor em 31/12/2010	Saldo devedor em 31/12/2009	Classificação
ELETROBRÁS	ECF - LNC	1.791	8.317	15.446	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECF - LPT 1	19.269	22.940	27.049	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECF - LPT 2	27.101	31.029	35.462	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECF - 2871 Emergencial	6.681	6.734	-	Garantia Real
UNIÃO	UNIÃO MN BNDES	-	-	1.919	Garantia Quirografária
UNIÃO	UNIÃO MN ELETROBRÁS	-	-	8.286	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM	-	-	1.465	Garantia Real
BNDES	BNDES 6 FINEM (A)	-	1.737	8.576	Garantia Real
BNDES	BNDES 6 FINEM (B)	5.656	28.344	50.950	Garantia Real
BNDES	BNDES 6 FINEM (C)	35.923	64.697	93.419	Garantia Real
BNDES	BNDES 7 - FINEM (C3)	5.740	7.379	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (D3)	5.742	7.382	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (E3)	3.600	4.629	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (O4)	30.869	29.093	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (P4)	30.875	29.104	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (Q4)	9.924	11.025	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (O8)	45.182	-	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (P8)	45.198	-	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (Q8)	43.229	-	-	Garantia Quirografária
CEF	CEF/COHAB	52	69	85	Garantia Real
CELPOS	CELPOS 2	147.277	150.256	152.533	Garantia Real
BNB	BNB 1	21.992	31.928	42.793	Garantia Real
BNB	BNB 3	16.810	33.687	50.429	Garantia Real
BNB	BNB 6	120.761	134.521	134.556	Garantia Real
FINEP	FINEP	-	210	2.726	Garantia Quirografária
FINEP	FINEP 2009	40.748	27.882	20.030	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BB - AGROINDUSTRIAL	172.516	156.305	-	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BB - AGROINDUSTRIAL 2	81.702	-	-	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (REPACTUA	-	-	87.204	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (1ª SÉRIE)	198.882	299.300	344.392	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (2ª SÉRIE)	-	42.033	37.695	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 3ª EMISSÃO	85.217	-	169.948	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	367.013	170.646	-	Garantia Quirografária
KFW	KFW TRANCHE 1	876	829	959	Garantia Quirografária
KFW	KFW TRANCHE 2	5.663	6.084	7.880	Garantia Quirografária
BNP	BNP PARIBAS	-	18.017	-	Garantia Real
OUTROS PASSIVOS		873.936	838.102	861.556	Garantia Quirografária

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

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

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

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

Empresa	Dívida	Descrição do Covenant	Limite	Penalidades	Apuração		
					2011	2010	2009
Celpe	2ª, 3ª e 4ª Emissão Debêntures	Dívida Líquida/ Ebitda	≤ 3	Vencimento Antecipado	2,24	1,77	1,79
Celpe	2ª, 3ª e 4ª Emissão Debêntures	Ebitda/ Resultado Financeiro	≥ 2	Vencimento Antecipado	5,48	13,70	9,76
Celpe	FINEM 2006	Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Líquido + PL)	2008/2013 ≤ 0,50	Vencimento Antecipado	0,45	0,45	0,46
Celpe	FINEM 2006	Endividamento Financeiro Líquido / EBITDA	2008/2013 ≤ 3,50	Vencimento Antecipado	2,36	1,77	1,76

Obs: Valores apurados ao final de cada exercício social

Obs2: Nos exercícios de 2010 e 2009 os valores dos covenants das debêntures se referem a 2ª e 3ª emissões

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

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

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

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

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia possui um contrato de financiamento com a ELETROBRÁS e outro com o BNDES com saldo ainda não totalmente utilizado até 31/12/2011, conforme tabela abaixo:

Credor	Empresa	Valor Contratado	Saldo Utilizado	Valores em R\$ mil
				Saldo a Desembolsar
BNDES	CELPE	345.170	133.051	212.119
ELETROBRÁS	CELPE	10.827	6.718	4.109

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 2011, 2010 e 2009 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

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

Board - IASB. Estas demonstrações financeiras foram auditadas pela Ernst & Young Terco Auditores Independentes S.S., de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

Balanco Patrimonial (Valores em R\$ mil)

ATIVO	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	236.788	479%	6%	40.871	-55%	1%	90.168	3%
Contas a receber de clientes e outros	815.392	11%	20%	734.279	-18%	20%	897.851	25%
Títulos e valores mobiliários	26.233	52%	1%	17.274	109%	0%	8.272	0%
Impostos e contribuições a recuperar	53.433	5%	1%	50.737	136%	1%	21.519	1%
Estoques	5.190	9%	0%	4.769	-13%	0%	5.507	0%
Despesas pagas antecipadamente	5.161	-12%	0%	5.852	-27%	0%	7.970	0%
Serviços em curso	58.851	68%	1%	35.021	0%	1%	2.811	0%
Outros ativos circulantes	26.430	-46%	1%	48.914	-15%	1%	57.795	2%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.227.478	31%	30%	937.717	-14%	24%	1.091.893	27%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	415.170	-17%	10%	500.302	121%	14%	226.710	6%
Títulos e valores mobiliários	57.838	0%	1%	61.564	0%	0%	96.083	0%
Impostos e contribuições a recuperar	14.490	40%	0%	10.355	-14%	0%	12.062	0%
Impostos e contribuições diferidos	164.542	-5%	4%	173.337	-12%	5%	197.436	6%
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	212.392	-9%	5%	232.884	-8%	6%	254.144	7%
Depósitos judiciais	30.520	35%	1%	22.576	18%	1%	19.064	1%
Outros ativos não circulantes	2.158	-10%	0%	2.408	-63%	0%	6.579	0%
Outros investimentos	2.467	30%	0%	1.895	72%	0%	1.102	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	269.623	99%	7%	135.317	30%	4%	103.992	3%
Intangível	1.660.840	4%	41%	1.601.860	5%	44%	1.526.897	43%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	2.830.040	3%	70%	2.742.498	12%	73%	2.444.069	73%
ATIVO TOTAL	4.057.518	10%	100%	3.680.215	4%	100%	3.535.962	100%

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	260.609	4%	6%	251.189	8%	7%	231.531	7%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	362.978	-6%	9%	384.278	114%	10%	179.688	5%
Salários e encargos a pagar	18.289	-25%	0%	24.378	-8%	1%	26.423	1%
Taxas regulamentares	63.990	35%	2%	47.272	170%	1%	17.517	0%
Impostos e contribuições a recolher	113.540	7%	3%	106.551	-19%	3%	132.057	4%
Entidade de previdência privada	15.233	6%	0%	14.355	-14%	0%	16.599	0%
Dividendos e juros sobre capital próprio	22.653	5%	1%	21.613	-68%	1%	67.576	2%
Provisões	8.904	93%	0%	4.607	-52%	0%	9.518	0%
Outros passivos circulantes	54.572	11%	1%	49.086	40%	1%	35.156	1%
TOTAL DO CIRCULANTE	920.768	2%	23%	903.329	26%	25%	716.065	20%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	23.994	562%	1%	3.622	0%	0%	-	0%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.066.033	36%	26%	783.445	-19%	21%	961.580	27%
Taxas regulamentares	52.930	-1%	1%	53.431	26%	1%	42.416	1%
Impostos e contribuições a recolher	1.654	-31%	0%	2.395	0%	0%	2.395	0%
Impostos e contribuições diferidos	46.016	10%	1%	41.879	-35%	1%	64.693	2%
Provisões	51.659	10%	1%	46.842	83%	1%	25.614	1%
Entidade de previdência privada	279.500	-4%	7%	290.995	-7%	8%	312.411	9%
Outros passivos não circulantes	7.670	164%	0%	2.906	-41%	0%	4.954	0%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.529.456	25%	38%	1.225.515	-13%	33%	1.414.063	40%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	590.174	0%	15%	590.174	0%	16%	590.174	17%
Reservas de capital	558.080	0%	14%	558.080	0%	15%	558.080	16%
Reservas de lucros	386.776	12%	10%	345.917	31%	9%	264.683	7%
Outros resultados abrangentes	14.214	108%	0%	6.843	-751%	0%	(1.051)	0%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	58.050	15%	1%	50.357	-55%	1%	112.180	3%
Lucro/Prejuízo do período / exercício	-	0%	0%	-	0%	0%	(118.232)	-3%
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.607.294	4%	40%	1.551.371	10%	42%	1.405.834	40%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	4.057.518	10%	100%	3.680.215	4%	100%	3.535.962	100%

Análise dos principais ativos e passivos:

- Ativo**

Circulante**Caixa e equivalentes de caixa**

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 236,8 milhões, R\$ 40,9 milhões e R\$ 90,2 milhões, respectivamente. A variação de 479% em 2011 é devido ao ingresso de recursos da 4ª emissão de debêntures não utilizado integralmente em 2011. A variação de -55% de 2010 em relação a 2009 se deve às amortizações de empréstimos e financiamentos ocorridos ao longo do ano.

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

Contas a receber de clientes e outros

O saldo de contas a receber de clientes e outros em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 1.230,5 milhões, R\$ 1.234,6 milhões e R\$ 1.124,6 milhões, respectivamente. Em 2011 não houve variação significativa dos saldos, enquanto que em 2010 a variação foi de 9,8% em relação a 2009.

Títulos e Valores Mobiliários

O saldo da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 foi de R\$ 84 milhões, R\$ 78,8 milhões e R\$ 104,3 milhões, respectivamente. Este grupo é composto principalmente por títulos dados em garantias de contratos de empréstimos ou compra de energia. As variações de 7% em 2011 e -24% em 2010 são explicadas principalmente pela flutuação no volume dessas garantias contratuais.

Não Circulante

Concessão do serviço público (ativo financeiro)

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

Essa parcela de 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.

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IGPM, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada quatro anos (próxima revisão prevista para abril de 2013), o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

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

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 269,6 milhões, R\$ 135,3 milhões e R\$ 104,0 milhões, respectivamente. O incremento de 99% em 2011 e 30% em 2010 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infraestrutura 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 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 1.660,8 milhões, R\$ 1.601,9 milhões e R\$ 1.526,9 milhões, respectivamente. O incremento de 3,7% em 2011 e 4,9% em 2010 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infraestrutura da concessão.

- **Passivo**

Não Circulante

Fornecedores

O saldo da conta de fornecedores em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 284,6 milhões, R\$ 254,8 milhões e R\$ 231,5 milhões, respectivamente. O incremento de 12% em 2011 e 10% em 2010 é justificado, principalmente, pela elevação no preço médio de leilões de energia e na aquisição de materiais.

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

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 1.576,3 milhões em 2011 (20% maior que no ano anterior) e R\$ 1.318 milhões em 2010 (2% maior que em 2009, R\$ 1.293,8 milhões).

O incremento da dívida em 2011 deve-se principalmente a captação de recursos no mercado de capitais por meio da 4ª emissão de debêntures, no montante de R\$ 360 milhões, destinados ao ajuste do perfil da dívida da Empresa. Esta operação propiciou a obtenção de prazo mais longo e desconcentração de vencimentos.

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

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
RECEITA BRUTA	4.360.492	3%	150%	4.240.980	1%	148%	4.215.783	145%
(-) Deduções da receita bruta	(1.446.359)	5%	-50%	(1.380.913)	6%	-48%	(1.300.945)	-45%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.914.133	2%	100%	2.860.067	-2%	100%	2.914.838	100%
Custo do serviço	(2.185.354)	8%	-75%	(2.014.936)	6%	-70%	(1.907.746)	-65%
LUCRO BRUTO	728.779	-14%	25%	845.131	-16%	30%	1.007.092	35%
Despesas com vendas	(168.910)	49%	-6%	(113.129)	31%	-4%	(86.307)	-3%
Despesas gerais e administrativas	(129.337)	-7%	-4%	(139.554)	15%	-5%	(121.274)	-4%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	430.532	-27%	15%	592.448	-26%	21%	799.511	27%
Resultado financeiro	(103.543)	97%	-4%	(52.550)	-24%	-2%	(69.449)	-2%
Receita financeira	137.247	16%	5%	118.491	38%	4%	85.871	3%
Despesa financeira	(240.790)	41%	-8%	(171.041)	10%	-6%	(155.320)	-5%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	326.989	-39%	11%	539.898	-26%	19%	730.062	25%
Imposto de renda e contribuição social	(43.573)	-52%	-1%	(91.607)	-36%	-3%	(143.113)	-5%
Corrente	(54.576)	-61%	-2%	(138.649)	-14%	-5%	(161.814)	-6%
Diferido	(9.134)	-428%	0%	2.781	-107%	0%	(41.855)	-1%
Incentivo SUDENE	40.629	-38%	1%	65.521	-21%	2%	82.898	3%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(20.492)	-4%	-1%	(21.260)	-5%	-1%	(22.342)	-1%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	283.416	-37%	10%	448.291	-24%	16%	586.949	20%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								
Ordinária	3,79			6,00			7,86	
Preferencial A	3,79			6,00			7,86	
Preferencial B	4,17			6,60			8,64	

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2011, 2010 e 2009 foi de R\$ 4.360,5 milhões, R\$ 4.240,9 milhões e R\$ 4.215,8 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Fornecimento de Energia	1.641.915	7,4%	38%	1.528.201	-10%	36%	1.695.420	40%
Disponibilidade da rede elétrica	2.323.255	0%	711%	2.323.137	7%	1013%	2.174.884	52%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	14.433	-84%	0%	92.903	132%	2%	40.055	1%
Receita de Construção	326.703	43%	7%	229.225	-11%	5%	256.854	6%
Outras Receitas	54.186	-20%	1%	67.514	39%	2%	48.570	1%
Total	4.360.492	3%	100%	4.240.980	1%	100%	4.215.783	100%

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

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

- Crescimento da receita com fornecimento de energia e disponibilidade de uso da energia elétrica devido principalmente a:
 - Reajustes tarifários médio de 8,27% e -8,07%, fixados pela ANEEL, com vigência, respectivamente a partir de 29 de abril de 2011 e de 29 de abril de 2010;
 - Aumento do consumo de energia elétrica de em 1,5%, em 2011, devido, principalmente: (i) crescimento normal de mercado (consumidores x consumo x tarifa), (ii) crescimento da massa salarial e melhoria no nível de renda do trabalhador. A Companhia fechou o ano de 2011 com 3.155.560 contratos ativos em sua base de dados, um acréscimo de 55.145 contratos em relação a 2010 (3.100.415 contratos ativos). Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de distribuição/fornecimento de energia para a receita de comercialização/disponibilidade de uso, utilizando uma “turd média” calculada a partir da turd homologada para consumidores cativos.
- Crescimento da receita de construção da infra-estrutura de concessão devido ao aumento de investimentos, quando comparado a variação entre os períodos anteriores.
 - 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). 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 estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de 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 relacionada. 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. O efeito na receita operacional bruta, cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gera nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia.

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

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional da Companhia são representadas pelos encargos setoriais (RGR,CDE,CCC,PEE,FNDCT,EPE e P&D) e tributários (PIS, COFINS, ICMS e ISS).

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram de R\$ 1.446,4 milhões, R\$ 1.380,9 milhões e R\$ 1.300,9 milhões, respectivamente. O aumento de 6% em 2010 e de 5% em 2011 é explicado principalmente pelo incremento dos encargos tributários incidentes na receita (ICMS, PIS, COFINS e ISS), proporcional ao aumento da receita de fornecimento entre os períodos considerados e pela variação nos encargos setoriais CCC, CDE, RGR entre outros que refletem os valores homologados anualmente pelo órgão regulador - ANEEL.

Receita Operacional Líquida

Em 2011, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 2.914,1 milhões, montante 2% superior à registrada em 2010 que foi de R\$ 2.860,1 milhões (R\$ 2.914,8 milhões em 2009), principalmente em função dos reajustes tarifários de 2010 e 2011 e dos investimentos em infra-estrutura da concessão.

- Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica**

Os custos e despesas operacionais da Companhia nos anos de 2011, 2010 e 2009 têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Pessoal e Administradores	(153.303)	-4%	6%	(160.509)	9%	7%	(146.703)	7%
Material	(11.717)	-11%	0%	(13.224)	34%	1%	(9.900)	0%
Serviços de terceiros	(182.338)	-11%	7%	(205.081)	41%	9%	(145.499)	7%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(5.970)	-1%	0%	(6.053)	9%	0%	(5.561)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(1.336.212)	1%	54%	(1.325.742)	6%	58%	(1.256.487)	59%
Encargos de uso do sistema transmissão	(163.317)	8%	7%	(150.861)	8%	7%	(139.146)	7%
Amortização	(138.242)	5%	6%	(131.038)	17%	6%	(111.983)	5%
Arrendamentos e alugueis	(1.970)	9%	0%	(1.806)	27%	0%	(1.417)	0%
Tributos	(1.371)	10%	0%	(1.252)	0%	0%	(1.255)	0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(97.094)	585%	4%	(14.166)	38%	1%	(10.276)	0%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(326.703)	43%	13%	(229.225)	-11%	10%	(256.854)	12%
Outros	(65.364)	128%	3%	(28.662)	-5%	1%	(30.246)	1%
Total custos / despesas	(2.483.601)	10%	100%	(2.267.619)	7%	100%	(2.115.327)	100%

- Pessoal e Administradores**

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

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

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Remunerações	(81.586)	5%	53%	(77.909)	-2%	49%	(79.242)	54%
Encargos sociais	(36.688)	11%	24%	(33.073)	0%	21%	(33.030)	23%
Entidade de Previdência Privada	(12.791)	-41%	8%	(21.755)	93%	14%	(11.261)	8%
Auxílio alimentação	(8.985)	37%	6%	(6.564)	2%	4%	(6.441)	4%
Convênio assistencial e outros benefícios	(3.900)	10%	3%	(3.558)	45%	2%	(2.457)	2%
Rescisões	(2.195)	-54%	1%	(4.809)	191%	3%	(1.650)	1%
Férias e 13º salário	(20.795)	35%	14%	(15.350)	4%	10%	(14.812)	10%
Plano de saúde	(9.552)	151%	6%	(3.804)	-58%	2%	(9.032)	6%
Contencioso trabalhista	(3.861)	-42%	3%	(6.622)	69%	4%	(3.916)	3%
Participação nos resultados	(8.205)	-52%	5%	(17.258)	-7%	11%	(18.614)	13%
Encerramento de ordem em curso	(1.807)	148%	1%	(728)	-6%	0%	(772)	1%
(-) Transferências para ordens	37.062	20%	-24%	30.921	-10%	-19%	34.524	-24%
Total	(153.303)	-4%	100%	(160.509)	9%	100%	(146.703)	100%

As variações identificadas na rubrica de despesas com pessoal estão impactadas pelos seguintes fatores: (i) reajustes salariais de 6,5% e 7,7%, oriundos, respectivamente, do acordo coletivo de trabalho de novembro de 2010 e 2011; (ii) reajustes dos planos de assistência médica e dental decorrentes de aumento da sinistralidade e variação nos custos dos serviços; (iii) realização de acordos e condenações judiciais, decorrente de maior volume de processos judiciais finalizados; (iv) participação nos lucros e resultados apurada com base no cumprimento de objetivos individuais e corporativos em cada exercício social e (v) variação no número de empregados: 2011 – 1657 empregados, 2010 – 1676 empregados e, 2009 – 1705 empregados.

Serviços de Terceiros

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram de R\$ 182,3 milhões, R\$ 205,1 milhões e R\$ 145,5 milhões, respectivamente. O aumento de 41% quando comparado com 2009 e uma diminuição de 11% quando comparado com 2010 é resultado principalmente: (i) ao aumento dos gastos com serviços de cobrança e corte e religação, com a intensificação das ações de campo e incremento no número de negativações, visando a redução da inadimplência; (ii) aumento no quantitativo de leitura de medidores e entrega de contas, influenciado pela implantação do novo sistema comercial SAP CCS e (iii) aumento no custo do serviço de arrecadação devido à migração da cobrança bancária para instituições financeiras que possuem tarifa mais elevada.

Energia elétrica comprada para revenda

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram, respectivamente, de R\$ 1.336,2 milhões, R\$ 1.325,7 milhões e R\$ 1.256,5 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 1% e 6%, respectivamente em 2011 e 2010, quando comparado com o ano anterior, é explicado principalmente devido ao maior volume

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

de energia comprada em leilões e ao incremento no custo com compra de energia devido a elevação no preço médio dos leilões.

Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram, respectivamente, de R\$ 163,3 milhões, R\$ 150,9 milhões e R\$ 139,1 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 8% e 9%, respectivamente em 2011 e 2010, quando comparado com o ano anterior, é devido principalmente aos aumentos na cota anual dos encargos de Rede Básica e de Serviço do Sistema (ESS), estabelecidos pela ANEEL.

Amortização

As despesas com amortização nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram, respectivamente, de R\$ 138,2 milhões, R\$ 131,0 milhões e R\$ 112,0 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 5% e 17%, respectivamente em 2011 e 2010, quando comparado com o ano anterior, é devido principalmente ao aumento dos investimentos em ativos do sistema de subtransmissão e distribuição em decorrência do crescimento no mercado de energia e do avanço dos programas de universalização e Luz para Todos e do novo sistema comercial SAP CCS.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

As despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa cresceram nos exercícios de 2011 e 2010, quando comparados com o exercício anterior, respectivamente, 585% e 38%. Esse crescimento é justificado principalmente pelo aumento da inadimplência da classe residencial e residencial baixa renda, impactado pelos novos critérios de fornecimento de energia estabelecidos pela ANEEL através da Resolução 414/2010 que impede o corte para dívidas vencidas há mais de 90 dias e limita o período para execução do corte em até 10 dias após o reaviso; e pelas novas regras de cadastramento dos consumidores enquadrados na tarifa social de baixa renda.

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 2011, 2010 e 2009, está relacionado ao aumento de

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

investimentos em serviços de construção e melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

Outros custos e despesas

Outros custos e despesas nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram, respectivamente, de R\$ 65,4 milhões, R\$ 28,7 milhões e R\$ 30,2 milhões. O crescimento de 128% dessas despesas quando comparada a 2010 está relacionado ao aumento dos gastos com indenizações de processos cíveis –decorrente do incremento do número de ações no juizado em razão da intensificação do combate à fraude e processo de cobrança dos inadimplentes.

• Resultado Financeiro

Receita Financeira	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Renda de aplicações financeiras	35.679	64%	26%	21.727	12%	18%	19.378	23%
Juros, comissões e acréscimo moratório	44.552	2%	32%	43.825	8%	37%	40.392	47%
Variação monetária	44.515	28%	32%	34.802	251%	29%	9.928	12%
Variação cambial	8.391	282%	6%	2.198	-52%	2%	4.569	5%
Operações Swap	3.007	7%	2%	2.814	213%	2%	900	1%
Outras receitas financeiras	1.103	-92%	1%	13.125	23%	11%	10.704	12%
Total	137.247	16%	100%	118.491	38%	100%	85.871	100%

Despesa Financeira	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Encargos de dívida	(139.325)	35%	58%	(102.833)	0%	60%	(102.442)	66%
Variação monetária	(58.364)	43%	24%	(40.766)	173%	24%	(14.929)	10%
Variação cambial	(2.038)	-15%	1%	(2.399)	71%	1%	(1.399)	1%
Operações Swap	(12.030)	366%	5%	(2.580)	-41%	2%	(4.360)	3%
Outras despesas financeiras	(29.033)	29%	12%	(22.463)	-30%	13%	(32.190)	21%
Total	(240.790)	41%	100%	(171.041)	10%	100%	(155.320)	100%

Resultado Financeiro Líquido	(103.543)	97%		(52.550)	-24%		(69.449)	100%
-------------------------------------	------------------	------------	--	-----------------	-------------	--	-----------------	-------------

O resultado financeiro líquido, negativo, da Companhia foi de R\$ 103,5 milhões em 2011, um incremento de 97% em relação a 2010, quando o resultado foi de R\$ 52,6 milhões (R\$ 69,4 milhões em 2009). Essa variação decorre dos seguintes fatores:

- Registro não recorrente da reversão em 2010 referente aos valores recolhidos de PIS/COFINS incidentes sobre receitas financeiras (alargamento da base de cálculo);
- Aumento dos encargos de dívidas em função do crescimento no nível de endividamento da companhia e aumento do CDI em relação a 2010;
- Maior atualização financeira do Contencioso Cível, Fiscal e Trabalhista;
- Multa regulatória referente a DIC/FIC e DMIC.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Imposto de Renda e Contribuição Social**

Em 2011, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 43,6 milhões, comparadas com R\$ 91,6 milhões em 2010 (R\$ 143,1 milhões em 2009). Essa diminuição é o efeito líquido da redução do imposto devido e do benefício fiscal concedido pela SUDENE, tendo em vista a redução da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2011 foi de R\$ 283,4 milhões, representando uma redução de 21% quando comparado com 2010, quando o resultado foi de R\$ 448,3 milhões (R\$ 587,0 milhões em 2009).

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

A receita da Companhia é composta conforme demonstrado a seguir:

Valores em R\$ mil

Componentes da Receita Bruta		2011	Δ% 11/10	2010	Δ% 10/09	2009
Fornecimento de energia	(a)	1.641.915	7,44%	1.528.201	-9,86%	1.695.420
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	14.433	-84,46%	92.903	131,94%	40.055
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c)	2.323.255	0,01%	2.323.137	6,82%	2.174.884
Receita de construção da infraestrutura da concessão	(d)	326.703	42,53%	229.225	-10,76%	256.854
Outras receitas	(e)	54.186	-19,74%	67.514	39,00%	48.570
Total		4.360.492	2,82%	4.240.980	0,60%	4.215.783

Fonte: DFP

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

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

Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica:

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

(b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE:

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

(c) Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica

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

(d) Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão:

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

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

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

(e) Outras Receitas

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Valores em R\$ mil

	2011	Δ% 11/10	2010	Δ% 10/09	2009
Receita Bruta	4.360.492	2,82%	4.240.980	0,60%	4.215.783
Deduções da Receita Bruta	(1.446.359)	4,74%	(1.380.913)	6,15%	(1.300.945)
Receita Líquida	2.914.133	1,89%	2.860.067	-1,88%	2.914.838
Custos e Despesas Operacionais	(2.483.601)	9,52%	(2.267.619)	7,20%	(2.115.327)
Pessoal e Administradores	(153.303)	-4,49%	(160.509)	9,41%	(146.703)
Material	(11.717)	-11,40%	(13.224)	33,58%	(9.900)
Serviços de Terceiros	(182.338)	-11,09%	(205.081)	40,95%	(145.499)
Energia Elétrica Comprada	(1.336.212)	0,79%	(1.325.742)	5,51%	(1.256.487)
Encargos Uso Sistema de Transmissão	(163.317)	8,26%	(150.861)	8,42%	(139.146)
Amortização	(138.242)	5,50%	(131.038)	17,02%	(111.983)
Provisões Líquidas	(123.961)	424,92%	(23.615)	14,02%	(20.711)
Custo de construção da infraestrutura da concessão	(326.703)	42,53%	(229.225)	-10,76%	(256.854)
Outras despesas	(47.808)	68,79%	(28.324)	1,00%	(28.044)
Resultado do Serviço	430.532	-27,33%	592.448	-25,90%	799.511

Fonte: DFP

Em 2009, o mercado cativo no ano foi de 9.552,6 GWh. Esse bom resultado é consequência da intensificação de combate às perdas de energia e do bom momento vivido na economia nacional e estadual, que mesmo enfrentando um primeiro trimestre de crise, conseguiu se sobressair a partir de abril/09. Políticas anticíclicas adotadas pelo governo federal para minimizar os impactos da crise econômico/financeira mundial foram decisivas para o bom desempenho econômico do país, com destaque para a queda dos juros, redução de IPI para aparelhos elétricos, materiais de construção e setor automotivo. No âmbito regional, a implantação de novas indústrias no Complexo de SUAPE, a elevação da temperatura média no segundo semestre e a melhoria da renda do trabalhador ratificaram essa tendência de crescimento.

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

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

- O crescimento de 9,38% no consumo da classe residencial, que participa com aproximadamente 36,71% do mercado cativo total, fortalecido pela já citada boa fase de economia nacional e regional, pela intensificação de combate às fraudes de energia, pela elevação da temperatura média;
- Medidas do governo federal para estímulo ao consumo, como a facilidade ao crédito e a redução dos juros e do IPI para equipamentos elétricos, que proporcionaram elevação das vendas, principalmente de aparelhos da linha branca. Programas de transferência de renda, como o bolsa-família, inseriram parte da população no mercado consumidor e o aumento da renda média do trabalhador contribuiu para o surgimento de uma nova classe média ávida a consumir.

Em 2010, o mercado cativo no ano foi de 10.038,5 GWh, 5,09% maior que o verificado no ano de 2009. Esse bom resultado é consequência da intensificação do combate às perdas de energia e do bom momento vivido na economia estadual, que mostrou rápida recuperação frente à crise de 2008/2009, e conseguiu se sobressair no cenário nacional. O vultoso volume de investimentos direcionados para a economia brasileira, e em especial para a região nordeste, levou a taxa de desemprego a bater recordes de baixa em 2010, a um forte crescimento da massa salarial e melhoria no nível de renda do trabalhador.

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

- Manutenção do alto crescimento do consumo da classe residencial, que cresceu acima dos 9,38% em 2009 e registrou 8,11% em 2010. Esta classe participa com aproximadamente 37% do mercado cativo total, e foi fortalecida pela já citada boa fase da economia nacional e regional, pela intensificação do combate às fraudes de energia e pelas medidas do governo federal para estímulo ao consumo, como a facilitação do acesso ao crédito, a redução dos juros e a redução do IPI para equipamentos da linha branca e itens da construção civil. Programas de transferência de renda, como o Bolsa-Família de âmbito nacional, e o Chapéu de Palha, de âmbito estadual, inseriram um grande contingente de pessoas no mercado consumidor, aumentando a renda média do trabalhador e contribuindo para o aumento da capacidade de consumo.
- O mercado industrial, considerando os consumidores livres, também surpreendeu boa parte dos agentes econômicos. Mostrou uma rápida e forte recuperação ante a crise internacional, crescendo 12,34% em 2010 frente a 2009. Da mesma forma a classe comercial, incluindo os consumidores livres, cresceu 6,82% em 2010, beneficiada pela melhoria de renda nacional/regional e pela expansão e incentivos ao crédito. A classe rural mostrou boa recuperação em 2010, crescendo 9,16%. No ano anterior, o segmento, que é muito dependente das exportações do Vale do São

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

Francisco, sofreu bastante com a queda da demanda internacional, revertendo o quadro em 2010. A classe de Serviço Público também apresentou bom desempenho, crescendo 9,05% em 2010, influenciada pela expansão do sistema de abastecimento de Pirapama e da linha sul do metrô do Recife. A expansão das universidades federais e estaduais, das escolas técnicas, e a inauguração de novas unidades de saúde na Região Metropolitana do Recife impulsionaram a classe de Poder Público em 2010, que fechou o ano com 7,97% de crescimento.

Em 2011, O mercado cativo no ano foi de 10.189,9 GWh, 1,51% maior que o ocorrido no ano de 2010. Esse resultado é influenciado pela migração de consumidores do ambiente regulado para o ambiente de livre contratação associado a uma recuperação de perdas abaixo da média do ano anterior. Apesar do elevado volume de investimentos direcionados para o estado de Pernambuco, da taxa de desemprego bater recordes de baixa, do forte crescimento da massa salarial e melhoria no nível de renda do trabalhador em 2011, a economia brasileira vem mostrando sinais de desaceleração em função da instabilidade econômica internacional que influencia diretamente a balança comercial, o que reflete na produção industrial reduzindo assim o consumo de energia elétrica.

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

- O período de janeiro a maio/11, em comparação ao mesmo período do ano anterior apresentou maiores índices pluviométricos e temperaturas mais amenas. Especialmente em abril e maio/11, recordes históricos de volume de chuvas foram registrados. Este fato afeta diretamente as classes residencial e comercial, que reduzem o uso de aparelhos de refrigeração, climatização e bombeamento d'água, reduzindo assim o consumo de energia elétrica;
- Em fevereiro/11 ocorreu um desligamento na subestação de Luiz Gonzaga da CHESF, deixando toda a região nordeste sem energia elétrica. Em algumas localidades o fornecimento de energia só retornou no dia seguinte. O estado de Pernambuco foi quase que 100% afetado pelo desligamento e algumas indústrias sofreram retardos no reestabelecimento devido a danos causados a maquinários, assim como atrasos no recebimento de matéria prima de outros estados também afetados pelo referido desligamento;
- A classe residencial que registrou um crescimento de 8,11% em 2010, cresceu 3,72% no ano de 2011, mostrando certa acomodação das taxas considerando o efeito base em 2010. Esta classe participa com aproximadamente 39% do mercado cativo total ainda fortalecida pelas medidas do governo federal para estímulo ao consumo, como a facilitação do acesso ao crédito, redução dos juros e a redução do IPI para equipamentos da linha branca;

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

- O mercado industrial distribuído, ou seja, considerando os consumidores livres, vem apresentando desaceleração desde setembro de 2011, crescendo 3,79% no ano. O desaquecimento da economia mundial vem causando queda na produção física industrial em Pernambuco e no Brasil, segundo a PIM-PF do IBGE. As medidas restritivas tomadas pelo governo federal, como aumento de juros, redução de crédito e redução nos gastos do governo desestimularam o aumento da produção e consequentemente o consumo de energia elétrica. Outro fator relevante foi a desvalorização cambial da ordem de quase 20% que prejudicou as indústrias que utilizam um elevado nível de insumos importados, a exemplo da indústria Química e Têxtil;
- Já a classe comercial distribuída, incluindo os consumidores livres, cresceu 5,27% em 2011, beneficiada pela melhoria de renda nacional/regional e pela expansão e incentivos ao crédito;
- A classe rural decresceu 3,92% no ano de 2011 em relação ao ano anterior. No período de janeiro a julho/11, em comparação ao mesmo período do ano anterior ocorreram índices pluviométricos bem mais elevados. Esse fato reduz a necessidade de bombeamento para irrigação. Tal segmento representa uma parcela considerável da classe rural, afetando diretamente o seu consumo. Além disso, a desaceleração do mercado externo influenciou negativamente o resultado da classe, uma vez que os ramos de aquicultura e irrigação estão voltados para a exportação;
- As outras classes apresentaram um crescimento de 0,58% em 2011 em relação ao mesmo período de 2010 influenciado pelo comportamento das classes de poder público, serviço público e consumo próprio que cresceram respectivamente 3,09%, 1,05% e 1,25%. Já a classe iluminação pública decresceu 3,54% em 2011 em relação a 2010.

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

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

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

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

Resumimos abaixo os detalhes dos dois últimos reajustes tarifários e da segunda revisão tarifária da Companhia, ocorridos nos exercícios de 2009, 2010 e 2011.

2009

Revisão Tarifária

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 815/2009, de 28 de abril de 2009, apresentou o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica da Companhia, fixou as novas tarifas da Companhia para o período de 29 de abril de 2009 a 28 de abril de 2010.

Pela decisão da ANEEL o reposicionamento tarifário da Companhia foi de -6,24 % e seria postergado para os próximos reajustes o recebimento da última parcela do deferimento do reposicionamento tarifário de 2005 (Delta PB) e do ativo regulatório referente à compra de energia (Termopernambuco). No entanto, decisão liminar proferida pelo MM. Juiz Substituto da 9ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal determinou a inclusão imediata da última parcela desses dois ativos nas tarifas. Assim, o efeito médio percebido pelos consumidores nas tarifas fixadas pela ANEEL na Resolução nº 815/2009 foi de 6,45%, sendo para as classes de consumo de Alta Tensão (AT), em média, 11,46%, enquanto para as classes de consumo de Baixa Tensão (BT) o índice de 3,64%.

Com a suspensão da referida decisão liminar pelo Superior Tribunal de Justiça - STJ, a partir de 27 de maio de 2009, o efeito médio das tarifas percebido pelos consumidores passou a ser de -1,08%. Em média para o conjunto de consumidores, sendo para as classes de consumo de Alta Tensão (AT), em média, 4,86%, enquanto para as classes em Baixa Tensão (BT) o índice percebido de -4,42%.

Em 09 de julho de 2009, o Supremo Tribunal Federal- STF, reestabeleceu a decisão liminar da 9ª Vara Federal, permitindo a CELPE praticar tarifas com o efeito médio percebido pelos consumidores de 6,45%, sendo para as classes de consumo de Alta Tensão (AT), em média, 11,46%, enquanto para as classes em Baixa Tensão (BT) o índice de 3,64%.

Em 20 de agosto de 2009, em sentença da 9ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, houve julgamento do mérito da ação, no qual foi reconhecido o direito da CELPE de continuar

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

aplicando as tarifas homologadas pela ANEEL constantes nos anexos VII e VIII da Resolução Homologatória nº 815/2009, as quais consideram os efeitos da decisão liminar.

2010

Reajuste Tarifário

A ANEEL, através Resolução Homologatória nº. 973/2010, de 29 de abril de 2010, fixou as tarifas a serem praticadas pela Companhia no período de 29 de abril de 2010 a 28 de abril de 2011. Tais tarifas foram reajustadas, em média, em 5,75%, sendo 3,01% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,74% referentes aos componentes financeiros pertinentes.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de -8,70%. Esse efeito varia conforme o nível de tensão ao qual o consumidor está conectado. Os consumidores de baixa tensão, Grupo B, composto principalmente pelos residenciais, perceberam um efeito em sua tarifa em torno de -10,19%. Este representa mais de 99,8% (noventa e nove vírgula oito por cento) do total de consumidores da Companhia. Já os clientes do Grupo A, dentre eles os industriais e comerciais de médio e grande porte, ligados em alta tensão, perceberam uma variação média de -5,96% (cinco vírgula noventa e seis por cento negativos) na nova tarifa.

No caso dos clientes da subclasse Residencial Baixa Renda, a redução foi maior, atingindo, em média, -14,48%. Conforme estabeleceram as Leis 12.111/09 e 12.212/10, esses consumidores passaram a ter subsídio adicional, com isenção dos encargos da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados (CCC) e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Os clientes residenciais classificados como Baixa Renda contam com o benefício da Tarifa Social, que garante um desconto de até 65% sobre o valor da fatura. Esses consumidores correspondem a 52% do total de clientes da Companhia.

O Reajuste Tarifário de 2010 foi realizado em conformidade com a cláusula sétima do contrato de concessão da CELPE nº. 26/2000, a qual prevê que a Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Para este fim, o Poder Concedente aplica fórmula prevista na subcláusula sexta da cláusula sétima do Contrato de Concessão, onde são observados 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 compõe a Receita da Concessionária.

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 34% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de

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

energia respondem por 40%. Cabe à Companhia os 26% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

2011

Reajuste Tarifário

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 29 de abril de 2011, publicou no Diário Oficial da União - DOU a Resolução Homologatória nº. 1.143, estabelecendo as tarifas a serem praticadas pela Companhia no período de 29 de abril de 2011 a 28 de abril de 2012. Tais tarifas foram reajustadas, em média, em 10,86%, sendo 8,19% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,67% referentes aos componentes financeiros pertinentes.

Em face do encerramento de componentes financeiros do reajuste anterior, O efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de -8,27%. Esse efeito varia conforme o nível de tensão ao qual o consumidor está conectado. Os consumidores de baixa tensão, Grupo B, composto principalmente pelos residenciais, perceberam um efeito em sua tarifa em torno de 8,19%. Este representa mais de 99% do total de consumidores da Companhia. Já os clientes do Grupo A, dentre eles os industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, perceberam uma variação média de 8,68% na nova tarifa.

O Reajuste Tarifário de 2011 foi realizado em conformidade com a cláusula sétima do contrato de concessão da Companhia nº. 26/2000, a qual prevê que a Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Para este fim, o Poder Concedente aplica fórmula prevista na subcláusula sexta da cláusula sétima do Contrato de Concessão, onde são observados 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 compõe a Receita da Concessionária.

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 35% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 39%. Cabe à Companhia os 26% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

- 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**

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

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

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

Tarifas reguladas de distribuição de energia

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

O mercado cativo no ano foi de 10.189,938 GWh, 1,51% maior que o verificado no ano de 2010. Esse resultado é influenciado pela migração de consumidores do ambiente regulado para o ambiente de livre contratação associado a uma recuperação de perdas abaixo da média do ano anterior. A receita de fornecimento em 2011, considerando apenas as vendas de energia ao mercado cativo, foi de R\$ 3.729,2 milhões, o que representa 86% da receita bruta total da Companhia no ano. Dessa forma as receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas.

Reajuste tarifário anual

Os aumentos de tarifas de distribuição se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos diferenciados em função do mercado de referência utilizado em cada reajuste tarifário ou revisão tarifária periódica. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual/revisão tarifária de 2009 a 2011. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

Reajuste Tarifário Anual	2011	2010	2009*
Efeito médio percebido pelos consumidores	8,27%	8,70%	6,45%

* Revisão tarifária

Fonte: DFP

Tarifas de compra de energia

Os preços da energia elétrica adquirida pela Companhia nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles

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

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 2011, a energia contratada para atender a demanda da Companhia totalizou 12.915 GWh, um incremento de 4,8% em comparação com 12.318 GWh em 2010 (5,3% em comparação com 11.703 GWh em 2009).

Câmbio e Taxa de Juros

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

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

Valores em R\$ mil

	2011	Δ% 11/10	2010	Δ% 10/09	2009
Receita Financeira	137.247	15,83%	118.490	37,99%	85.871
Renda de aplicações financeiras	35.679	64,22%	21.727	12,12%	19.378
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	44.552	1,66%	43.825	8,50%	40.392
Variação monetária, cambial e swap	55.913	40,44%	39.813	158,58%	15.397
Outras receitas financeiras	1.103	-91,60%	13.125	22,62%	10.704
Despesa Financeira	(240.790)	40,78%	(171.041)	10,12%	(155.320)
Encargos de dívida	(139.325)	35,49%	(102.833)	0,38%	(102.442)
Variação monetária, cambial e swap	(72.432)	58,34%	(45.745)	17,17%	(39.042)
Outras despesas financeiras	(29.033)	29,25%	(22.463)	62,35%	(13.836)
Juros sobre capital próprio	(89.650)	5,75%	(84.776)	5,84%	(80.100)
Resultado Financeiro	(193.193)	40,68%	(137.327)	-8,17%	(149.549)

Fonte: DFP

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

Análise do Cenário Econômico

2009

O ano de 2009 foi marcado por momentos de instabilidade no cenário econômico internacional decorrente da crise financeira iniciada em 2008. Em relação à economia brasileira, ainda que com menor intensidade, os efeitos dessa crise se fizeram presente. Entretanto, o Governo adotou medidas para estimular o consumo, como a redução nas taxas de juros e concessão de incentivos fiscais. O produto interno bruto não registrou crescimento real neste ano, contrastando com um crescimento anual de aproximadamente 4,8% entre 2004 e 2008.

A taxa média de câmbio em 2009 foi de 1,74, evidenciando uma queda de 25% em relação à registrada no exercício anterior. A taxa básica de juros, SELIC, também manteve a tendência de queda, fechando o ano em 9,05% contra 13,75% de 2008. A inflação se manteve dentro da meta estabelecida pelo Governo Federal, fechando o ano em 4,31%, segundo o Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA. O IGPM, índice utilizado como indexador para o reajuste das tarifas de energia elétrica, fechou o ano com uma deflação de 1,72%, a primeira queda anual desde o início da série histórica em 1989.

2010

No âmbito internacional, o ano de 2010 foi marcado pela turbulência de alguns países da Europa e pela persistência do baixo crescimento da economia norte-americana. Em relação à economia brasileira, o ano foi de aquecimento, tendo o produto interno bruto apresentado a maior alta desde 1986, atingindo um crescimento de 7,5%.

A taxa básica de juros, SELIC, apresentou uma tendência de alta, fechando o ano em 10,75% contra 9,05% de 2009. A tendência de alta observada deveu-se à tentativa de controlar a inflação que fechou o ano em 5,91%, segundo o Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA. Apesar da alta, o índice ficou dentro da margem de tolerância para a meta de inflação. O IGPM, índice utilizado como indexador para o reajuste das tarifas de energia elétrica, fechou o ano com uma inflação de 11,32%, registrando a maior variação desde 2004, quando chegou a 12,42%.

A taxa de câmbio fechou 2010 em R\$/US\$ 1,67 apontando uma valorização do real frente ao dólar de 4,31% quando comparada a 2009. Os principais fatores que impulsionaram a cotação do real foram o volume de commodities exportadas e o bom desempenho brasileiro durante a crise financeira mundial.

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

2011

Devido à crise financeira internacional, o governo brasileiro adotou algumas medidas com vistas a amenizar os efeitos da crise. As medidas resultaram nos efeitos que se esperavam e o Brasil superou a crise baseado principalmente no crescimento do mercado interno. No entanto, o crescimento da demanda parece ter sido superior à capacidade produtiva do país o que acabou resultando em fortes pressões inflacionárias. Por isso, desde fins de 2010, a preocupação do Banco Central do Brasil com o controle da inflação foi bastante intensa.

A taxa básica de juros, SELIC, apresentou uma tendência de alta no primeiro semestre de 2011 chegando ao patamar de 12,5%, contudo no segundo semestre começou a diminuir fechando o ano em 11%. O IPCA encerrou o ano de 2011 com alta de 6,50%, marcando o resultado mais elevado desde 2004 (7,60%). A pressão do grupo dos serviços, dos preços de alimentos e a inércia gerada pela inflação elevada de 2010 foram os principais motivos para a alta inflação em 2011.

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

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

No âmbito regional, segundo as estimativas da Agência Estadual de Planejamento e Pesquisa de Pernambuco (Condepe/Fidem), Pernambuco registrou em 2011 um crescimento de 4,5% do seu Produto Interno Bruto (PIB), quando comparado com o ano de 2010, ficando acima do crescimento do PIB nacional, que registrou crescimento de 2,7% em 2011. É um número a ser comemorado porque a economia pernambucana resistiu firmemente aos efeitos da crise.

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

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

a. introdução ou alienação de segmento operacional

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

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

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

c. eventos ou operações não usuais

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

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

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010 foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

A promulgação das Leis nº 11.638/07 e 11.941/09 instaurou para as companhias abertas, o processo de convergência às normas internacionais de contabilidade com a emissão pelo CPC e a aprovação dos órgãos reguladores contábeis brasileiros, de diversos pronunciamentos, interpretações e orientações contábeis em duas etapas: a primeira etapa, desenvolvida e aplicada em 2008 com a adoção dos pronunciamentos técnicos CPC 00 a 14 (revogado a partir de 2010) e a segunda com a emissão em 2009 dos pronunciamentos técnicos CPC 15 a 43 (à exceção do 34), com adoção obrigatória para 2010, com efeito retroativo para 2009 para fins comparativos.

As demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foram as primeiras apresentadas de acordo com esses novos pronunciamentos contábeis. A Companhia preparou o seu balanço de abertura com a transição iniciada em 1º de janeiro de 2009.

a) Isenções adotadas

Na preparação das demonstrações financeiras da data de transição de acordo com o CPC 43 – Adoção Inicial dos CPC's 15 a 40, a Companhia aplicou as exceções obrigatórias e certas isenções opcionais de aplicação retrospectiva dos novos pronunciamentos contábeis.

b) Isenções da aplicação retrospectiva completa escolhida pela Companhia

A Companhia adotou a utilização das seguintes isenções opcionais de aplicação retrospectiva completa:

- Isenção relativa à classificação de instrumentos financeiros: a Companhia optou por classificar e avaliar seus instrumentos financeiros de acordo com o CPC 38 na data de transição dos novos CPC's. Não foram realizadas análises retroativas à data original de contratação dos instrumentos financeiros vigentes na data de transição. Todos os instrumentos financeiros contratados após a data de transição foram analisados e classificados na data de contratação das operações.

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

- Isenção relativa à aplicação retroativa do ICPC 01: a Companhia considerou impraticável re-mensurar, individualmente, os ativos que compõem a infra-estrutura utilizada na concessão do serviço público nas suas datas de aquisição, optando pelo método do valor residual para mensurar: (i) o ativo intangível, correspondente a parcela estimada dos investimentos realizados que serão amortizados até o final da concessão e (ii) o ativo financeiro indenizável, correspondente ao direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do concedente pelos serviços de construção efetuados e não amortizados até o final da concessão.
- Isenção para mensuração dos benefícios a empregados: a Companhia optou por reconhecer todos os ganhos e perdas atuariais decorrentes de planos de benefícios a empregados na data de adoção inicial dos novos CPC's contra lucros acumulados. A partir desta data, a Companhia reconhece os ganhos e perdas atuariais seguindo a regra do corredor, ou seja, os ganhos e perdas somente serão reconhecidos na extensão que superarem 10% dos ativos do plano ou 10% do passivo de benefício a empregados projetado acumulado.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Os principais ajustes decorrentes dos novos pronunciamentos contábeis que afetaram as demonstrações financeiras da Companhia foram:

(1) Estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações contábeis (CPC Estrutura Conceitual). As Companhias devem elaborar suas demonstrações financeiras de acordo com esse pronunciamento, que dentre outros conceitos, estabelece as bases para reconhecimento de ativos, passivos, receitas e despesas. As diferenças entre os valores estimados incluídos no cálculo da tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos pela Companhia, reconhecidos antes da aplicação dos novos CPCs como ativos e passivos regulatórios não são, de acordo com esse pronunciamento, reconhecidos no balanço patrimonial, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos.

Como consequência, os saldos de ativos e passivos regulatórios contabilizados antes da data de adoção inicial dos novos CPC's foram reconhecidos contra lucros acumulados e resultado do período corrente, de acordo com o período de competência.

(2) Custos de empréstimos (CPC 20) – A prática contábil adotada pela Companhia foi modificada para refletir o requerimento de capitalização de custos de empréstimos atribuíveis à aquisição, construção ou produção de ativo qualificável como parte do custo do ativo.

O montante dos custos de empréstimos elegíveis a capitalização foi definido pela Companhia pela aplicação da taxa média ponderada sobre os gastos do ativo intangível em fase de construção.

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

A Companhia adotou esta prática para os períodos contábeis iniciados a partir de 1º de janeiro de 2009.

(3) Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (ICPC 08) – Esta interpretação esclarece que a declaração de dividendos, excedente ao mínimo obrigatório, após o período contábil a que se referem às demonstrações contábeis não devem ser reconhecidos como passivo, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis como definido no pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos.

Os dividendos declarados e não pagos, excedentes ao mínimo obrigatório, referentes aos exercícios de 2008 e 2009 foram reconhecidos como ajuste na mutação do patrimônio líquido e foram revertidos na conta de dividendos a pagar, no balanço patrimonial, onde estavam originalmente apresentados de acordo com as regras anteriores.

(4) Contratos de Concessão (ICPC 01 e OCPC 05) - Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços.

Em decorrência da adoção dessas normas e resultante do contrato de concessão de serviços públicos de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infra-estrutura da concessão, a Companhia reconheceu: (i) um ativo intangível que correspondente à cessão de uso dos bens que compõem a infra-estrutura necessária para a realização dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondente ao valor devido, direta ou indiretamente, pelo concedente.

O ativo intangível reconhecido como remuneração pela prestação de serviços de construção ou melhorias está mensurado pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, o ativo intangível está mensurado pelo custo, o qual inclui os custos de empréstimos capitalizados e deduzidos da amortização acumulada.

O ativo financeiro está classificado como instrumento financeiro disponível para venda, considerando a premissa de que o valor da indenização ao final do contrato de concessão será calculado pelo órgão concedente em função da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerado a atualização pelo IGPM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado serão reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Não será calculado ajuste a valor presente do ativo financeiro.

Considerando que o ativo financeiro é remunerado pelo WACC regulatório e que esta remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor, esse ativo financeiro já se encontra a valor presente.

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

(5) Contratos de Construção (CPC 17) – Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidas na demonstração do resultado.

Em atendimento a este pronunciamento técnico a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. A margem de construção adotada foi estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de 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 relacionada. 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.

(6) Benefícios a empregados (CPC 33) – Este pronunciamento técnico fornece orientações sobre o reconhecimento, a mensuração e a evidenciação dos benefícios concedidos aos empregados.

A Companhia reconheceu o déficit com o Plano de Benefícios Previdenciários - Benefício Definido nº 002.

(7) Imposto de renda e contribuição social: os impostos diferidos foram registrados sobre diferenças temporárias relacionadas às diferenças entre a prática contábil anterior e os novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, considerando que para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

(8) Reclassificações: De acordo com os novos pronunciamentos contábeis foram efetuadas as seguintes reclassificações às demonstrações financeiras da Companhia.

- Os depósitos judiciais relacionados a contingências prováveis e anteriormente registrados como redução das respectivas provisões foram reclassificados para o ativo não circulante.
- Os impostos diferidos e o benefício fiscal do ágio anteriormente apresentados no circulante foram reclassificados para o não circulante.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

Durante o processo de elaboração das demonstrações contábeis apuramos e registramos diversas estimativas contábeis, as quais são computadas com base em dados consistentes, tendo sido divulgados nas demonstrações contábeis.

Não há riscos e incertezas relacionados com o uso de estimativas contábeis e nem vulnerabilidades ocasionadas por concentrações relevantes que não tenham sido divulgadas.

A Companhia adotou as seguintes práticas contábeis para os assuntos abaixo demonstrados as quais, apesar de serem as mesmas informações contidas na demonstração, refletem os comentários dos Diretores desta Companhia e foram por estes validados:

1. Base de apresentação

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

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.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, estimativas do valor justo das propriedades para investimento, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

Os valores contábeis de ativos e passivos reconhecidos que representam itens objeto de hedge a valor justo que, alternativamente, seriam contabilizados ao custo amortizado, são ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de hedge.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2011.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras.

2. Conversão de saldos em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira que não sejam instrumento de hedge ou objeto de hedge, são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

3. Reconhecimento de receita

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

a) Receita não faturada

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

b) Receita de construção

A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – 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 estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de 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 relacionada. 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.

c) Receita de juros

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

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

4. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

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

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

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal Sudene), calculada com base no lucro da exploração.

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

5. Imposto sobre vendas

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

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

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

6. Instrumentos financeiros

a) Ativos financeiros

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo intangível (concessão), outros créditos e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumentos de hedge.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

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

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.

- Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou "prêmio" na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- Investimentos mantidos até o vencimento

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

- Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

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

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

b) Passivos financeiros

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

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

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

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

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado.

A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

- Mantidos para negociação

Passivos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Esta categoria inclui instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia que não satisfazem os critérios de contabilização de hedge definidos pelo CPC 38. Derivativos, também são classificados como mantidos para negociação, a menos que sejam designados como instrumentos de hedge efetivos. Ganhos e perdas de passivos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado.

- Empréstimos e financiamentos

Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa efetiva de juros.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

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

c) Valor justo de instrumentos financeiros

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

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

7. Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de hedge

A Companhia firma contratos derivativos de swap com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros. De acordo com o preconizado no CPC 38, esses derivativos foram contabilizados como instrumentos financeiros de hedge (*hedge accounting*).

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos.

Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo.

Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

Para os fins de contabilidade de hedge (*hedge accounting*), a Companhia classifica os hedges como hedge de valor justo, ao fornecer proteção contra a exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

A Companhia classifica formalmente e documenta a relação de hedge à qual deseja aplicar contabilidade de hedge, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o hedge. A documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, o item ou transação objeto de hedge, a natureza do risco objeto de hedge, a natureza dos riscos excluídos da relação de hedge, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de hedge e a forma em que a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de hedge para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de hedge.

Espera-se que esses hedges sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram efetivamente altamente eficazes ao longo de todos os períodos-bases para os quais foram destinados.

8. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata. São classificadas como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado - disponíveis para negociação, e estão registradas pelo valor original acrescido dos rendimentos auferidos até as datas base das demonstrações contábeis, apurados pelo critério pró-rata, que equivalem aos seus valores de mercado.

9. Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios 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.

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

10. Títulos e valores mobiliários

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

11. Estoques

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

12. Outros investimentos

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

13. 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 da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IGPM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada cinco anos (próxima revisão prevista para abril de 2013), o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

14. Intangível

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

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

A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo intangível excede o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor novo de reposição.

Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente.

15. Empréstimos, financiamentos e debêntures

As obrigações em moeda nacional são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

De acordo com o preconizado no CPC 38, as obrigações em moeda estrangeira são consideradas como itens objeto de hedge (*hedge accounting*), e estão contabilizados pelos seus valores justos.

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infra-estrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nº. 553, de 12 de novembro de 2008 e 577, de 5 de junho de 2009, que aprovaram, respectivamente, os CPC's 04 – Ativo Intangível e CPC 20 – Custos de Empréstimos.

Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

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

16. Taxas regulamentares

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual.

b) Conta Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e; subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

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

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

e) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

f) Encargo do Serviço do Sistema – ESS

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

17. Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICPC 08, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados revisados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como "Proposta de distribuição de dividendo adicional" no patrimônio líquido.

A Companhia distribui juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º. da Lei nº. 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios.

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

18. Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados

A Companhia possui diversos planos de benefícios a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria, assistência médica, participação nos lucros e resultados, dentre outros.

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM nº. 600, de 7 de outubro de 2009.

Eventuais superávits com planos de benefícios a empregados também são contabilizados, reconhecidos até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para estes planos.

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

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

19. Provisões

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

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

20. Demais direitos e obrigações

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

21. Operações de Compra e Venda de Energia Elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

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

22. Questões ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais consubstanciada nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e tem por motivadores os “condicionantes ambientais” exigidos pelos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Nesse particular, estão

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

enquadrados o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA e o Instituto do Meio Ambiente – IMA, este na esfera estadual.

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

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

O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos avençados entre as partes.

23. Segmento de negócios

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio dos quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da entidade para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível.

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

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 vem promovendo o fortalecimento da sua estrutura geral de controles internos, em linha com os requerimentos da seção 404 da Lei norte-americana *Sarbanes-Oxley* e dos princípios básicos de Governança Corporativa.

O trabalho de controles internos é realizado desde 2004 nas empresas de Distribuição, 2008 nas empresas de Geração, Transmissão e Comercialização de Energia e 2009 na Holding Neoenergia. Este trabalho contempla o mapeamento de processos, através da elaboração de fluxogramas e matriz de riscos/controles; procedimento de walkthrough, no qual é avaliado o desenho dos controles identificados no mapeamento; realização de testes para os controles que mitigam riscos altos e acompanhamento dos planos de ação para solução dos *gaps* identificados.

Atualmente, a Companhia possui 281 controles mapeados e 5 recomendações de melhoria, as quais não representam deficiências significativas. A implantação das recomendações é monitorada periodicamente pelas áreas de controles internos e pela Diretoria Executiva.

Com o objetivo de alinhar os processos e controles do Grupo Neoenergia, foi atualizada em 2011 a norma de limites e alçadas. Esta norma estabelece critérios e responsabilidades para a execução de atos que gerem obrigações, desembolsos ou reembolsos para as empresas do Grupo.

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

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

O relatório de recomendações sobre os controles internos apresentado pelo auditor independente contém recomendações de materialidade não relevante para o valor e capacidade de pagamento da companhia e está sendo acompanhado pela administração.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7 - Comentários sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliários:****a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados**

Em 20 de abril de 2011 a Companhia concluiu a operação de captação de recursos no mercado nacional por meio da 4ª emissão de debêntures (CEPE14), no montante de R\$ 360 milhões, com prazo de 6 anos sendo 4 anos de carência para amortização do principal, e juros pagos semestralmente com custo de 111,30% do CDI. A 4ª emissão de Debêntures é destinada exclusivamente a investidores qualificados, conforme instrução CVM 476.

Os recursos oriundos desta captação são destinados ao ajuste de perfil de dívidas da Companhia.

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

Não aplicável. Não houve desvios relevantes.

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

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**10.8 - Comentários sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:**

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

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

Não aplicável

i. Comentários sobre arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

Não aplicável.

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

Não aplicável.

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

Não aplicável.

iv. Comentários sobre contratos de construção não terminada

Não aplicável.

v. Comentários sobre contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável.

b. Comentários sobre outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável.

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

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

a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Não aplicável.

b. natureza e o propósito da operação

Não aplicável.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não aplicável.