

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	14
5.4 - Alterações significativas	15

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	19
10.2 - Resultado operacional e financeiro	34
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	50
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	51
10.5 - Políticas contábeis críticas	56
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	71
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	73
10.8 - Plano de Negócios	74
10.9 - Outros fatores com influência relevante	75

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

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

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

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

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

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 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 capacidade de pagamento da Companhia. Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia possuía um endividamento bruto de R\$ 634,7 milhões, dos quais 45,80% estavam indexados ao Certificado de Depósito Interbancário (CDI), 2,32% ao Dólar (USD), 20,55% à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), 2,32% à Unidade de Referência Fiscal (UFIR) e 29,01% em taxa pré-fixada.

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, as distribuidoras e os Consumidores Livres. Estas alterações incluem mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas poderão resultar em aumento da carga 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

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

lucratividade se ocorrerem alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica.

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 nossos valores mobiliários, além de dificultar o nosso acesso ao mercado de capitais e ao financiamento das nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou absolutos.

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.

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

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

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

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

a. riscos para os quais se busca proteção

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

A Política Financeira estabelece a busca por:

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

<i>Ratios de Endividamento</i>	<i>Dívida Líquida / EBITDA</i>	<i>Dívida CP/ Dívida Total</i>	<i>EBITDA/ Desp. Fin. Líq.</i>
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.

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

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

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

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

Risco de Liquidez

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

Risco de Variação Cambial

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

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

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

Risco de vencimento antecipado

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

Risco de inadimplência

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. 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)

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando swap dólar para CDI e troca de taxa de juros utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI.

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

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

Em 31/12/2011 a Cosern manteve sua dívida em Dólar, protegida da variação cambial através de operações de swap. Além deste swap, a empresa possui também um swap de taxa de juros pré fixado atrelado a um contrato assinado junto ao Banco do Brasil.

A tabela a seguir apresenta o montante total da dívida em Dólar e Reais.

Credor	Moeda	Custo	Saldo em USD	Custo do Swap	Saldo em R\$ mil
Banco do Brasil	Reais	12,149%a.a.	-	99,50%a.a CDI	63.057
Bank Of America	Dólar	libor+1,65%a.a.	7.850	107,85a.a CDI	14.725

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 com objetivos diversos de proteção patrimonial.

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

A estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos é composta pelos Comitês de Auditoria, Financeiro, 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.

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

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

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

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

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

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

A estrutura de governança tem como principal característica o modelo de gestão matricial, com a presença de Diretores Executivos nas diretorias das empresas controladas e Diretor Presidente da Neoenergia nos Conselhos de Administração das empresas controladas. A estruturação desse 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.

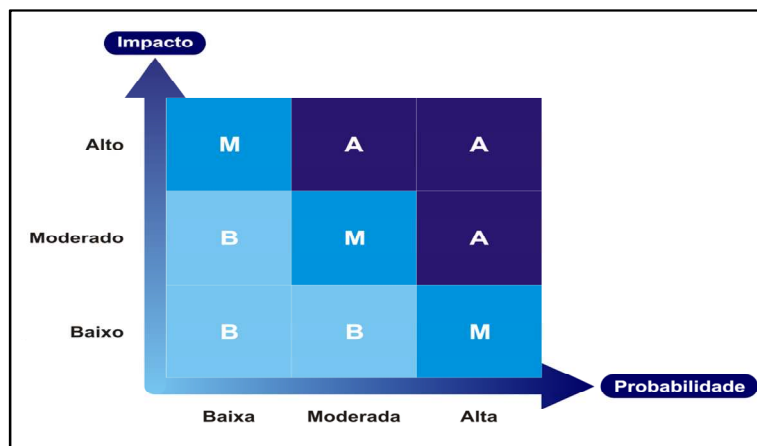
2. Definição de Objetivos: O ciclo de planejamento inicia-se pela definição do planejamento estratégico por parte dos sócios, que são representados pelo Conselho de Administração. Em seguida, eles repassam para Diretoria as primeiras orientações, como a visão, missão e valores das Companhias. A Diretoria 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

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

departamentais e demais equipes até que os seus resultados possam ser observados pelo cliente. Os objetivos são pautados nas dimensões do Balanced Scorecard.

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

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



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

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

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

relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, em linha com a Lei Sarbanes-Oxley.

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

Sistemas de Informação/Gestão:

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

Canais de Comunicação:

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

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

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;
 - 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

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

- 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; Luísa 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.	
<i>Ratings de Crédito Corporativo</i>	
Escala global	
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/–
Moeda local	BBB-/Estável/–
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/–
Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)	
<i>Ratings de Crédito Corporativo</i>	
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)	
<i>Ratings de Crédito Corporativo</i>	
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)	
<i>Ratings de Crédito Corporativo</i>	
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

10.1 - Os diretores devem comentar sobre:

a. as condições financeiras e patrimoniais gerais

A COSERN detém o direito à exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte. A geração de caixa da companhia tem sido suficiente para cobrir as despesas operacionais e o pagamento do serviço da dívida. Por atuar num setor capital intensivo, a COSERN investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a COSERN busca o apoio dos bancos de fomento. Cerca de 40% da dívida da COSERN é proveniente de contratos com bancos de fomentos e organismos multilaterais, dentre eles o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e o Banco do Nordeste do Brasil – BNB e FINEP.

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

2009:

A COSERN encerrou o exercício de 2009 com uma receita operacional bruta de R\$ 1.265,7 milhões (R\$ 1.165,2 milhões em 2008), representando um aumento de 8,6%. A receita líquida somou R\$ 855.089 milhões, 7,4% superior à receita líquida apurada no mesmo período do no anterior de R\$ 796.266 milhões. O crescimento do volume de vendas de 7,85% pela ampliação do mercado cativo, no ano, contribuíram favoravelmente para o crescimento da Receita Operacional Bruta de 8,6%, em relação ao ano anterior.

A arrecadação bruta de R\$ 1.400,0 milhões superou em 11,26% a registrada em 2008, como fruto das ações adotadas para a recuperação de créditos. O índice de arrecadação foi de 101,38% do faturamento registrado em 2009, contra 100,89% em 2008.

O EBITDA foi de R\$ 250,8 milhões em 2009, o que representa uma redução de 4,50% quando comparado com o total de R\$ 262,6 milhões em 2008. A margem do EBITDA de 2009 foi de 29,3% ante os 33,0% de 2008.

O Lucro Líquido da COSERN em 2009 foi R\$ 197,1 milhões, contra R\$ 212,3 milhões em 2008, refletindo uma diminuição de 7,1% influenciada, principalmente, pelo aumento do custo médio da energia.

Os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures totalizaram R\$ 413,9 milhões em 2009, ficando 2,31% abaixo de dezembro de 2008, no valor de R\$ 423,7 milhões, representando 70,72% do patrimônio líquido. Atualmente, o endividamento da Companhia está concentrado no longo prazo.

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

2010:

A COSERN encerrou o exercício de 2010 com uma receita operacional bruta de R\$ 1.625,5 milhões (R\$ 1.459,7 milhões em 2009), representando um aumento de 10,6%. A receita operacional líquida somou R\$ 1.150,8 milhão, 8,6%, superior a receita líquida apurada no mesmo período do ano anterior R\$ 1.060,2 milhões.

A arrecadação bruta de R\$ 1.557,33 milhão superou em 11,21% a registrada em 2009, como fruto das ações adotadas para a recuperação de créditos. O índice de arrecadação foi de 102,7% do faturamento registrado em 2010, contra 101,4% em 2009.

O EBITDA foi de R\$ 331,5 milhões em 2010, o que representa um aumento de 6,2% quando comparado com o total de R\$ 312,2 milhões em 2009. A margem do EBITDA de 2010 foi de 28,8% ante os 29,4% de 2009.

O Lucro Líquido da COSERN em 2010 foi R\$ 253,7 milhões, contra R\$ 244,8 milhões em 2009, refletindo um aumento de 3,6%.

2011:

A COSERN encerrou o exercício de 2011 com uma receita operacional bruta de R\$ 1.670,7 milhões (R\$ 1.625,5 milhões em 2010), representando um aumento de 2,8%. A receita líquida somou R\$ 1.149,7 milhões, 0,1% inferior à receita líquida apurada no mesmo período do anterior de R\$ 1.150,8 milhões.

A arrecadação bruta de R\$ 1.639,8 milhão superou em 5,3% a registrada em 2010, como fruto das ações adotadas para a recuperação de créditos. O índice de arrecadação foi de 101,6% do faturamento registrado em 2011, contra 102,7% em 2010.

O EBITDA/LAJIDA (lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) do ano de 2011 foi de R\$ 320,9 milhões (R\$ 331,5 milhões em 2010), representando um decréscimo de 3,2% em relação ao ano anterior.

O Lucro Líquido da COSERN em 2011 foi R\$ 232,1 milhões, contra R\$ 253,7 milhões em 2010, refletindo um decréscimo de 8,5%.

O fornecimento de energia elétrica em 2011 (mercado cativo de energia) foi de 3.942.807 MWh, ante um consumo faturado de 3.839.158 MWh no mesmo período do ano passado, representando um acréscimo de 2,7% em relação ao mesmo período de 2010 o que significa um aumento de 103.649 MWh.

Esta variação deve-se ao retorno de clientes para o mercado cativo, além da entrada de uma nova fábrica de cimento no Estado, o que resultou em um aumento de 6,2% na classe industrial. Por outro lado, em função do alto índice de chuvas e da baixa sensação térmica registrados em 2011, a classe rural apresentou queda de 7,6%, assim como a classe residencial que cresceu apenas 4,3%, ficando abaixo do crescimento histórico, e o comércio

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

que também foi bastante afetado pelas baixas temperaturas, cresceu apenas 2,5% em relação ao ano de 2010.

Em 2011 a COSERN investiu R\$ 141,7 milhões, os quais foram destinados à melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento de energia elétrica aos seus clientes.

A Companhia encerrou o exercício com índice de perdas de energia de 10,82%, índice inferior ao registrado em 2010. O sistema de distribuição registrou para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 15,22 horas e para o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 9,07 interrupções. Desconsiderada a contribuição das interrupções originadas pela transmissora, foram iguais a 14,54 horas e 7,69 interrupções, respectivamente. Ressaltamos que, com este resultado, o DEC ficou 10% e o FEC 2% abaixo das metas estabelecidas. O TMA (Tempo Médio de Atendimento) em 2011 foi de 154 minutos, ficando 2,53% abaixo do realizado em 2010.

Os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures totalizaram R\$ 634,7 milhões em 2011, ficando 22,53% acima de dezembro de 2010, no valor de R\$ 518,0 milhões, representando 82,46% do patrimônio líquido. Atualmente, o endividamento da Companhia está concentrado no longo prazo.

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

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

i. Hipóteses de resgate

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

ii. Fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável.

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

Valores em R\$ mil

Estrutura de Capital	Exercício social terminado em:					
	31/12/2011	%	31/12/2010	%	31/12/2009	%
Capital Próprio	769.748	45,77	719.912	47,97	658.190	44,87
Capital de Terceiros	911.890	54,23	780.778	52,03	808.780	55,13

Fonte: DFP

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

c. a capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A COSERN 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, não podemos assegurar que eventos adversos não ocorrerão e não prejudicarão a capacidade de pagamentos da Companhia.

Nos últimos três anos o valor do EBTIDA e o índice de cobertura da dívida líquida foram:

Indicador	Exercício social terminado em:		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
EBTIDA	320.914	331.506	312.169

Fonte: DFP

Indicador	Exercício social terminado em:		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Dívida Líquida/EBTIDA	1,35	1,35	0,95

Fonte: DFP

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

A Cosern tem como um dos pontos da sua política financeira priorizar o financiamento dos investimentos junto a organismos multilaterais e agências de fomento, a exemplo do BNDES, BNB, FINEP, etc. Além dessas fontes o Grupo Neoenergia 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.

e. as 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 COSERN 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 brAAA da Standard and Poors

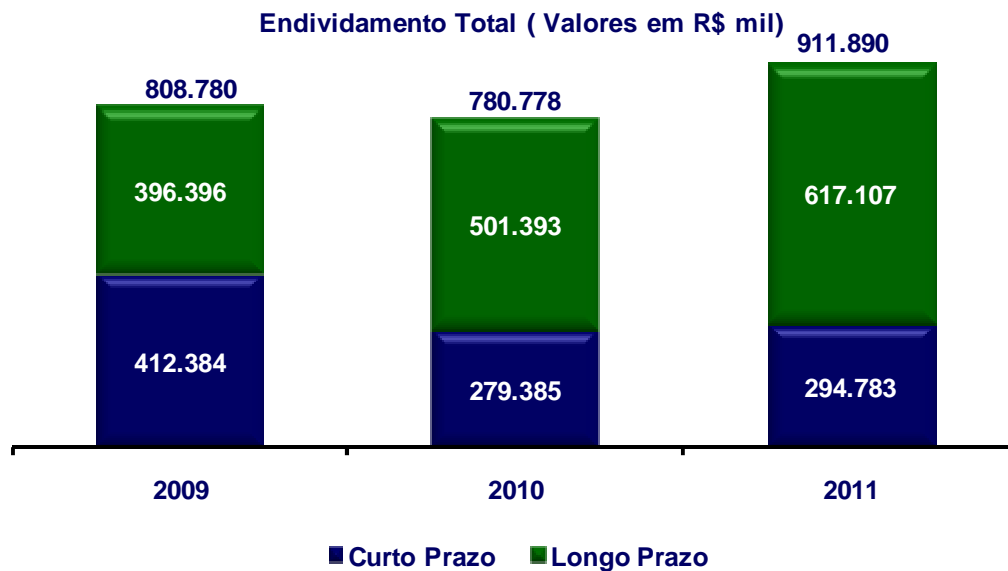
10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

a COSERN não teve dificuldade de encontrar contrapartes no mercado financeiro doméstico para essas operações nos últimos anos.

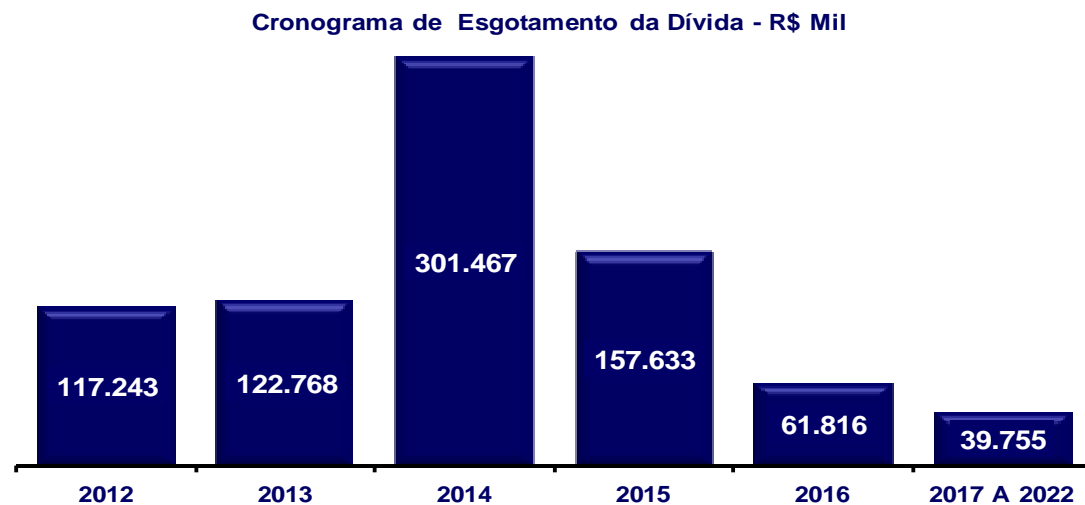
f. os níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

Faz parte da política financeira da COSERN buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A COSERN possuía em 31/12/2011 32,33% do endividamento total vencendo no curto prazo e 67,67% no longo prazo.

A seguir, gráfico com histórico dos últimos três anos de endividamento total de curto e longo prazo e o gráfico com o cronograma de amortizações e encargos consolidado posição 31/12/2011.



Fonte: DFP



Fonte: GESPLAN

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

i. Contratos de Empréstimo e Financiamento Relevantes

Empresa	Fonte	Moeda	Assinatura	Finalidade	Juros	Vencimento	Saldo da Dívida (R\$ mil)		
							31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
COSERN	UNIÃO - ELETROBRÁS	R\$	30/03/1994	Renegociação de Dívida (Eletrobrás) com base na Lei 83727/94	IGP-M+10,236%a.a	02/07/05	-	-	24.442
COSERN	UNIÃO - BNDES	R\$	30/03/1994	Renegociação de Dívida (Bndes) com base na Lei 83727/93	TJLP+10,236%a.a	02/07/05	-	-	2.887
COSERN	BNB I	R\$	23/12/2004	Expansão/Melhoramento de Redes	10,00% a.a.	05/07/05	18.513	27.769	37.025
COSERN	BNB II	R\$	27/11/2006	Expansão/Melhoramento de Redes	10,00% a.a.	06/07/05	15.722	21.112	26.502
COSERN	BNB III	R\$	30/11/2007	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,21% a.a.	14/07/05	20.689	22.584	24.479
COSERN	BNB IV	R\$	27/6/2008	Expansão/Melhoramento de Redes	10,00% a.a.	08/07/05	64.278	72.486	74.412
COSERN	BNDES	R\$	14/2/2002	Prog. Emergencial	SELIC + 1%	02/07/05	-	-	33.273
COSERN	DEBÊNTURES	R\$	1/12/2007	Resgate antecipado 3ª emissão.	CDI + 0,6% a.a	06/07/05	109.540	145.909	163.533
COSERN	FINEP 2004	R\$	23/12/2004	Otimização do Desempenho da Rede	5,00% a.a	03/07/05	-	122	1.598
COSERN	FINEP 2009	R\$	14/10/2009	Projeto Programa de Inovação 2009	5,00% a.a	10/07/05	18.123	14.570	5.012
COSERN	ELETROBRÁS	R\$	9/5/2001	Programa de Eletificação Rural - Luz no Campo	6% aa	05/07/05	1.583	2.446	3.309
COSERN	ELETROBRÁS	R\$	31/5/2004	Programa Nacional de Universalização "Luz para Todos" aa	6% aa	08/07/05	1.971	2.400	2.830
COSERN	ELETROBRÁS	R\$	9/11/2005	Programa Nacional de Universalização "Luz para Todos" aa2ª Etapa	6% aa	09/07/05	3.461	4.038	4.614
COSERN	ELETROBRÁS	R\$	27/6/2006	Programa Nacional de Universalização "Luz para Todos" aa3ª Etapa	6% aa	10/07/05	7.690	8.843	10.044
COSERN	BNDES	R\$	23/12/2009	Investimentos em rede de distribuição de energia elétrica	4,5% a.a / TJLP+2,12% a.a / TJLP+3,12% a.a	07/07/05	13.426	17.262	-
COSERN	BNDES	R\$	29/10/2010	Investimentos em rede de distribuição de energia elétrica	5,5% a.a / TJLP+1,82% a.a / TJLP+2,82% a.a	08/07/05	35.082	26.635	-
COSERN	BNDES	R\$	24/03/2011	Investimentos em rede de distribuição de energia elétrica	5,5% a.a / TJLP+1,82% a.a / TJLP+2,82% a.a	10/07/05	65.749	-	-
COSERN	BANCO DO BRASIL	R\$	4/5/2010	Capital de Giro	CDI + 1% aa	07/07/05	96.666	96.218	-
COSERN	BANCO DO BRASIL	R\$	6/5/2010	Capital de Giro	12,149% aa	06/07/05	63.057	55.677	-
COSERN	BANCO DO BRASIL	R\$	06/05/2011	Capital de Giro	98,50% CDI	06/07/05	84.497	-	-
COSERN	BANK OF AMÉRICA	USD	08/04/2011	Capital de Giro	Libor+1,65%a.a	08/07/05	14.725	-	-

Fonte: DFP

ii. Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Cosern 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 e etc.

iii. sobre o grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da COSERN.

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 COSERN possui contrato de empréstimo e financiamento que tem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas.

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

Empresa	Dívida	Descrição do Covenant	Limite	Penalidades	Apuração em 31/12/2011
COSERN	4º Emissão de Debêntures	Dívida Líquida/ Ebitda	≤ 3	Vencimento Antecipado sujeito à convocação da AGD	1,35
		Ebitda/ Resultado Financeiro	≥ 2		186,32
COSERN	Bank Of América	Dívida Líquida/ Ebitda	≤ 3	-	1,35
		Ebitda/ Resultado Financeiro	≥ 2		186,32

Empresa	Dívida	Descrição do Covenant	Limite	Penalidades	Apuração em 31/12/2010
COSERN	4º Emissão de Debêntures	Dívida Líquida/ Ebitda	≤ 3	Vencimento Antecipado sujeito à convocação da AGD	1,42
		Ebitda/ Resultado Financeiro	≥ 2		10,28

Empresa	Dívida	Descrição do Covenant	Limite	Penalidades	Apuração em 31/12/2009
COSERN	4º Emissão de Debêntures	Dívida Líquida/ Ebitda	≤ 3	Vencimento Antecipado sujeito à convocação da AGD	2,88
		Ebitda/ Resultado Financeiro	≥ 2		7,27

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

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

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

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

A COSERN possui o seguinte financiamento contratado e não utilizado em 31/12/2011.

			Valores em R\$ mil
Exercício 2011			
Credor	Valor Contratado	Saldo Utilizado	Saldo a Desembolsar
FINEP - 2009	21.349	19.676	1.673
BNDES - Aditivo 2011	156.420	65.510	90.910
BNDES - Aditivo 2010	48.272	38.050	10.222
			Valores em R\$ mil
Exercício 2010			
Credor	Valor Contratado	Saldo Utilizado	Saldo a Desembolsar
FINEP - 2009	21.349	14.656	6.693
BNDES - Aditivo 2010	48.272	26.556	21.716
BNDES - Aditivo 2009	33.876	19.121	14.755
			Valores em R\$ mil
Exercício 2009			
Credor	Valor Contratado	Saldo Utilizado	Saldo a Desembolsar
FINEP - 2009	21.349	5.000	16.349
BNDES - Aditivo 2009	33.876	-	33.876

h. as alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As informações contidas neste item, foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2009, 2010 e 2011. A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas demonstrações financeiras sobre a situação financeira da Companhia.

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 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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**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	154.560	513%	9%	25.217	-67%	2%	77.402	5%
Contas a receber de clientes e outros	207.846	2%	12%	204.174	1%	14%	203.113	14%
Títulos e valores mobiliários	17.452	481%	1%	3.004	-4%	0%	3.140	0%
Impostos e contribuições a recuperar	21.115	-66%	1%	61.947	47%	4%	42.163	3%
Estoques	2.913	39%	0%	2.093	27%	0%	1.645	0%
Despesas pagas antecipadamente	1.269	135%	0%	539	-48%	0%	1.039	0%
Entidade de previdência privada	399	0%	0%	-	0%	0%	-	0%
Serviços em curso	37.289	71%	2%	21.808	0%	1%	-	0%
Outros ativos circulantes	5.781	-76%	0%	24.307	-63%	2%	65.627	4%
TOTAL DO CIRCULANTE	448.624	31%	27%	343.089	-13%	24%	394.129	27%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	224.410	-4%	13%	232.633	0%	16%	232.045	16%
Títulos e valores mobiliários	28.701	-31%	2%	41.873	14%	0%	36.594	0%
Impostos e contribuições a recuperar	10.779	6%	1%	10.215	-7%	1%	11.004	1%
Impostos e contribuições diferidos	39.698	-5%	2%	41.824	-21%	3%	52.846	4%
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	103.730	-8%	6%	112.370	-7%	7%	121.335	8%
Depósitos judiciais	18.921	79%	1%	10.577	-35%	1%	16.249	1%
Entidade de previdência privada	2.477	-43%	0%	4.362	113%	0%	2.052	0%
Outros ativos não circulantes	375	-83%	0%	2.168	0%	0%	2.167	0%
Outros investimentos	1.163	-15%	0%	1.368	22%	0%	1.123	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	144.781	19%	9%	122.125	43%	8%	85.346	6%
Intangível	657.979	14%	39%	578.086	13%	39%	512.080	35%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.233.014	7%	73%	1.157.601	8%	74%	1.072.841	73%
ATIVO TOTAL	1.681.638	12%	100%	1.500.690	2%	100%	1.466.970	100%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	82.739	-11%	5%	92.554	-10%	6%	102.946	7%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	87.418	19%	5%	73.714	-13%	5%	85.098	6%
Salários e encargos a pagar	8.037	-22%	0%	10.325	2%	1%	10.083	1%
Taxas regulamentares	40.304	32%	2%	30.641	45%	2%	21.150	1%
Impostos e contribuições a recolher	47.321	23%	3%	38.500	-20%	3%	48.010	3%
Dividendos e juros sobre capital próprio	5.909	-37%	0%	9.389	-92%	1%	121.787	8%
Provisões	6.415	-3%	0%	6.581	2%	0%	6.464	0%
Outros passivos circulantes	16.640	-6%	1%	17.681	5%	1%	16.846	1%
TOTAL DO CIRCULANTE	294.783	6%	18%	279.385	-32%	19%	412.384	28%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	9.016	0%	1%	-	0%		-	0%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	547.354	23%	33%	444.358	35%	30%	328.863	22%
Taxas regulamentares	3.127	0%	0%	3.127	0%	0%	-	0%
Impostos e contribuições a recolher	-	0%	0%	-	-100%	0%	1.483	0%
Impostos e contribuições diferidos	29.899	-4%	2%	31.302	-11%	2%	35.241	2%
Provisões	22.384	15%	1%	19.385	-33%	1%	29.122	2%
Entidade de previdência privada	-	-100%	0%	107	-20%	0%	134	0%
Recursos destinados a aumento de capital	-	0%	0%	-	0%	0%	-	0%
Outros passivos não circulantes	5.327	71%	0%	3.114	101%	0%	1.553	0%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	617.107	23%	37%	501.393	26%	34%	396.396	27%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	179.787	0%	11%	179.787	0%	12%	179.787	12%
Reservas de capital	266.765	0%	16%	266.766	0%	18%	266.766	18%
Reservas de lucros	183.090	1%	11%	180.494	30%	12%	138.838	9%
Outros resultados abrangentes	7.620	38%	0%	5.523	-781%	0%	(811)	0%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	132.486	52%	8%	87.342	-3%	6%	90.121	6%
Lucro/Prejuízo do período / exercício	-	0%	0%	-	-100%	0%	(16.511)	0%
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	769.748	7%	46%	719.912	9%	48%	658.190	46%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	1.681.638	12%	100%	1.500.690	2%	100%	1.466.970	100%

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

Análise dos principais ativos e passivos:

Ativo

Circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O saldo das contas de disponibilidades e aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 154,6 milhões, R\$ 25,2 milhões e R\$ 77,4 milhões, respectivamente. As variações de 513% em 2011 e -67% em 2010 são explicados principalmente devido a composição desse item, que é basicamente um retrato dos saldos de contas correntes no ultimo dia do ano, no qual não existe expediente externo nos bancos, portanto é composto de créditos que ocasionalmente ocorrem em determinadas instituições financeiras, que não nos permitem fazer movimentações e aplicações para gerir o caixa com eficiência.

Títulos e Valores Mobiliários

O saldo da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 17,4 milhões, R\$ 3 milhões e R\$ 3,1 milhões, respectivamente. As variações de 481% em 2011 e -4% em 2010 são explicadas principalmente devido aos títulos e valores mobiliários que são compostos pelas garantias de empréstimos e CCG de energias, que tiveram seus valores aumentados consideravelmente no ano de 2011, substituindo algumas fianças bancárias.

Despesas pagas antecipadamente

Destina-se a contabilização dos desembolsos efetuados pela empresa de forma antecipada com a compra dos vales alimentação/refeição até a efetiva realização dessas despesas pelo regime contábil de competência.

O saldo da conta de Despesas pagas antecipadamente em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 de R\$ 1,3 milhões, R\$ 539 mil e R\$ 1 milhão, respectivamente. As variações de 135% em 2011 e 48% em 2010 são explicadas principalmente pela compra do vale alimentação superior ao período anterior.

Serviços em curso

O saldo da conta de Serviços em curso em 31 de dezembro de 2011 e 2010 era de R\$ 37,2 milhões, R\$ 21,8 milhões, respectivamente. A variação de 71% em 2011 é explicada principalmente pelos custos dos projetos de energia social e verde do programa de eficiência energética, projetos de pesquisa e desenvolvimento e dos custos da implantação do Manual de controle patrimonial do setor elétrico – MCPSE.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)**

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
RECEITA BRUTA	1.670.715	3%	145%	1.625.513	11%	141%	1.469.736	139%
(-) Deduções da receita bruta	(521.044)	10%	-45%	(474.670)	16%	-41%	(409.575)	-39%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.149.671	0%	100%	1.150.843	9%	100%	1.060.161	100%
Custo do serviço	(775.042)	0%	-67%	(771.927)	9%	-67%	(710.535)	-67%
LUCRO BRUTO	374.629	-1%	33%	378.916	8%	33%	349.626	33%
Despesas com vendas	(47.542)	47%	-4%	(32.449)	21%	-3%	(26.771)	-3%
Despesas gerais e administrativas	(58.270)	-26%	-5%	(78.711)	75%	-7%	(44.915)	-4%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	268.817	0%	23%	267.756	-4%	23%	277.940	26%
Resultado financeiro	1.722	-95%	0%	33.950	43%	3%	23.807	2%
Receita financeira	86.572	1%	8%	85.982	27%	7%	67.614	6%
Despesa financeira	(84.850)	63%	-7%	(52.032)	19%	-5%	(43.807)	-4%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	270.539	-10%	24%	301.706	0%	26%	301.747	28%
Imposto de renda e contribuição social	(38.411)	-20%	-3%	(48.042)	-16%	-4%	(56.959)	-5%
Corrente	(63.076)	-13%	-5%	(72.905)	1%	-6%	(71.851)	-6%
Diferido	354	-105%	0%	(7.828)	-21%	-1%	(9.933)	-1%
Incentivo SUDENE	32.951	-21%	3%	41.656	23%	4%	33.758	3%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(8.640)	-4%	-1%	(8.965)	0%	-1%	(8.933)	-1%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	232.128	-8%	20%	253.664	4%	22%	244.788	23%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2011, 2010 e 2009 de R\$ 1.670,7 milhões, R\$ 1.625,5 milhões e R\$ 1.469,7 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Fornecimento de Energia	572.259	-2%	34%	586.693	-1%	36%	591.926	40%
Disponibilidade da rede elétrica	914.166	11%	570%	825.933	19%	456%	696.297	47%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	7.360	-63%	0%	19.848	-22%	1%	25.491	2%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	914.166	11%	55%	825.933	19%	51%	696.297	47%
Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão	160.318	-11%	10%	181.150	26%	11%	143.678	10%
Outras Receitas	16.612	40%	1%	11.889	-4%	1%	12.344	1%
Total	1.670.715	3%	100%	1.625.513	11%	100%	1.469.736	100%

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

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

- Crescimento da receita com fornecimento de energia e disponibilidade de uso da energia elétrica devido principalmente a:
 - ✓ Reajustes tarifários médio de 12,40% e 9,95%, fixados pela ANEEL, com vigência, respectivamente a partir de 21 de abril de 2011 e de 22 de abril de 2010.
 - ✓ Crescimento do consumo de energia elétrica em MWh em todas as classes, exceto industrial, rural e iluminação pública, em relação ao mesmo período de 2010; ocasionado principalmente pelo aumento do consumo da classe residencial devido ao crescimento vegetativo da população.
 - ✓ 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.

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\$ 521 mil, R\$ 475 mil e R\$ 410 mil, respectivamente. O aumento de 10% em 2011 e de 16% em 2010 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.

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

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	(61.304)	-4%	7%	(64.176)	17%	7%	(54.926)	7%
Material	(3.366)	-12%	0%	(3.825)	9%	0%	(3.502)	0%
Serviços de terceiros	(63.886)	15%	7%	(55.643)	24%	6%	(44.743)	6%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(2.419)	17%	0%	(2.064)	-4%	0%	(2.139)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(453.173)	2%	51%	(444.518)	3%	50%	(432.912)	55%
Encargos de uso do sistema transmissão	(64.557)	4%	7%	(61.952)	-1%	7%	(62.559)	8%
Amortização	(52.604)	16%	6%	(45.192)	37%	5%	(33.043)	4%
Arrendamentos e alugueis	(534)	73%	0%	(308)	-11%	0%	(346)	0%
Tributos	(595)	-16%	0%	(708)	16%	0%	(612)	0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(10.520)	29%	1%	(8.169)	383%	1%	(1.691)	0%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(160.318)	-11%	18%	(181.150)	26%	21%	(143.678)	18%
Outros	(7.578)	-51%	1%	(15.382)	643%	2%	(2.070)	0%
Total custos / despesas	(880.854)	0%	100%	(883.087)	13%	100%	(782.221)	100%

Pessoal e Administradores

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Remunerações	(36.949)	13%	60%	(32.727)	44%	51%	(22.784)	41%
Encargos sociais	(15.206)	7%	25%	(14.249)	46%	22%	(9.788)	18%
Entidade de Previdência Privada	(1.808)	-424%	3%	558	-360%	-1%	(215)	0%
Auxílio alimentação	(3.454)	5%	6%	(3.288)	17%	5%	(2.822)	5%
Convênio assistencial e outros benefícios	(3.652)	41%	6%	(2.582)	-83%	4%	(14.901)	27%
Rescisões	(1.880)	326%	3%	(441)	3%	1%	(429)	1%
Férias e 13º salário	(6.060)	-2%	10%	(6.185)	-3%	10%	(6.385)	12%
Plano de saúde	(1.849)	6%	3%	(1.743)	-1%	3%	(1.759)	3%
Contencioso trabalhista	17	-100%	0%	(7.506)	321%	12%	(1.782)	3%
Participação nos resultados	(5.126)	-30%	8%	(7.293)	-7%	11%	(7.825)	14%
Encerramento de ordem em curso	(94)	1467%	0%	(6)	-54%	0%	(13)	0%
(-) Transferências para ordens	14.757	31%	-24%	11.286	-18%	-18%	13.777	-25%
Total	(61.304)	-4%	100%	(64.176)	17%	100%	(54.926)	100%

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A variação das despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa nos exercícios de 2011 e 2010, quando comparados com o exercício 2009, está relacionado a um maior número de pagamentos e parcelamentos referentes às classes industrial, poder público municipal e estadual no exercício de 2009.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Custos de construção da infra-estrutura de concessão**

A variação dos custos de construção da infra-estrutura de concessão, quando comparados os períodos 2011, 2010 e 2009 está relacionado aos 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\$ 7,6 milhões, R\$ 15,3 milhões e R\$ 2 milhões. Essa variação decorre dos seguintes fatores:

- ✓ Principalmente em razão do encerramento de 264 projetos de desativação de acervo, constituição de PCLD referente a adiantamento a Cooperativas, no exercício anterior.
- ✓ Reversões de contingências cíveis em virtude da composição de vários acordos de conciliação, incluindo processos importantes de Portaria DNAEE, e tributárias em decorrência de exclusões referente ao processo nº 97.0004822-5 da Fazenda Nacional, no exercício anterior.

Resultado Financeiro

Receita Financeira	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Renda de aplicações financeiras	15.445	12%	18%	13.735	78%	16%	7.717	11%
Juros, comissões e acréscimo moratório	33.979	-39%	39%	55.447	64%	64%	33.823	50%
Variação monetária	30.048	90%	35%	15.814	-27%	18%	21.586	32%
Variação cambial	1.830	0%	2%	-	0%	0%	-	0%
Operações Swap	3.788	0%	4%	-	0%	0%	-	0%
Outras receitas financeiras	1.482	50%	2%	986	-78%	1%	4.488	7%
Total	86.572	1%	100%	85.982	27%	100%	67.614	100%

Despesa Financeira	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Encargos de dívida	(53.122)	36%	63%	(38.923)	29%	75%	(30.115)	69%
Variação monetária	(17.607)	148%	21%	(7.088)	-26%	14%	(9.631)	22%
Variação cambial	(4.624)	0	5%	-	0	0%	-	0%
Operações Swap	(1.496)	0%	2%	-	0	0%	-	0%
Outras despesas financeiras	(8.001)	33%	9%	(6.021)	48%	12%	(4.061)	9%
Total	(84.850)	63%	100%	(52.032)	19%	100%	(43.807)	100%

Resultado Financeiro Líquido	1.722	-95%		33.950	43%		23.807	100%
-------------------------------------	--------------	-------------	--	---------------	------------	--	---------------	-------------

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

O resultado financeiro líquido, positivo, da Companhia foi de R\$ 1,7 milhões em 2011, com redução de 95% em relação a 2010, quando o resultado foi de R\$ 33,9 milhões (R\$ 23,8 milhões em 2009). Essa variação decorre dos seguintes fatores:

- ✓ Multa da Aneel referente a fiscalização dos indicadores de qualidade DEC/FEC dos anos de 2007 e 2009.
- ✓ Encontro de contas proveniente de Termo de Acordo para aquisição das Cooperativas Cerval e Cerpai que resultaram em 2010, numa receita de juros e multa da ordem de R\$17,26 milhões.
- ✓ A captação de novos empréstimos, aumentado a dívida e conseqüentemente os encargos cobrados sobre seu saldo;
- ✓ Decisão judicial referente a ação declaratória (processo nº 001980062862) para restituição da majoração de tarifa no período de congelamento.
- ✓ Aplicação financeira dos ingressos do BNDES e da captação de recursos

Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 38,4 milhões, comparadas com R\$ 48, milhões em 2010 (R\$ 56,9 milhões em 2009). Essa redução 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\$ 232, milhões, representando uma redução de -8% quando comparado com 2010, quando o resultado foi de R\$ 253,6 milhões (R\$ 244,8 milhões em 2009).

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**10.2 - Os diretores devem comentar:****a. os resultados das operações do emissor, em especial:****i. A 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		Exercício Social Terminado em:				
		2011	%	2010	%	2009 (reapresentado)
Fornecimento Faturado de Energia Elétrica	(a)	1.386.336	6,44	1.302.511	5,77	1.231.473
Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica	(b)	3.420	(14,22)	3.987	52,18	2.620
(-) Transferência para atividade de distribuição	(c)	(849.332)	10,93	(765.642)	12,31	(681.717)
Disponibilização do sistema de distribuição	(d)	914.166	10,68	825.933	18,62	696.297
Subvenção à tarifa social baixa renda	(e)	31.835	(30,55)	45.837	15,90	39.550
Receita de construção da infraestrutura da concessão	(f)	160.318	(11,50)	181.150	26,08	143.678
Outras receitas operacionais		23.972	(24,47)	31.737	(16,12)	37.835
Total		1.670.715	2,78	1.625.513	10,60	1.469.736

Fonte DFP

(a) Fornecimento Faturado de Energia Elétrica:

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

(b) Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica:

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

(c) Transferência para atividade de distribuição:

Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetua a segregação da receita de comercialização e distribuição.

(d) Disponibilização do sistema de distribuição:

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

(e) Subvenção à tarifa social baixa renda:

Subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

(f) Receita de construção:

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

A ICPC 01 (R1) estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – 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 infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não 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.

ii. Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Valores em R\$ mil

	2011	%	2010	%	2009 (reapresentado)
Receita Bruta	1.670.715	2,78	1.625.513	10,60	1.469.736
Deduções da Receita Bruta	(521.044)	9,77	(474.670)	15,89	(409.575)
Receita Líquida	1.149.671	(0,10)	1.150.843	8,55	1.060.161
Custos e Despesas Operacionais	(880.854)	(0,25)	(883.087)	12,89	(782.221)
Pessoal e Administradores	(61.304)	(4,48)	(64.176)	16,84	(54.926)
Material	(3.366)	(12,00)	(3.825)	9,22	(3.502)
Serviço de Terceiros	(63.886)	14,81	(55.643)	24,36	(44.743)
Energia Elétrica Comprada	(453.173)	1,95	(444.518)	2,68	(432.912)
Encargos Uso Sistema de Transmissão	(64.557)	4,20	(61.952)	(0,97)	(62.559)
Amortização	(52.604)	16,40	(45.192)	36,77	(33.043)
Provisões Líquidas	(10.208)	(286,21)	5.482	(3,49)	5.680
Outras Despesas	(171.756)	(19,46)	(213.263)	36,52	(156.216)
Resultado do Serviço	268.817	0,40	267.756	(3,66)	277.940

Fonte DFP

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

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais:

2009

O mercado cativo da COSERN cresceu 7,9% de janeiro a dezembro de 2009. Este crescimento do Mercado Cativo se deu em função do retorno de alguns clientes livres, a exemplo da Nortex, Itapetinga e Vicunha, além da ampliação da parte cativa da Coteminas e da carga das unidades da PETROBRAS (Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha).

Energia Distribuída - A energia distribuída (mercado cativo + mercado livre) da COSERN aumentou 1,7% para 2009.. Este crescimento ficou abaixo do esperado em função das classes Industrial e Rural. A primeira registrou forte redução no segmento de extração de petróleo e na fabricação de produtos têxteis, enquanto que na classe rural a redução se deu principalmente na carcinicultura e na fruticultura irrigada. Por outro lado, a classe residencial apresentou crescimento satisfatório. Os gráficos abaixo mostram a evolução da energia distribuída pela COSERN no Rio Grande do Norte.

Mercado por Classe - Em dezembro de 2009 o número de consumidores ativos da COSERN aumentou em 59.899 unidades. A classe com o maior incremento foi a residencial, seguida pela rural e comercial. Parte deste aumento se deu em função da aquisição das cooperativas de eletrificação rural.

a) Classe residencial - Como já mostrado na tabela anterior, a classe residencial foi a 2ª que mais cresceu no período de janeiro a dezembro de 2009, **8,4%** com um incremento de 42.814 contratos.

Cumprе mencionar que a classe residencial, nos últimos anos, registrou taxas de crescimento bastante satisfatórias, as quais são reflexos da melhoria da renda média do trabalhador e na diminuição da taxa de desemprego, além dos programas sociais, como o Bolsa Família e o Bolsa Escola. O gráfico a seguir mostra o crescimento mensal e acumulado do mercado residencial.

O consumo médio residencial da COSERN em 2009, assim como nos três últimos anos, continua na 1ª posição da Região Nordeste, alcançando 124 kWh/consumidor. Este número atingiu o patamar registrado antes do racionamento. O gráfico abaixo mostra o desempenho do consumo médio da COSERN no período entre 1998 a 2009.

b) Classe Industrial - O retorno de clientes industriais para o mercado cativo da empresa, elevou a taxa de crescimento desta classe. No ano de 2009 este crescimento foi de 19,4%.

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

Este retorno de clientes para o mercado cativo pode distorcer um pouco a análise, e encobrir o declínio por que passa o mercado industrial no Rio Grande do Norte. Observando então, o comportamento do consumo distribuído (cativo + livre), percebe-se que, na realidade, houve um decréscimo de -4,0%, em função do setor têxtil, que reduziu o ritmo de produção, decorrente da baixa taxa de câmbio e da crise econômica mundial, bem como da atividade de extração de petróleo, que diminuiu o nível de consumo, em função da baixa compressão do gás existente no Rio Grande do Norte, o que dificulta a extração do petróleo, assim como a diminuição no preço do barril. Outro fator que contribuiu foi o fechamento de duas importantes indústrias têxteis no Estado. Os gráficos abaixo mostram a evolução do consumo de energia elétrica no mercado industrial distribuído.

c) Classe Comercial - A classe comercial cresceu 4,8% em 2009..

d) Outras Classes - Este segmento, composto pelas classes rural, poder público, serviço público, iluminação pública e consumo próprio, apresentou uma queda de -2,5% em 2009. Dentre estas classes as únicas que apresentara desempenho positivo no período foram o poder público, registrando 8,4% de crescimento. Serviço Público, com 2,4% e Iluminação Pública com 0,1% de crescimento. O pior desempenho em 2009 ficou por conta da classe rural, com uma queda de -13,3%. Nesta classe pode-se destacar a queda principalmente na carcinicultura e na fruticultura irrigada, em função das chuvas observadas no primeiro semestre, além da paralisação das atividades de alguns importantes consumidores. O consumo próprio, registrou uma queda de -3,4%.

Mercado Livre

Em função da migração de clientes livres para o mercado cativo, observou-se uma redução de 84%. Para o ano de 2009 o mercado livre representava cerca de 1% da energia distribuída pela COSERN.

2010

Mercado Cativo

O mercado cativo da COSERN sofreu uma queda -6,5% em 2010 quando comparado com o registrado em 2009. No gráfico abaixo, observa-se este comportamento.

Esta diminuição no consumo do Mercado Cativo se deu em função da saída de alguns clientes para o mercado livre, a exemplo da Vicunha, das quatro unidades da PETROBRAS (Pólo de Guamaré, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Coteminas, Carrefour, Natal Shopping e Real Bebidas. O gráfico abaixo mostra o crescimento mensal e acumulado do mercado cativo em 2010.

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

Energia Distribuída - A energia distribuída (mercado cativo + mercado livre) da COSERN aumentou 8,9% em 2010 em relação ao ano de 2009. Este crescimento foi fortemente influenciado pelo consumo das classes residencial, e comercial, que apresentaram alta em função das elevadas temperaturas deste ano, frente ao período chuvoso do ano passado, além da classe industrial, quem apresentou uma forte recuperação no período pós crise. Até mesmo a classe rural que sofreu o fechamento de importantes produtores, além a migração de clientes das cooperativas, apresentou crescimento expressivo, já que em 2010 se fez um uso muito mais intenso da irrigação dado a ausência de chuvas. Os gráficos abaixo mostram a evolução da energia distribuída pela COSERN no Rio Grande do Norte.

Mercado por Classe - Em 2010 o número de consumidores ativos da COSERN aumentou em 58.728 unidades, quando comparado com o ano de 2009. A classe com o maior incremento foi a residencial, seguida pela comercial e rural. Parte deste aumento se deu em função da aquisição das cooperativas de eletrificação rural. A tabela abaixo mostra os contratos ativos por classe de consumo:

a) **Classe Residencial** - A classe residencial foi uma das que mais cresceu em 2010, 10,5% quando comparado com o ano de 2009, e com um incremento de 52.559 clientes. Os gráficos abaixo mostram a evolução da classe no ano de 2010 e 2009.

Cumprе mencionar que a classe residencial, nos últimos anos, registrou taxas de crescimento bastante satisfatórias, as quais são reflexos da melhoria da renda média do trabalhador e na diminuição da taxa de desemprego, além dos programas sociais, como o Bolsa Família e o Bolsa Escola. O gráfico a seguir mostra o crescimento mensal e acumulado do mercado residencial.

O consumo médio residencial da COSERN em 2010, assim como nos três últimos anos, continua na 1ª posição da Região Nordeste, alcançando 131 kWh/consumidor. Este número ultrapassou o patamar registrado antes do racionamento.

b) **Classe Industrial** - A saída de clientes industriais para o mercado livre, em janeiro de 2010, e outra parte em agosto/10, fez com que o consumo cativo desta classe sofresse uma redução 46,1% em relação ao ano de 2009.

Este movimento de migração dos clientes entre o mercado cativo e livre pode distorcer um pouco a análise, e encobrir o crescimento e a retomada da produção industrial no Estado do Rio Grande do Norte. Observando então, o comportamento do consumo distribuído (cativo + livre), percebe-se que, na realidade, houve um acréscimo de 9,6% em relação ao registrado em 2009, com destaque para o setor petrolífero que cresceu 6,6%, têxtil, 5,7%, alimentos e

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

bebidas, com crescimento de 14,5% e a fabricação de produtos de minerais não metálicos, crescendo 37,2% em função da entrada de uma nova fábrica de cerâmica no Estado. Os gráficos abaixo mostram a evolução do consumo de energia elétrica no mercado industrial distribuído.

c) Classe Comercial - A classe comercial cresceu 7,6% em 2010. O destaque da classe comercial ficou por conta do setor hoteleiro, bares e restaurantes, que apresentaram crescimento de 11,0%, fruto da retomada do turismo potiguar, lembrando que durante o ano passado atravessamos momentos difíceis para o turismo, com a grande crise econômica mundial e o intenso período chuvoso, que certamente diminuíram a frequência de turistas para o Estado. Outro setor de destaque foi o comércio varejista, com crescimento de 8,4%, impulsionado, em parte, pelo forte calor registrado, neste ano, bem como pelo aumento do poder de compra da população. Vale mencionar que em agosto houve a migração do Natal Shopping para o mercado livre.

d) Outras Classe - Este segmento, composto pelas classes rural, poder público, serviço público, iluminação pública e consumo próprio, apresentou um crescimento de 6,9% em 2010 quando comparado com o ano de 2009. Dentre estas classes, a que teve maior destaque foi a classe rural, com crescimento de 11,7% no acumulado do ano, em função de toda a questão climática que se observou em 2010. Em seguida veio o poder público com crescimento de 5,3%, o serviço público com crescimento de 5,0%, o consumo próprio 7,0% e a iluminação pública 2,9%.

Mercado Livre

O ano de 2010 foi marcado por várias migrações de clientes para o mercado livre. Inicialmente em janeiro migraram cinco clientes, em abril mais dois, em agosto mais dois, em outubro mais um, e finalmente em dezembro mais um. O que totalizou um aumento de 1.479% em relação ao ano de 2009. Em 2009 o mercado livre representava cerca de 1%, enquanto que para o ano de 2010 este percentual passou para 15% da energia distribuída pela COSERN.

2011

Mercado Cativo

O mercado cativo da COSERN apresentou em 2011 um crescimento de 2,70% em relação ao ano de 2010.

Este pequeno crescimento pode ser explicado pela baixa atividade industrial no Estado, principalmente no setor têxtil, além da quantidade de chuvas registradas ao longo do ano, que

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

ficaram bem acima da média histórica. Por outro lado, a temperatura estava bastante elevada no ano passado, devido a ausência de chuvas durante todo o ano de 2010, o que elevou a base de comparação. Vale destacar que o crescimento do consumo no período só foi positivo porque em agosto de 2010 houve a migração de clientes para o mercado livre, retornando em janeiro deste ano

Energia Distribuída - A energia distribuída (mercado cativo + mercado livre) da COSERN apresentou um aumento de 1,2% em 2011 em relação ao ano de 2010. Esta estagnação do mercado, conforme mencionado anteriormente, foi influenciada pela baixa atividade industrial do Estado, bem como pelo elevado volume de chuvas em 2011, que afetaram todas as demais classes de consumo. Os gráficos abaixo mostram a evolução da energia distribuída pela COSERN no Rio Grande do Norte.

Mercado por Classe - Em 2011 o número de consumidores ativos da COSERN aumentou em 30.875 unidades, quando comparado com o ano de 2010. A classe com o maior incremento foi a residencial, seguida pela comercial. A queda no número de consumidores de baixa renda foi motivada pela perda do benefício destes consumidores, que por sua vez, foram reclassificados como residencial norma.

a) **Classe Residencial** - A classe residencial registrou em 2011 um crescimento de 4,3% quando comparado com o ano de 2010, e com um incremento de 31.642 clientes.

É importante destacar que a classe residencial, nos últimos anos, registrou taxas de crescimento bastante satisfatórias, as quais são reflexos da melhoria da renda média do trabalhador e da diminuição da taxa de desemprego, além dos programas sociais, como o Bolsa Família e o Bolsa Escola. Entretanto, esta classe sofre impacto direto dos efeitos climáticos, tendo redução no consumo correlacionada com a diminuição da sensação térmica.

O consumo médio residencial da COSERN em 2011, assim como nos quatro últimos anos, continua na 1ª posição da Região Nordeste, alcançando 129 kWh/consumidor. Este número ultrapassou o patamar registrado antes do racionamento.

b) **Classe Industrial** - A saída de clientes industriais para o mercado livre, em agosto de 2010, fez com que o consumo cativo desta classe registrasse um crescimento de 6,2% em relação ao ano de 2010, o que acaba encobrendo o declínio do consumo industrial, principalmente da indústria têxtil, que vem sofrendo bastante nos últimos anos com as baixas taxas de câmbio e a concorrência com produtos chineses.

Este movimento de migração dos clientes entre o mercado cativo e livre pode distorcer um pouco a análise, sendo preferível observar o consumo distribuído (cativo + livre), onde houve uma queda de 1,4% em relação ao registrado no ano de 2010. Vale destacar que esta queda

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

foi influenciada pelo prolongamento das férias coletivas de algumas indústrias em 2011, bem como pela crise financeira internacional que culminou num processo de estagnação da indústria Potiguar. O destaque da classe industrial fica para o setor de fabricação de produtos de minerais não metálicos que cresceu 22,8%, em função da entrada de uma nova indústria de cimento no interior do Estado. Os gráficos abaixo mostram a evolução do consumo de energia elétrica no mercado industrial distribuído.

c) Classe Comercial - A classe comercial registrou crescimento de 2,5% no ano de 2011. Vale destacar que este baixo crescimento deve-se a migração de clientes para o mercado livre, como foram os casos do Natal Shopping e de duas unidades do Carrefour. Quando considerada o mercado distribuído, o crescimento da classe comercial no mesmo período foi de 3,2%, com destaque para o setor de telecomunicações, com crescimento de 7,3%. Os mais importantes setores do comércio, que são o varejista e o de hotelaria, cresceram 2,8% e -0,5%, respectivamente, durante o ano de 2011.

d) Outras Classes - Este segmento, composto pelas classes rural, poder público, serviço público, iluminação pública e consumo próprio, apresentou uma queda de -1,9% em 2011, quando comparado com o ano de 2010.

Dentre estas classes, a que apresentou a maior queda foi a classe rural (-7,7%), muito em função do alto consumo registrado em 2010, com a falta de chuvas, o qual não pode ser repetido neste ano de 2011, que registrou temperaturas mais amenas e abundância de chuvas. As classes poder público, iluminação pública e serviço público, registraram alta de 1,4%, 1,2% e 0,9%, respectivamente, em relação ao ano de 2010.

Mercado Livre

No ano de 2011, o mercado livre apresentou queda de 7,2%, uma vez que em agosto de 2010 houve a migração da Coteminas, Vicunha e Itapetinga para o mercado livre, retornando, logo em seguida, para o mercado cativo, em janeiro de 2011. Além destes clientes, também houve a migração para o mercado livre, do Natal Shopping, Participação Mercado cativo por Carrefour e da Real Bebidas, mas todos ao longo de 2010.

Outros Fatores

- Reajuste médio das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 12,4% em abril de 2011.
 - Aumento das vendas de energia elétrica em 104 GWh.
 - Aumento dos tributos incidentes sobre a receita (PIS, COFINS, ICMS e ISS).
- Aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda, influenciado por:
 - (i) Aumento no volume de energia comprada para revenda, em decorrência do crescimento de mercado no fornecimento de energia elétrica;

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

- (ii) Reajuste anual dos preços da energia comprada para revenda;
- Aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão devido principalmente ao incremento na tarifa de uso do encargo do Sistema Interligado Nacional, reajustado anualmente.
 - Aumento dos encargos setoriais do setor elétrico, que são contribuições definidas em Lei como parte das políticas de Governo para o Setor Elétrico. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.
 - Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. 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 relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

b. As 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.

Em conformidade com o contrato de concessão da COSERN, o Poder Concedente procederá, a cada 5 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 três últimos reajustes tarifários e da segunda revisão tarifária da Companhia, ocorridos nos exercícios em 2009, 2010 e 2011.

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

Revisão Tarifária Definitiva 2009

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº. 798, de 7 de abril de 2009, homologou de forma definitiva o resultado da segunda Revisão Tarifária Periódica da Companhia, ocorrida em abril de 2008, fixando o reposicionamento tarifário em -8,04%, acrescido de 2,68% relativos a componentes financeiros externos a Revisão Tarifária.

A diferença de receita entre o reposicionamento provisório, estabelecido na Resolução Homologatória nº. 637/2008, e o índice definitivo é de -1,59%, que gerou um montante de R\$ 15.389, compensado no reajuste tarifário de 22 de abril de 2009, o qual será ressarcido aos consumidores nos doze meses subseqüentes ao reajuste.

Reajuste Tarifário 2009

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº. 805, de 14 de abril de 2009, fixou em 11,97% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 9,79% relativos ao reajuste tarifário anual e 2,17% aos componentes financeiros. O efeito médio foi percebido pelos consumidores foi de 7,37%, sendo 6,02% para os atendidos em baixa tensão (residências e outros) e 9,64% para os de alta tensão (indústrias e comércio de médio e grande porte), com vigência no período de 22 de abril de 2009 a 21 de abril de 2010.

Composição da Tarifa 2009

Os encargos setoriais e tributos participam com 31,4% nos custos da tarifa de energia elétrica. As despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 41,2%. Cabe à COSERN os 27,4% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

Reajuste Tarifário 2010

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº. 972 de 19 de abril de 2010 estabeleceu em 9,95% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 7,25% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,70% referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 7,09% a ser percebido pelos consumidores, sendo que os de alta tensão perceberam um variação média de 7,18%, e os de baixa tensão 7,04%. As tarifas homologadas pela ANEEL terão vigência de 22 de abril de 2010 a 21 de abril de 2011. Ainda no reajuste de 2010 a ANEEL recalculou, tendo em vista o investimento necessário para incorporação das cooperativas de eletrificação do RN o componente Xe do fator X, fixando em 0,31% o citado componente, e aplicou de forma retroativa ao reajuste de 2009.

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

Composição da Tarifa 2010

Os encargos setoriais e tributos têm uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 32,3% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 41,3%. Cabe à COSERN os 26,4% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

Reajuste Tarifário 2011

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº. 1139, de 19 de abril de 2011, estabeleceu em 12,40% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 7,32% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 5,08% referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 9,86% a ser percebido pelos consumidores, sendo que os de alta tensão perceberam um variação média de 10,27%, e os de baixa tensão 9,70%. As tarifas homologadas pela ANEEL terão vigência de 22 de abril de 2011 a 21 de abril de 2012.

Composição da Tarifa 2011

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 33% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 38%. Cabe à COSERN os 29% 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

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.

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

As dívidas da Companhia, conforme descrito no item 5.1, estão sujeitas à variação das taxas de juros no mercado e, portanto, na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da Companhia também aumentarão, afetando negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

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

Valores em R\$ mil

	2011	%	2010	%	2009 (reapresentado)
Receita Financeira	86.572	0,69	85.982	27,17	67.614
Renda de aplicações financeiras	15.445	12,45	13.735	77,98	7.717
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	33.979	(38,72)	55.447	63,93	33.823
Variação monetária, cambial e swap	35.666	125,53	15.814	(26,74)	21.586
Outras receitas financeiras	1.482	50,30	986	(78,03)	4.488
Despesa Financeira	(84.850)	63,07	(52.032)	18,78	(43.807)
Encargos de dívida	(53.122)	36,48	(38.923)	29,25	(30.115)
Variação monetária, cambial e swap	(23.727)	234,75	(7.088)	(26,40)	(9.631)
Outras despesas financeiras	(8.001)	32,88	(6.021)	48,26	(4.061)
Resultado Financeiro	1.722	(94,93)	33.950	42,61	23.807

Fonte DFP

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.

A economia do Rio Grande do Norte sofreu uma forte desaceleração nos três primeiros trimestres de 2009 apresentando uma sucessão de quedas nos indicadores da economia potiguar motivada pela conjugação da crise financeira internacional e chuvas. As quedas estão presentes na arrecadação do Estado e da Prefeitura de Natal, no nível de emprego formal, nas exportações, no comércio e na produção industrial.

As enchentes deste ano já deixaram prejuízos econômicos na ordem dos R\$ 100 milhões. Segundo informações da Secretaria Estadual de Desenvolvimento Econômico, somente no Vale do Açu, toda a produção de camarão foi prejudicada, o que contabiliza uma perda de R\$ 20 milhões para o estado. Na fruticultura, a produção também está comprometida e as perdas beiram valor semelhante ao da carcinicultura. Além disso, o número de pessoas atingidas pelas cheias cresceu, já superou os 40 mil. A média de chuvas em 2009 foi 68% maior que o normal, segundo dados da Emparn. Neste ano já choveu 1170 mm, que demonstram um comportamento diferente do clima no Estado.

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

A crise financeira internacional elevou o desemprego e fez cair o consumo no exterior, com impacto direto sobre as exportações do Rio Grande do Norte este ano. Só de janeiro a setembro, a queda nas vendas dos principais produtos chegou a 26,19%, com o valor se situando na casa dos US\$ 176,6 milhões, o equivalente a R\$ 312,7 milhões. Desvalorizada, a moeda americana também tem tornado os negócios com outros países menos rentáveis e levou o estado a perder de R\$ 15 milhões a R\$ 20 milhões no valor comercializado, nesse período, considerando a cotação média em vigor em setembro de 2009 (R\$ 1,77) e a que valia em setembro de 2008 (R\$ 1,90).

Os números mostram, por exemplo, que as vendas de frutas e pescados, produtos que estão na lista de principais negociados com outros países, têm sido gradativamente reduzidas, na esteira das turbulências que afetaram e ainda afetam a economia. Para o melão, um dos carros-chefes da pauta potiguar, a queda chega a 41,12%, mas a influência, nesse caso, não se resume à crise e ao dólar, também se deve ao fechamento da Nolem, maior exportadora da fruta no país.

Para os pescados, o tombo aparece para produtos como camarão, que caiu 26,24%, para lagostas, cujas vendas renderam 74,34% menos nos primeiros nove meses deste ano, e para albacoras e atuns, com queda de 67,73% no valor exportado.

A produção brasileira de petróleo em setembro deste ano foi um novo recorde para a Petrobras, com uma média de 2.003.940 barris por dia. Mas no Rio Grande do Norte o resultado da estatal não seguiu a mesma tendência e a média de 72.341 barris diários de petróleo e gás natural, produzidos em setembro passado, corresponde a um volume 10% menor do que o registrado em setembro de 2008, além de ser 1,8% menor do que a produção de agosto deste ano. Estima-se que o Estado volte a produzir em torno de 100 mil barris diários, entre 2014 e 2015.

As vendas do comércio varejista potiguar em agosto tiveram um dos piores desempenhos da Região Nordeste, à frente apenas do Maranhão e da Paraíba, com um crescimento de 4,2% em relação ao mesmo mês no ano passado. O índice também está abaixo da média nacional, que ficou em 4,7%, de acordo com a Pesquisa Mensal do Comércio (PMC), divulgada pelo IBGE.

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 inflacionária, medida pelo IPCA (Índice de Preço ao Consumidor Amplo), fechou o ano em 5,91%, resultado 1,60 ponto percentual acima da taxa de 2009 (4,31%). Este resultado foi puxado principalmente pelo aumento no preço de alimentos, commodities e alguns serviços. O IGP-M acumulado terminou o ano em 11,32%, registrando a maior variação desde 2004, quando chegou a 12,42%. Neste contexto, o Comitê de Política Monetária (Copom),

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

pressionado pela alta da inflação, adotou uma política restritiva e elevou gradualmente a taxa básica de juros (Selic) de 9,05%a.a em 2009 para 10,75%a.a em 2010.

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.

A economia do Rio Grande do Norte encerrou o ano de 2010 mostrando claros sinais de recuperação. Após um longo período de chuvas durante os anos de 2008 e 2009, dessa vez o Estado atravessou um longo período de forte calor em todas as regiões desde o início do ano, trazendo de volta o movimento de turistas, e fazendo com que se observasse uma corrida desenfreada às lojas à procura de aparelhos de ar condicionado e ventiladores. Este fato teve impacto direto no consumo de energia elétrica no Estado, onde observou-se o recorde histórico da demanda ser diversas vezes superado, atingindo o valor máximo de 765 MW em meados do mês de novembro.

Durante 2010, as exportações do Rio Grande do Norte somaram US\$ 284 milhões (aproximadamente R\$ 475 milhões), apresentando um crescimento de 10%, em relação ao ano anterior, uma vez que as negociações de vendas para o exterior em 2009 somaram R\$ 430 milhões. A realidade de crescimento é oposta à vista em 2009, quando a crise financeira que atingiu o mercado mundial provocou uma redução de 25% nas exportações potiguaras. A castanha de caju liderou a pauta do Rio Grande do Norte em 2010, totalizando US\$ 45,9 milhões (R\$ 76,6 milhões) em comercializações. Em segundo lugar ficou o melão, com US\$ 45,7 milhões (R\$ 76,3 milhões) exportados, seguido pelos açúcares, com US\$ 21 milhões (R\$ 35 milhões), bananas, com US\$ 17 milhões (R\$ 28 milhões) e sal marinho, com a venda de US\$ 14 milhões (R\$ 23 milhões) para o exterior.

O cenário econômico favorável, o aquecimento da construção civil e do turismo, renderam ao comércio do Rio Grande do Norte um aumento de 9,9% no volume de vendas no ano de 2010, na comparação com o ano de 2009. Considerando o comércio varejista ampliado, que engloba a venda de veículos, o crescimento registrado foi de 9,7%. Embora tenha sido considerado um excelente crescimento, não foi de todo positivo. Isso porque, ainda que tenha avançado, o setor potiguar ficou abaixo da média nacional e como penúltimo no ranking do Nordeste, à frente apenas do Piauí.

O aquecimento da economia e de setores como a construção civil ajudou o Rio Grande do Norte a aumentar o ritmo de contratações no mercado de trabalho, onde o total de empregados admitidos superou a quantidade de demitidos em 28.699, representando um saldo 341,6% superior ao registrado em 2009. A abertura de novas lojas, principalmente em shoppings da cidade, além dos investimentos em construção civil, puxados pelo programa Minha Casa, Minha Vida, alavancaram a oferta por empregos no Rio Grande do Norte.

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

2011:

O ano de 2011 encerra repleto de incertezas políticas e econômicas. No âmbito internacional, a dificuldade em implementar uma solução para a crise fiscal nos países altamente endividados contribuiu para contaminar o sentimento dos investidores e consumidores.

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

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

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

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.

A economia do Rio Grande do Norte encerrou o ano de 2011 apresentando desaceleração. Fatores como geração de empregos, vendas no comércio e exportações cresceram em ritmo mais lento. O período de inflação mais alta entre setembro do ano de 2010 e março de 2011, medidas do Governo para restringir o crédito e o crescimento menor do salário este ano diminuíram o poder de compra da população e serviram de estímulo ao desaquecimento. O fato de o Estado não ter grandes projetos em desenvolvimento no momento, também favoreceu essa desaceleração.

O Rio Grande do Norte manteve praticamente o mesmo ritmo de exportações em 2011 com a venda na ordem de U\$ 281,2 milhões, representando ligeira queda de 1,2% em relação ao ano de 2010, quando exportou U\$ 284,7 milhões. Os dados da Secretaria do Desenvolvimento Econômico (Sedec) apontam também a recuperação do melão que voltou a ser o principal item da pauta externa, com vendas de U\$ 50,6 milhões e uma variação positiva de 10,6% em relação ao ano de 2010 (U\$ 45,7 milhões), mas acumula perdas desde 2007. Entre 2007 e 2011, o volume exportado caiu 47,8%. O preço médio da fruta caiu 20% desde 2004, quando o setor viveu seu auge. A carcinicultura, por sua vez, já não exporta mais. A queda chegou a 99,1%. O camarão potiguar vai parar na mesa do brasileiro. Mas nem sempre foi assim. Em 2004, quando a carcinicultura potiguar também viveu seu auge, o RN exportou 12 mil toneladas. Em 2011, exportou 72. Em segundo lugar na pauta, a castanha de caju movimentou U\$ 50,2 milhões em 2011 com um aumento de 9,2% em relação ao ano anterior. Cerca de 60% do volume vendido no exterior teve como destino os Estados Unidos (maiores compradores mundiais do produto); Canadá, Reino Unido e Holanda são outros mercados importantes para

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

o produto potiguar. A fruticultura ocupa relevante espaço nas vendas para o mercado externo com a banana, na 5ª posição (U\$ 13,6 milhões), manga, na 8ª posição (U\$ 10,8 milhões), melancia, na 12ª posição (U\$ 6,0 milhões) e ainda o mamão, na 19ª posição (U\$ 4,0 milhões).

Somados ao melão e castanha de caju, as exportações das principais frutas do Rio Grande do Norte alcançaram U\$ 135,2 milhões, o que representa 48% de todas as vendas externas realizadas em 2011.

Os reflexos da desvalorização do dólar também foram sentidos na quantidade de passageiros internacionais que embarcaram ou desembarcaram no aeroporto de Natal, a qual apresentou crescimento de 4,2%. Por outro lado, o movimento de passageiros domésticos cresceu 7%, na comparação com o ano de 2010. Entretanto, O turismo em Natal está em queda acentuada com péssimos resultados na ocupação hoteleira, na economia com queda no consumo e nos lucros no setor de serviços. Em relação ao ano passado, a ocupação hoteleira caiu cerca de 20% e só não foi maior por causa do turismo de negócios, impulsionado pela captação de novos eventos na cidade. Fatores como queda do dólar, valorização do real, falta de investimentos, divulgação e chuvas em excesso durante a alta temporada levaram os visitantes, brasileiros em grande parte, a evitarem Natal, fazendo com o que o Rio Grande do Norte perdesse o posto de destino turístico mais procurado para os estados do Ceará e de Pernambuco.

O volume de vendas do comércio varejista, por sua vez, apresentou crescimento de 7,1% no acumulado até novembro de 2011 contra igual período de 2010. No comércio varejista ampliado, que inclui as vendas de veículos e material de construção, o crescimento registrado foi de 5,7%.

O mercado de trabalho no Rio Grande do Norte sentiu os efeitos da crise econômica mundial no ano passado. Durante todo o ano de 2011, foram criados 12.269 empregos formais no estado, uma redução de 58,74% em relação ao ano de 2010, quando foram geradas 29.739 novas vagas - número recorde no estado. O resultado deixou o Rio Grande do Norte na penúltima posição da geração de emprego no ranking dos nove estados nordestino - a região foi a segunda que mais criou empregos em 2011, 329.565 novas vagas, um aumento de 5,71%. Apenas em dezembro, o RN perdeu 3.098 postos de trabalho, queda de 0,77% em relação ao mês anterior.

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

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

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável. Não houve nos últimos três exercícios sociais, aquisição ou alienação de 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. Comentários sobre os eventos ou operações não usuais

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

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**10.4 - Os diretores devem comentar:****a. Comentários sobre as mudanças significativas nas práticas contábeis**

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis para o exercício findo em 31/12/2011.

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.

b. Comentários sobre os efeitos significativos das alterações em práticas contábeis**2009:**

As seguintes práticas contábeis foram modificadas para atendimento da legislação:

- Em atendimento à Deliberação CVM nº. 555, de 12 de novembro de 2008, que aprova o Pronunciamento Técnico CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei 11.638/07 foi contabilizado no resultado do exercício como redutora da despesa com imposto de renda, e posteriormente transferido para a reserva de lucros. Até 31 de dezembro de 2007, o valor correspondente ao incentivo SUDENE era creditado diretamente à conta de reserva de capital no patrimônio líquido,
- Conforme divulgado na nota explicativa 34, os instrumentos financeiros da Companhia foram classificados e mensurados em atendimento à Deliberação CVM 566, de 17 de

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

dezembro de 2008, que aprova o pronunciamento técnico CPC 14. A adoção deste pronunciamento não gerou diferenças relevantes.

- Consoante item 51 do pronunciamento técnico CPC 13, a Companhia não está apresentando a Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Os efeitos no resultado e no patrimônio líquido da adoção inicial da Lei 11.638/07 e Medida Provisória nº. 449/08 (convertida na Lei 11.941, de 27 de maio de 2009), estão demonstrados a seguir:

2010:

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.

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.

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

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 infraestrutura 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.

(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, conforme descrito na nota explicativa nº. 2, item 2.3 (b).

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

(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 superávit com o Plano de Benefícios Previdenciários - Benefício Definido nº. 002 até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para este plano.

(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 os critérios expostos na nota explicativa nº. 2 (item 2.4).

(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.

2011:

Alguns procedimentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e têm a sua adoção obrigatória para o período iniciado em 01/01/2011.

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

CPC 00 - Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro (R1) - aprovado pela Deliberação CVM nº. 675, de 13 de dezembro de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios - aprovado pela Deliberação CVM nº. 665, de 04 de agosto de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 19 (R1) - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto (Joint Venture) - aprovado pela Deliberação CVM nº. 666, de 04 de agosto de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos - aprovado pela Deliberação CVM nº. 672, de 20 de outubro de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

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

CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações financeiras - aprovado pela Deliberação CVM nº. 676, de 13 de dezembro de 2011. A revisão da norma esclarece que as empresas devem apresentar análise de cada item de outros resultados abrangentes nas demonstrações das mutações do patrimônio líquido ou nas notas explicativas. A Companhia apresenta essa análise na nota explicativa nº 23.

Interpretação Técnica ICPC 01(R1) e Interpretação Técnica ICPC 17 - Contabilização e Evidenciação de Contratos de Concessão - aprovado pela Deliberação CVM nº. 677, de 13 de dezembro de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia vez que os requerimentos estabelecidos pelas interpretações já vem sendo adotados pela Companhia.

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

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 já terem sido divulgadas juntamente com as demonstrações contábeis por ocasião da publicação do Balanço referente ao Exercício 2011, refletem os comentários dos Diretores desta Companhia e foram por estes validados.

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, 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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de hedge.

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.

Conversão de saldos em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de 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.

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.

b) Receita de construção

A ICPC 01 (R1) estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – 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 / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não 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.

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

A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal Sudene), calculada com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 23).

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

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.

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.

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

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes e outros, títulos e valores mobiliários, ativo indenizável (concessão) 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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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

- Empréstimos e recebíveis

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

- Investimentos mantidos até o vencimento

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

- Ativos financeiros disponíveis para venda

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

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas 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;

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia 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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

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.

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 contratos foram contabilizados como instrumentos financeiros de hedge (hedge accounting).

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº. 30).

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado.

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-base para os quais foram destinados.

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 financeiras, apurados pelo critério pro rata, que equivalem aos seus valores justos.

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

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

Engloba os recebíveis faturados, até o encerramento do balanço, contabilizados com base no regime de competência.

Títulos e valores mobiliários

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

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.

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.

Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)

Refere-se a 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) – Contratos de Concessão, ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC – 05 – Contratos de Concessão.

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

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

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 nº.s 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 pronunciamento técnico CPC 04 – Ativos Intangíveis, as Interpretações técnicas ICPC 01 (R1)– Contratos de Concessão, ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e a orientação OCPC 05 – Contratos de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição/construção, 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 (vide nota explicativa nº. 13).

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.

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 infraestrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nº.s 553 de 12 de novembro de 2008 e 672 de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, os CPC 04 – Ativo Intangível e CPC 20 (R1) – Custos de Empréstimos.

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

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

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

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.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

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.

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, legais, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores legais. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

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.

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.

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 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

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 - 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 COSERN possui 240 controles mapeados e 08 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

Exceto pelos assuntos resumidos abaixo, o relatório de recomendações dos nossos auditores independentes elaborado em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Cosern, não identificou problemas que envolvam a estrutura de controles internos e seu funcionamento que fosse considerada uma fraqueza significativa.

As recomendações resumidas a seguir foram avaliadas pela Administração da Companhia como exceções pontuais a nossa estrutura de controles internos e imateriais ao conjunto das demonstrações financeiras:

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

Para um dos contratos de parcelamento da Companhia, foi verificada pelo auditor independente a utilização de índice de preços IPCA projetado diferente do índice oficial divulgado. Consequentemente, o saldo de contas a receber deste contrato de parcelamento apresentou desvio em relação ao IPCA realizado. No caso da atualização deste contrato, a Companhia adota o procedimento de utilizar o indicador projetado, uma vez que a divulgação do IPCA oficial é feita após o encerramento do exercício. O ajuste do desvio apurado é realizado no mês da divulgação do indicador oficial e é imaterial em relação às demonstrações financeiras. Dessa forma, entendemos que o procedimento adotado está de acordo com as práticas contábeis da Companhia.

Foram identificados pelo auditor independente dois lançamentos contábeis de faturas de fornecedores fora do período de competência. O lançamento destas duas faturas foi realizado no mês subsequente devido ao atraso do seu envio por parte do fornecedor. Os valores não provisionados na competência são imateriais ao conjunto das demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados

10.7. Comentários sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:

a. comentários sobre como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Nos três últimos anos (2009, 2010 e 2011), a Companhia não realizou ofertas de distribuição de valores mobiliários.

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

Não aplicável.

c. comentários sobre as razões para tais desvios

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8 - Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando :

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

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

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

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

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

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.