

## 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	11
5.4 - Alterações significativas	12

### 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	13
10.2 - Resultado operacional e financeiro	43
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	50
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	55
10.5 - Políticas contábeis críticas	61
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	63
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	64
10.8 - Plano de Negócios	65
10.9 - Outros fatores com influência relevante	68

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

### 5. Riscos de Mercado

*O investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento sobre qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência e, com destaque para os riscos mencionados, as demonstrações financeiras da Companhia e suas respectivas notas explicativas e, se for o caso, o prospecto da oferta dos valores mobiliários em questão.*

*Os negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros podem ser afetados de maneira adversa por qualquer dos fatores de risco mencionados anteriormente e por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia e, no caso de valores mobiliários representativos de dívida, a capacidade de pagamento da Companhia podem ser adversamente afetados em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte substancial de seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia. Os riscos descritos a seguir são aqueles que a Companhia conhece e que acredita que atualmente podem afetá-la adversamente, de modo que riscos adicionais não conhecidos pela Companhia atualmente ou que a Companhia considera irrelevantes também podem afetar adversamente a Companhia.*

*Para os fins da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”, exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá “efeito adverso” ou “efeito negativo” para a Companhia, ou expressões similares, significam que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia, bem como no preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia e, quando aplicável, na capacidade de pagamento da Companhia dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas na seção “4. Fatores de Risco” e nesta seção “5. Riscos de Mercado” devem ser compreendidas nesse contexto.*

*Ademais, não obstante a subdivisão da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”, determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”.*

*Para mais informações acerca dos termos técnicos aplicáveis ao setor elétrico sugerimos consulta ao glossário da Aneel por meio do site <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm>.*

#### 5.1. Principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

***Os riscos de mercado associados ao setor de energia estão relacionados a mudanças bruscas no cenário macroeconômico ocasionadas por alterações nas taxas de juros, de câmbio ou na expectativa inflacionária, muitas vezes relacionadas à atuação do governo.***

A intervenção do governo brasileiro na economia nacional por meio de modificações significativas em suas políticas e normas monetárias, fiscais, creditícias e tarifárias podem afetar os negócios da Companhia.

O passado recente da economia brasileira permite verificar inúmeros exemplos de medidas adotadas pelo governo brasileiro que alteraram significativamente a condução de suas políticas, com intuito de fazer frente às situações econômicas e políticas da época. Citam-se com exemplos os aumentos ou reduções das taxas de juros, mudança das políticas fiscais,

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

controle de salários e preços, bloqueio ao acesso a contas bancárias, desvalorização cambial, controle de capital, limitação às importações, entre outras medidas.

Nesse sentido, a companhia não se tem controle sobre quais medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro, e não há como prevê-las. Os negócios da Companhia, sua situação financeira, o resultado das operações e sua perspectivas futuras poderão ser prejudicados de maneira significativa por modificações relevantes nas políticas ou normas que envolvam ou afetem fatores, tais como:

- política monetária;
- política fiscal;
- política cambial;
- instabilidade social e política;
- expansão ou contração da economia global ou brasileira;
- controles cambiais e restrições a remessas para o exterior;
- flutuações cambiais relevantes;
- alterações no regime fiscal e tributário;
- liquidez dos mercados financeiros e de capitais domésticos;
- taxas de juros;
- inflação;
- modificação nos critérios de definição de preços e tarifas praticados;
- racionamento de energia; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer no Brasil ou que o afetem.

A adoção de medidas por parte do Governo de políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para aumentar a volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro. A ocorrência de qualquer desses eventos pode ter um efeito adverso para a Companhia.

***A inflação e certas medidas governamentais para contê-la podem ter efeitos adversos sobre a economia brasileira, o mercado mobiliário brasileiro e/ou os negócios da Elektro.***

As medidas adotadas pelo Governo para combater a inflação, bem como a especulação sobre as medidas futuras que possam vir a ser adotadas, podem gerar um clima de incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado financeiro e de capitais brasileiro.

Caso as taxas de inflação venham a aumentar, eventual política anti-inflacionária adotada pelo Governo Federal poderá resultar em desaceleração no nível de atividade econômica e no poder aquisitivo da população, gerando consequências negativas para os negócios, para a condição financeira e, conseqüentemente, para os resultados da Elektro, uma vez que a desaceleração econômica aliada à alta das taxas de juros da economia podem reduzir o nível de consumo de energia elétrica, afetando as receitas da companhia, e a elevação dos juros impacta negativamente o custo da dívida da companhia. Além disso, caso o Brasil venha a registrar altas taxas de inflação, a Elektro poderá não ser capaz de ajustar seus preços de forma a compensar os efeitos da inflação sobre seus custos, afetando adversamente sua margem operacional. As pressões inflacionárias e percepções de pressões inflacionárias também poderão dificultar o acesso aos mercados financeiros internacionais.

***A instabilidade cambial pode ter um efeito adverso para a Elektro.***

A desvalorização do Real em relação ao Dólar pode criar pressões inflacionárias no Brasil. Para conter a inflação e garantir a estabilidade do mercado, o Banco Central se utiliza do aumento das taxas de juros, o que por sua vez ocasionaria a desaceleração da economia brasileira e poderia prejudicar tanto a situação financeira como os resultados operacionais da empresa, podendo, ainda, restringir o acesso ao crédito no mercado financeiro. Por outro lado, a valorização do Real em relação ao Dólar e outras moedas estrangeiras pode contribuir para desaceleração ou retração do crescimento baseado nas exportações.

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

Adicionalmente, a Elektro adquire parte das suas necessidades de energia de Itaipu, cuja tarifa é denominada em Dólares. Consequentemente, essa tarifa sofre oscilações conforme a variação da taxa do Dólar. sendo essas variações no custo de energia são capturadas pela Elektro, para fins de repasse nos reajustes tarifários anuais, por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA. Dessa forma, elevações substanciais da taxa de câmbio podem ter um efeito adverso para a companhia, elevando a necessidade de capital de giro da Elektro e comprometendo o seu fluxo de caixa, em período que antecede o reajuste tarifário anual, quando este valor será repassado à tarifa de energia elétrica. Além disso, as elevações da taxa de câmbio podem afetar negativamente os preços de determinados materiais ou equipamentos adquiridos pela companhia que sejam importados ou que possuam componentes importados.

Dessa forma, dependendo das circunstâncias, as oscilações na taxa de câmbio poderiam ter um efeito adverso relevante e negativo no crescimento da economia brasileira, bem como ter um efeito adverso para a Elektro. Não há como garantir que o Real não sofra valorização ou desvalorização significativas em relação ao Dólar ou demais moedas no futuro.

### ***Efeitos das Flutuações das Taxas de Juros.***

A elevação das taxas de juros poderá impactar adversamente o resultado da Elektro na medida em que pode inibir o crescimento econômico e consequentemente a demanda por energia. Além disso, as atividades da Companhia exigem intensos investimentos de capital. Tais investimentos são financiados com recursos de terceiros e remunerados a taxas de juros pós-fixadas indexadas ao CDI, TJLP, dentre outros índices. Caso haja uma elevação das taxas de juros que influencie esses indexadores, as despesas financeiras da Elektro também aumentarão, podendo afetar negativamente a capacidade de pagamento da Elektro e seus resultados.

### ***Acontecimentos adversos na economia e as condições de mercado em outros países emergentes, especialmente da América Latina, poderão influenciar o mercado em relação aos títulos e valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.***

O acesso das empresas brasileiras ao mercado de capitais internacional é influenciado pela percepção de risco no Brasil e em outras economias emergentes, e isso poderá prejudicar a capacidade da Elektro de financiar suas operações.

As reações dos investidores aos acontecimentos nesses e em outros países podem ter um efeito adverso no valor de mercado dos títulos e valores mobiliários de emissores brasileiros. Em razão dos problemas econômicos em vários países de mercados emergentes no passado recente (como a crise financeira da Ásia em 1997 e a crise financeira da Rússia em 1998), quanto nos mercados desenvolvidos (como a crise do mercado *subprime* de hipotecas, que se iniciou em agosto de 2007 e prejudicou fortemente os resultados dos grandes bancos europeus e norte americanos), os investidores passaram a examinar com maior prudência os investimentos em mercados emergentes. As eleições no Brasil em 2002 também contribuíram para aumentar a instabilidade e produziram uma evasão de dólares do Brasil, fazendo com que as companhias brasileiras enfrentassem custos mais altos para a captação de recursos, tanto no País como no exterior, restringindo seu acesso aos mercados financeiro e de capitais internacional. No cenário recente, a partir de 2009, os países da União Europeia têm enfrentado uma crise da dívida, sendo que alguns desses países apresentam sérios problemas de recessão e desemprego. Há no cenário externo um receio de colapso do euro, que traria grandes problemas à economia mundial. Este cenário de recessão pode atingir os países emergentes e afetá-los negativamente. A ocorrência de um ou mais desses fatores poderia causar um efeito adverso para a Elektro.

### ***Influência das Alterações na Legislação Tributária do Brasil.***

Os Governos Federal, Estaduais e Municipais regularmente implementam mudanças nas leis tributárias, as quais podem afetar os participantes do mercado brasileiro de energia, incluindo a Elektro, demais distribuidoras e os consumidores. Essas mudanças incluem ajustes na alíquota de tributos, extensão de incidência de tributos sobre receitas não tarifárias e, ocasionalmente,

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

imposição de tributos temporários cujos recursos são alocados para certos fins determinados pelo Governo. Nos termos do Contrato de Concessão, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, quando comprovado seu impacto, possibilita a Revisão Tarifária Extraordinária para fins de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, com exceção dos casos que envolvam impostos sobre a renda.

***A volatilidade e falta de liquidez do mercado de valores mobiliários brasileiro poderão limitar a capacidade de venda dos valores mobiliários da Companhia pelo preço e no momento desejados.***

Não há garantias de que haverá um mercado de negócios ativo e líquido para os valores mobiliários de emissão da Companhia. Mercados de negócios ativos e líquidos, normalmente, resultam em menor volatilidade de preço e maior eficácia em efetuar as ordens de compra e venda dos investidores. O preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia poderá variar significativamente em decorrência de inúmeros fatores, alguns dos quais estão fora de seu controle, como eventual falta de atividade e de liquidez. Em caso de queda do preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia, o investidor poderá perder grande parte ou todo o seu investimento.

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

### 5.2. Política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias e instrumentos

#### A. Riscos para os quais se busca proteção

A Elektro está exposta a riscos de mercado, tal como variações nas taxas de juros, risco de crédito, risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento e risco na interrupção no fornecimento de energia elétrica.

#### B. Estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

A Elektro possui uma política de gerenciamento de riscos, que tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a fatores que possam afetar suas operações e sua posição financeira, incluindo flutuações na atividade econômica, índices de inflação, taxa de câmbio ou taxas de juros.

O impacto desses fatores sobre o Balanço e os Resultados da Companhia é monitorado constantemente por meio de simulações mensais, do fluxo de caixa para os próximos 12 meses e através dos Planos Operacionais Anuais da Companhia (Plano Operacional ou Plano) e da Revisão Trimestral do Plano Operacional Quinquenal.

Além disso, para fins de proteção patrimonial em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de moedas estrangeiras ou taxas de juros externas, a Companhia adota a utilização de instrumento financeiros derivativos detalhada abaixo.

#### C. Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

##### i. Utilização de Instrumentos Financeiros Derivativos

De acordo com a política da Elektro, a contratação de derivativos tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições de ativos e passivos relevantes, em especial contratação de passivos em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

Até 9 de abril de 2013 a Elektro possuía três operações envolvendo instrumentos financeiros derivativos (Swap) que tinham como objetivo mitigar 100% do risco de variação cambial de captação em moeda estrangeira com início e vencimento nas mesmas datas do contrato de financiamento. Na referida data foram liquidados os financiamentos em moeda estrangeira (linha 4131) bem como as operações de Swap a eles vinculados.

As operações com instrumentos derivativos estão contabilizadas a valor de mercado (vide mais detalhes na Nota Explicativa nº 32 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2012 da Companhia).

A empresa também possui pagamentos de compra de energia de Itaipu que são atrelados ao dólar norte-americano. Porém, essas variações cambiais estão contempladas no reajuste tarifário anual aplicável à Companhia, conforme mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A (CVA), possuindo, portanto, um *hedge* "natural".

##### i.i. Ativos e Passivos Regulatórios

Em conformidade com a legislação regulatória em vigor emitida pela ANEEL por meio de diversos atos e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil antes da introdução do IFRS, a Sociedade reconhecia no ativo ou no passivo os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica que não estão previstos na tarifa do faturamento em vigor e que serão incluídos na tarifa no próximo reajuste ou revisão tarifária. Entretanto, estes ativos e passivos regulatórios não atendem à definição de ativos e passivos de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 00 - Estrutura Conceitual, não havendo suporte técnico na literatura internacional que permita a manutenção destes saldos nas Demonstrações Financeiras, pois:

- O saldo não é individualizado

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

- A realização depende de receita futura (consumo)
- Os valores não podem ser vendidos ou securitizados

As Demonstrações Financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 são as primeiras apresentadas em concordância com os novos pronunciamentos contábeis em IFRS e com os Pronunciamentos e Interpretações Técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), devidamente referendados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A Sociedade preparou seu balanço de abertura com a transição iniciada em 1º de janeiro de 2009.

Este assunto está em estudo pelo International Accounting Standards Board (IASB), que é o órgão responsável pela emissão e atualização das normas em IFRS - International Financial Reporting Standards, porém não há uma data prevista para conclusão. Desta forma, a Sociedade reverteu estes valores, impactando Resultado e o Patrimônio Líquido, de acordo com o período de competência. As primeiras Demonstrações Financeiras apresentadas em concordância com as novas regras em IFRS são as de 31 de dezembro de 2010, com reapresentação das Demonstrações Financeiras de 2009 também de acordo com as novas regras para fins de comparabilidade, e a reversão dos valores de ativos e passivos regulatórios está demonstrada na Nota Explicativa nº 4 das Demonstrações Financeiras da Companhia de 31 de dezembro de 2010. Como consequência, os saldos dessas contas, antes registradas no Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício, foram baixados contra lucros acumulados no balanço de abertura (2009) e contra resultado do período conforme o período de competência. A partir de então, e para todas as demonstrações subsequentes, essas contas de ativos e passivos regulatórios não são registradas nas Demonstrações Financeiras da Companhia. Entretanto, vale ressaltar que, em função do modelo tarifário, e por efeitos da regulação exercida pela ANEEL, estes ativos e passivos possuem realização ou exigibilidade líquidas e certas.

**D. Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos**

A Elektro possui uma política de gerenciamento de riscos, que tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a fatores que possam afetar suas operações e sua posição financeira, incluindo flutuações na atividade econômica, índices de inflação, taxa de câmbio ou taxas de juros. Estes fatores são monitorados através de simulações mensais, do fluxo de caixa, para os próximos 12 meses e através de Planos Operacionais Anuais da Companhia (Plano Operacional ou Plano) e da Revisão Trimestral do Plano Operacional Quinquenal.

O Plano Operacional é elaborado através da simulação de cenários, que são analisados e discutidos entre os membros da Diretoria, antes que seja definida a versão final do Plano. Estes cenários se baseiam em premissas que são agrupadas em:

- Econômicas: principais indicadores econômico-financeiros, como crescimento do Produto Interno Bruto, taxas de inflação, câmbio e juros;
- Financeiras: política de financiamento dos novos investimentos, política de aplicação de recursos, entre outras;
- Mercado: crescimento do consumo de energia pelas diferentes classes de clientes, clientes livres, compra de energia;
- Regulatórias: regras gerais do mercado, encargos, mecanismos de repasse, reajustes e revisões tarifárias;
- Operacionais: níveis de despesas e investimentos. O Orçamento é elaborado através das definições e direcionamentos estratégicos onde são definidas as metas e diretrizes que suportam o Plano Plurianual.

Além disso, a companhia mantém processo constante de análise prognóstica e diagnóstica de seu desempenho:

- Análise prognóstica: antecipação em relação a impactos no resultado futuro da companhia de potenciais mudanças em discussão, tal como alterações em regras contábeis ou na legislação vigente. Este acompanhamento é feito através da atualização das projeções de longo prazo da

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

Elektro e discussão das premissas com as áreas, em processo similar ao adotado quando da elaboração do Plano; e

- **Análise Diagnóstica:** é realizada através da análise das variações dos resultados realizados como cenário projetado no Plano. São discutidas junto às áreas as justificativas para eventuais desvios e traçados planos de ação para correção dos mesmos, que são acompanhados em reuniões mensais, envolvendo a Diretoria da Elektro.

Por fim, estão relacionados abaixo os principais parâmetros utilizados pela Companhia para o gerenciamento de seus principais riscos:

**Variação das taxas de juros e inflação**

Os instrumentos financeiros da Elektro estão sujeitos às oscilações da taxa do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado), TJLP (taxa de juros de Longo Prazo) e IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), e, portanto, estarão sujeitos aos riscos envolvendo a variação de tais taxas de juros e/ou inflação. Segue abaixo tabela contendo o resultado da análise de sensibilidade à variação destes indicadores sobre os resultados da companhia divulgada nas Demonstrações Financeiras de 31 de Dezembro de 2012 nos termos da Instrução CVM 475:

Ativos e Passivos	Exposição	Risco	Cenário Provável (*)	Elevação do índice em 25% (*)	Elevação do índice em 50% (*)
Aplicações Financeiras	532.164	Variação CDI	38.345	47.931	57.518
Debêntures - 5ª Emissão 1ªSérie	(123.575)	Variação CDI	(8.897)	(11.122)	(13.346)
Cédula de Crédito Bancário <sup>(1)</sup>	(365.327)	Variação CDI	(26.304)	(32.879)	(39.455)
Debêntures - 6ª Emissão 1ªSérie	(224.978)	Variação CDI	(16.198)	(20.248)	(24.298)
	<b>(181.716)</b>		<b>(13.054)</b>	<b>(16.318)</b>	<b>(19.581)</b>
Ativo Indenizável <sup>(2)</sup>	457.896	Variação IGP-M	23.398	29.248	35.098
	<b>457.896</b>		<b>23.398</b>	<b>29.248</b>	<b>35.098</b>
Debêntures - 5ª Emissão 2ªSérie	(199.422)	Variação IPCA	(11.068)	(13.835)	(16.602)
Debêntures - 6ª Emissão 2ªSérie	(103.622)	Variação IPCA	(5.751)	(7.189)	(8.626)
Debêntures - 6ª Emissão 3ªSérie	(342.332)	Variação IPCA	(18.999)	(23.749)	(28.499)
	<b>(645.376)</b>		<b>(35.818)</b>	<b>(44.773)</b>	<b>(53.727)</b>
Financiamentos - Finep 1º ciclo	(9.490)	Variação TJLP	(475)	(593)	(712)
Financiamentos - BNDES	(127.189)	Variação TJLP	(6.359)	(7.949)	(9.539)
	<b>(136.679)</b>		<b>(6.834)</b>	<b>(8.542)</b>	<b>(10.251)</b>
Redução (aumento)			<b>(32.308)</b>	<b>(40.385)</b>	<b>(48.461)</b>

<sup>(1)</sup> A operação foi originalmente contratada em dólares norte-americanos, porém a companhia possuía uma operação de Swap conjunta com o objetivo de neutralizar o risco derivado da variação cambial. Desta forma, a operação passou a ser indexada apenas ao CDI, motivo pelo qual o mesmo é apresentado nesta análise. Em 9 de abril de 2013 a operação em moeda estrangeira foi liquidada, bem como as operações de Swap a ela vinculadas.

<sup>(2)</sup> Após análises frente ao cenário econômico e ao lastro do novo valor de reposição dos bens vinculados da concessão, a Sociedade levou em consideração para a o cálculo de sensibilidade o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório e variação do IGPM.

**Notas:**

(\*) Os índices de CDI, IGP-M, e IPCA considerados de: 7,20%, 5,11% e 5,55% , respectivamente, foram obtidos através do Relatório Focus do Banco Central, disponibilizado em 28 de dezembro de 2012. A TJLP utilizada no cálculo da expectativa de mercado é baseada na última divulgação realizada pelo Comitê Monetário Nacional

(\*\*) Conforme requerimento da instrução CVM nº 475/08, deterioração de 25% e 50% respectivamente, em relação ao cenário provável

A Administração da Companhia considerou como cenário mais provável a realização nos próximos 12 meses das expectativas para os indicadores projetados no Relatório Focus do Banco Central. O impacto no resultado financeiro líquido foi analisado em três cenários de variação de índices CDI, IGP-M, IPCA e TJLP: (i) variação dos índices projetados para 2012, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 31 de dezembro de 2012: 7,20%, 5,11% e 5,55% respectivamente, ou no caso da TJLP, a última taxa divulgada pelo Conselho Monetário Nacional, 5,55%; (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.



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

Os principais indexadores dos ativos e passivos financeiros apresentaram as seguintes variações acumuladas em 2012:

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	31/12/2012	31/12/2011
Taxa de câmbio R\$/US\$	2,0435	1,8758
Valorização/(Desvalorização) do Real frente ao Dólar	-8,94%	-12,58%
IGP-M	7,81%	5,10%
TJLP	5,75%	6,00%
CDI	8,15%	11,62%
IPCA	5,84%	6,50%

**Risco de Crédito**

A Elektro não realiza análise de crédito previamente ao início do fornecimento de energia, pois, conforme previsto no Contrato de Concessão assinado com a ANEEL em 27 de agosto de 1998, bem como de acordo com a regulamentação do setor elétrico, a distribuidora de energia elétrica é obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão.

Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias; (ii) negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso e (v) cobrança judicial.

Em 31 de dezembro de 2012 o índice real de inadimplência frente a suas operações era de 3,97%.

**Hedge**

Conforme já mencionado, a contratação de derivativos pela Companhia tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições de ativos e passivos relevantes, em especial passivos contratados em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

**Risco da Revisão e do Reajuste das Tarifas de Fornecimento**

Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Elektro poderá justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

**Risco de Liquidez**

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas de recursos e linhas de crédito aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

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

### Risco de Mercado

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela ANEEL, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação, e contratou suas necessidades de energia para 2012. A partir de 2013, há necessidade de contratação de energia, devido, principalmente, ao término da vigência dos contratos dos leilões de energia existente, cancelamento do leilão de energia A-1 que deveria ter ocorrido até o final de 2012, rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes da Usina de Angra e das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.805/12. Parte desta insuficiência poderá ser contratada no Leilão A-0 previsto para junho de 2013. Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, não implicará em penalidades e seu custo será repassado dentro do processo de reajuste tarifário.

### Risco de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica

A Elektro, com o intuito de minimizar os efeitos provocados por eventual descontinuidade do fornecimento de energia elétrica para seus clientes, atribuídos a eventos não previsíveis, e que atingem sua infraestrutura de sistemas elétricos, atua de forma intensa para reduzir o número de unidades consumidoras afetadas e também diminuir a frequência e o tempo dessas interrupções.

Dentre as ações executadas para diminuir a frequência e o tempo das interrupções, destaca-se a disponibilidade de três subestações móveis próprias que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Acrescente-se o investimento na digitalização de 89 subestações (SE), a automação do comando de 827 equipamentos em redes de distribuição utilizando comunicação com tecnologia GSM que dispensa o deslocamento de equipes para a execução das tarefas.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 16 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização como a substituição de 390 disjuntores e a substituição de 482 km de redes convencionais com cabos nus por redes compactas com cabos isolados, nos últimos 9 anos.

### 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 objetivo diverso de proteção patrimonial. De acordo com a política da Elektro, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger ativos e passivos relevantes da empresa, em especial passivos contratados em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

### F. Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Com o objetivo de reforçar a gestão dos riscos estratégicos da empresa e facilitar a divulgação dos mecanismos de controle desses riscos, a Elektro implementou em 2005 um sistema de gestão de riscos estratégicos chamado de ERM (*Enterprise Risk Management*). Dentro desse sistema estão mapeados e monitorados, além dos riscos financeiros, os principais riscos setoriais e operacionais da Elektro, dos quais destacamos: regulamentação e política tarifária do setor elétrico, planejamento de mercado e de necessidades de energia para atender a área de concessão, e acidentes com força de trabalho e população. Estes riscos são monitorados por meio de um painel de indicadores de riscos, que são mensalmente atualizados e revisados com a direção da companhia. O objetivo desses indicadores é antecipar o acontecimento de eventos associados a esses riscos, permitindo que a Administração da Elektro tome ações preventivas.

Em 2009 foi implementado o Plano de Continuidade do Negócio – PCN, que se estende a todos os processos críticos da companhia e tem como objetivo garantir a continuidade dos processos e do negócio em momentos de crise.

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

Em 2012, a Elektro avançou na sua estrutura de gerenciamento de risco com a criação da Gestão Integrada de Riscos Elektro (GIRE), na qual todos os gestores da companhia reportam mensalmente sobre a existência ou não de novos riscos, afim de que seja possível o gerenciamento dos mesmos no tempo adequado e com as ações efetivas de tratamento e mitigação. Além desta ferramenta, outras duas principais formas de identificação dos riscos são Análise SWOT, realizada e revisada semestralmente no âmbito do Ciclo de Planejamento Estratégico.

Além disso, em 04 de fevereiro de 2013 foi constituído o Comitê de Gestão de Riscos, conforme deliberação da Diretoria da Elektro. O Comitê é formado por representantes de todas as Diretorias e Gerências Executivas da Elektro e tem como objetivo assegurar e acompanhar a gestão integrada de riscos, avaliando os riscos estratégicos da companhia, assim como validar e revisar periodicamente a matriz de riscos da empresa, bem como as ações tomadas para minimizar a ocorrência de eventos que comprometam a realização dos objetivos da empresa. Os resultados das reuniões deste Comitê são reportados periodicamente para o acionista controlador. Essa instância também é responsável pela condução de assuntos estratégicos e operacionais no processo de gestão integrada de riscos.

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento da política de gerenciamento de risco, a Elektro conta com uma equipe de Auditoria Interna e Controladoria, responsável por realizar periodicamente auditorias e verificar se as políticas e controles estabelecidos estão em funcionamento. Os resultados dessas auditorias são reportados diretamente ao Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo formado por três membros do Conselho de Administração da empresa. O Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo tem como objetivo assegurar que as atividades da auditoria interna estejam alinhadas com os objetivos da Elektro, por meio da definição de diretrizes políticas de atuação e aprovação do plano de auditoria. Também compete a tal Comitê a revisão das deficiências de Controle Interno apontadas nos relatórios de auditoria e a análise das medidas de correção adotadas, bem como acompanhamento e atuação na regularização dos pontos de auditoria.

### **G. Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada**

A Administração entende que a empresa possui uma estrutura adequada para garantir o cumprimento de sua política de gerenciamento de riscos. O mapeamento e avaliação dos riscos da empresa são elaborados por um time multidisciplinar de *ERM - Enterprise Risk Management* e, a partir de fevereiro de 2013, pelo Comitê de Gestão de Riscos, resultando em uma matriz de risco. A gestão desses riscos está alinhada com os objetivos estratégicos da organização e envolve, além do Planejamento Estratégico, Auditoria e Controles Internos, gestores das áreas de negócio, que são os *Risk Owners* de cada risco identificados como críticos para a companhia. Também, as áreas de Auditoria e Controles Internos estão estruturadas para executar testes de auditoria periódicos nas categorias: Estratégico, Operacional, *Compliance* e Financeiro, assegurando a efetividade de seus controles internos.

A Administração entende que suas práticas e a política de gerenciamento de riscos e controles internos são adequadas à sua estrutura operacional.

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

### **5.3. 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 a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada. Entretanto, a estrutura de gerenciamento de riscos foi reforçada, a partir de 2013, com a criação do Comitê de Gestão de Riscos, conforme detalhado no item 5.2 deste Formulário de Referência.

A companhia identifica como alteração relevante na exposição aos riscos mencionados o risco de liquidez, dado o aumento significativo dos custos de energia verificados a partir do último trimestre de 2012, o que impactou negativamente o caixa e os resultados da Companhia, gerando necessidade adicional de capital de giro. No entanto, a Companhia entende como mitigadores deste risco a captação antecipada de recursos de longo prazo por meio da 6ª emissão de Debêntures da Companhia em 2012, bem como o amplo acesso a fontes de financiamento, mantendo desde 2010 o melhor *rating* dentro da escala de classificação de risco (brAAA pela Standard & Poor's), além de possuir linhas de crédito de curto prazo aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país, podendo recorrer a elas em eventuais necessidades de curto prazo com taxas atrativas.

Conforme já destacado no item 4.2 deste Formulário de Referência, menciona-se também o risco de mercado relacionado ao aumento da inadimplência. No entanto, para mitigar os efeitos deste risco, a Elektro está constantemente monitorando os índices de inadimplência com intuito de definir suas estratégias de ação, como detalhado no item 4.2.

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

### **5.4. Outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações relevantes foram fornecidas acima.

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

### 10.1. Comentários dos diretores sobre:

#### A. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores entendem que a Companhia apresentou nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, condições financeiras e patrimoniais adequadas para desenvolver as atividades da Companhia, implementar seu plano de negócios e cumprir suas obrigações de curto, médio e longo prazos.

O índice de liquidez geral da Companhia<sup>1</sup> foi de 1,74, 1,67 e 1,73 nos anos de 2012, 2011 e 2010 respectivamente, e o índice de liquidez corrente<sup>2</sup> de 1,16, 1,42 e 0,89 para os mesmos anos, indicando que a Companhia possui capital de giro que permite que ela tenha liquidez e recursos de capital suficientes para suportar as atividades relacionadas aos negócios da Companhia para, no mínimo, os próximos 12 (doze) meses.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, a Elektro apresentava grau de alavancagem prudente (36%, 41% e 39%, respectivamente), o que indica um grau reduzido de risco. Este nível está entre os menores do setor e é inferior aos níveis regulatórios adotados pela ANEEL<sup>3</sup>.

Adicionalmente, caso se identifique a necessidade de acessar o mercado para financiar seus investimentos ou para captar recursos para capital de giro, os diretores da Companhia entendem que a Elektro tem plena capacidade para contratá-los, visto que atualmente tem amplo acesso a fontes de financiamento para o desenvolvimento de seus negócios, e dado que seu *rating* corporativo (brAAA pela Standard & Poor's), mantido desde 1º de julho de 2010 e reafirmado em agosto de 2012, é o melhor dentro da escala de classificação de risco.

Eventos relacionados a situações não administráveis pela Companhia, em especial a elevação dos custos de energia comprada verificada a partir do último trimestre de 2012, devido principalmente ao maior despacho das usinas térmicas em função dos baixos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, aliado ao cancelamento do leilão A-1 de energia existente que deveria ter ocorrido até o final de 2012, e que resultou em uma exposição involuntária das Companhias do setor a volume maior de energia comprada no mercado spot a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevado, são comentados nos itens subsequentes, assim como seus potenciais efeitos sobre a liquidez.

#### B. Estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas

Os diretores entendem que a Companhia possui estrutura de capital adequada às suas operações.

### 2012

A Elektro encerrou o ano de 2012 com endividamento líquido de R\$ 1.073,0 milhão, resultado do endividamento total de R\$ 1.656,5 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 583,5 milhões. A dívida de longo prazo correspondia a 74% do total do endividamento e o grau de alavancagem (denominado pela relação dívida líquida / dívida líquida + patrimônio líquido) foi de 36%, indicando uma postura prudente da companhia. O aumento do endividamento total de 2012 em relação ao exercício anterior (R\$ 1.237,7 no encerramento do exercício social de 2011) deve-se essencialmente à antecipação da captação, em 2012, das necessidades de recursos para pagamento das dívidas vincendas em 2013.

Durante o ano de 2012, a empresa captou R\$ 88,7 milhões para financiar seu programa de investimentos, através de linhas de financiamento já existentes:

- (i) BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social): R\$ 65,6 milhões;

<sup>1</sup> (Ativo Circulante + Ativo Não Circulante)/(Passivo Circulante + Passivo Não Circulante)

<sup>2</sup> Ativo Circulante/Passivo Circulante

<sup>3</sup> 45% de Capital Próprio e 55% de Capital de Terceiros, percentuais definidos na metodologia de cálculo do custo de capital para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária.

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

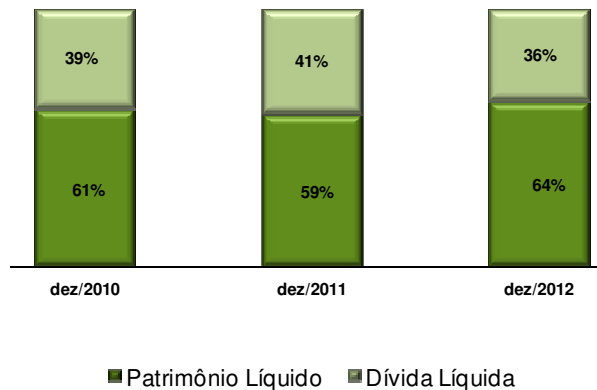
- (ii) Eletrobrás: R\$ 16,1 milhões, relacionados ao Programa Luz para Todos e;
- (iii) FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos): R\$ 7,0 milhões para projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos.

Em 12 de setembro de 2012, a Elektro efetuou a 6ª Emissão de Debêntures simples, nominativas, escriturais, não conversíveis em ação, da espécie quirografária, no montante total de R\$ 650 milhões, com vencimento em 12 de setembro de 2017 (5 anos), 12 de setembro de 2019 (7 anos) e 12 de setembro de 2022 (10 anos), respectivamente, 1ª, 2ª e 3ª séries. A 1ª série, no valor de R\$ 220 milhões, é remunerada à taxa de CDI acrescida de 0,74%, a 2ª série, no valor de R\$ 100 milhões, à taxa IPCA acrescida de 5,10% e a 3ª série, no valor de R\$ 330 milhões, à taxa IPCA acrescida de 5,50%.

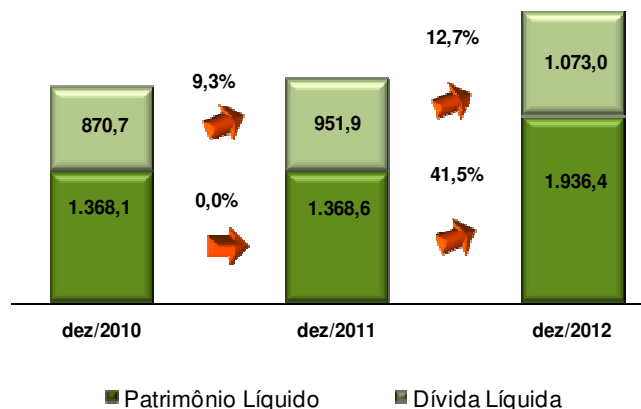
Os recursos provenientes das debêntures foram utilizados para o resgate antecipado das debêntures da 4ª emissão da Elektro<sup>4</sup> e para antecipação das necessidades de pagamento das dívidas vincendas em 2013.

**Estrutura de Capital**  
(Dívida Líquida / (Dívida Líq. + Patrimônio Líquido))



A alteração da Estrutura de Capital no encerramento do ano, comparativamente a dezembro de 2011 deve-se, principalmente, ao aumento do Patrimônio Líquido decorrente da reestruturação societária que incorporou o ágio da controladora na conta de Reserva de Capital da Companhia.

**Evolução Patrimônio Líquido e Dívida Líquida (R\$ Mil)**



<sup>4</sup> Emitida em 15 de julho de 2010 em duas séries indexadas ao CDI, com remuneração de 1,15% e 1,25%, para os vencimentos de 4 e 5 anos, respectivamente

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

Não há previsão estatutária para o resgate de ações, devendo a Companhia seguir a legislação vigente, conforme artigo 44 da lei 6.404/76, na hipótese de decisão por esta operação. Também não há qualquer previsão ou intenção, no momento, de resgatar ações da Companhia.

### 2011

A Elektro encerrou o ano de 2011 com endividamento líquido de R\$ 951,9 milhões, resultado do endividamento total de R\$ 1.237,7 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 285,8 milhões. A dívida de longo prazo correspondia a 95% do total do endividamento e o grau de alavancagem (denominado pela relação dívida líquida / dívida líquida + patrimônio líquido) foi de 41%.

### 2010

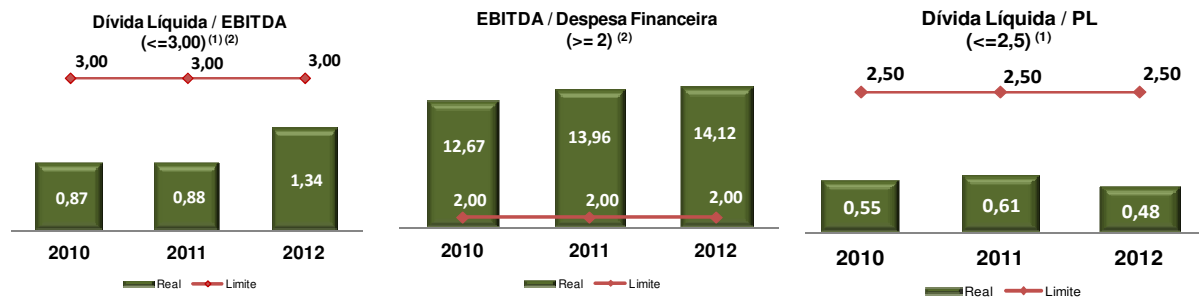
A Elektro encerrou o ano de 2010 com endividamento líquido de R\$ 870,7 milhões, resultado do endividamento total de R\$ 1.095,5 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 224,8 milhões. A dívida de longo prazo correspondia a 61% do total do endividamento e o grau de alavancagem (denominado pela relação dívida líquida / dívida líquida + patrimônio líquido) foi de 39%.

### C. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os diretores entendem que a Companhia possui liquidez e recursos de capital suficientes para honrar seus compromissos financeiros assumidos e manter estrutura financeira equilibrada. A Companhia sempre honrou seus compromissos, possui índice de inadimplência nulo perante seus credores e sempre respeitou todos os *covenants* financeiros existentes em seus contratos de financiamento.

Além disso, a classificação de risco da Companhia (brAAA pela Standard & Poor's) é a melhor da escala de crédito, mantida desde 1º de julho de 2010 e reafirmada em agosto de 2012, possibilitando assim, sob o ponto de vista dos Diretores, fácil acesso e taxas mais atrativas nas contratações de operações financeiras da Companhia.

### Principais Covenants Financeiros



(1) FINEM / BNDES

(2) Debêntures 5ª e 6ª emissão

A relação dívida líquida / EBITDA, ao final de 2012 foi de 1,34x (0,88x ao final do ano de 2011), a relação EBITDA / despesas financeiras foi de 14,12x (13,96x ao final do ano de 2011) e a relação Dívida Líquida sobre Patrimônio Líquido foi de 0,48 (0,61x ao final do ano de 2011).

A Companhia vem mantendo uma relação confortável com relação aos seus covenants, frente aos limites previstos em seus contratos. Eventos relacionados a situações não administráveis pela Companhia, tal como a elevação dos custos de energia comprada verificada a partir do último trimestre de 2012, poderão pressionar os resultados apurados para valores mais próximos aos limites contratados nos períodos subsequentes. Esta potencial exposição, resultante do descasamento de prazo nas variações entre custos não gerenciáveis da Companhia e seu repasse na tarifa, pode ocorrer em função da não contabilização dos ativos e passivos regulatórios para fins de publicação das Demonstrações Financeiras, a partir da adoção do IFRS no exercício social findo em 31 de dezembro de 2010.



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

Caso a Companhia estime a possibilidade de descumprimento de algum dos covenants contratados, tomará, com a antecedência necessária, as providências cabíveis para negociação com as partes interessadas.

### D. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Para financiamento dos investimentos da Companhia em ampliação e modernização do sistema elétrico e em ativos para suporte às operações, a captação de recursos é feita através de contratos de financiamento com agências de fomento (com destaque para BNDES e FINEP), e em alguns casos através de agentes financeiros. A Elektro também possui contratos de financiamento com a Eletrobrás, referentes ao Programa Luz para Todos, que objetiva a eletrificação de unidades consumidoras em áreas rurais.

A Companhia recorre ainda ao mercado de capitais, através da emissão de notas promissórias e debêntures, ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequadas. A Companhia avalia, constantemente, alternativas de financiamento das suas operações.

Adicionalmente, a Companhia conta com linhas de crédito de curto prazo aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país, podendo recorrer a elas em eventuais necessidades de curto prazo com taxas atrativas.

A Elektro utilizou de linhas de curto prazo em setembro de 2010 (prazo de 90 dias) e dezembro de 2010 (prazo de 180 dias). A captação ocorreu segundo a Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, e as linhas de crédito foram denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 130 milhões. Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado dessa operação, a Companhia contratou uma operação de SWAP com o mesmo prazo de vencimento, e sobre o mesmo valor da operação de empréstimo, resultando assim em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final atrelado ao CDI. Em 2011 e 2012 não foram utilizadas linhas de curto prazo.

**Em 31 de dezembro de 2010, 2011 e 2012, o endividamento total da Elektro era representado pelos seguintes valores:**

31/12/2012	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	20,4	971,5	991,9	59,9%
BNDES Finem / Finame	13,5	119,1	132,6	8,0%
Eletrobrás	12,5	89,7	102,2	6,2%
Finep	11,7	36,5	48,3	2,9%
Linha 4131 <sup>(1)</sup>	365,3	0,0	365,3	22,1%
Arrendamento mercantil	4,6	11,6	16,2	1,0%
Total da Dívida	428,1	1.228,4	1.656,5	100,0%
Perfil da Dívida	26%	74%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos <sup>(2)</sup>			(583,5)	
Endividamento Líquido			1.073,0	

<sup>(1)</sup> Empréstimos em moeda estrangeira utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962 convertidos em reais às taxas definidas em cada um dos contratos

<sup>(2)</sup> Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

Fonte: Elektro

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

31/12/2011	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	27,4	602,4	629,7	38,0%
BNDES Finem / Finame	0,7	66,5	67,2	4,1%
Eletrobrás	10,9	87,6	98,6	6,0%
Finep	10,6	41,9	52,5	3,2%
Linha 4131 <sup>(1)</sup>	8,3	360,0	368,3	22,2%
Arrendamento mercantil	4,9	16,5	21,4	1,3%
Total da Dívida	62,8	1.174,9	1.237,7	74,7%
Perfil da Dívida	5%	95%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos <sup>(2)</sup>			(285,8)	
Endividamento Líquido			951,9	

<sup>(1)</sup> Empréstimos em moeda estrangeira utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962 convertidos em reais às taxas definidas em cada um dos contratos

<sup>(2)</sup> Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

Fonte: Elektro

31/12/2010	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	219,9	298,7	518,6	31,3%
BNDES Finem / Finame	79,4	235,6	315,0	19,0%
Eletrobrás	9,9	92,0	101,9	6,2%
Finep	6,6	35,8	42,4	2,6%
Linha 4131 <sup>(1)</sup>	100,9	-	100,9	6,1%
Arrendamento mercantil	5,4	11,3	16,7	1,0%
Total da Dívida	422,1	673,4	1.095,5	66,1%
Perfil da Dívida	39%	61%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos <sup>(2)</sup>			(224,8)	
Endividamento Líquido			870,7	

<sup>(1)</sup> Empréstimos em moeda estrangeira utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962 convertidos em reais às taxas definidas em cada um dos contratos

<sup>(2)</sup> Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

Fonte: Elektro

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

O cenário atual vivido pelo setor de energia elétrica brasileiro, de elevação dos custos de energia, devido principalmente ao maior despacho das usinas térmicas, dado o baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas, tem resultado em pressão sobre o caixa das Companhias do setor, fato amplamente comentado pela mídia. Essa pressão resulta do descasamento de prazo entre a elevação destes custos não gerenciáveis e seu repasse nas tarifas, nos reajustes ou revisões tarifárias subsequentes, sendo, portanto, temporária.

Na opinião dos diretores da Companhia, a pressão adicional sobre seu caixa é uma situação administrável. A Companhia possui um Caixa robusto e grau de liquidez adequado e, caso haja necessidade de captar recursos para capital de giro, a fim de fazer frente a essa pressão temporária sobre o Caixa, os diretores da Companhia entendem que a Elektro tem plena capacidade para fazê-lo, podendo utilizar recursos provenientes de financiamentos bancários, cédulas de crédito bancário,

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

emissão de Notas Promissórias ou Debêntures junto ao mercado de capitais, entre outros instrumentos, visto que atualmente tem amplo acesso a fontes de financiamento e dado que seu *rating* corporativo (brAAA pela Standard & Poor's) é o melhor dentro da escala de classificação de risco. A Companhia dispõe também de limites de conta garantida com bancos de primeira linha para eventuais necessidades de curto prazo.

Além disso, o governo publicou o Decreto 7.945, em 8 de março de 2013, que prevê destinação de recursos da CDE<sup>5</sup> (Conta de Desenvolvimento Energético) para fazer frente ao maior desembolso das distribuidoras frente ao cenário atual de elevação dos custos de energia, sem precedentes no setor elétrico brasileiro. Os recursos serão repassados mensalmente às distribuidoras, apenas referente às compras de energia realizadas em 2013, para cobrir a exposição no mercado de curto prazo em função da insuficiência de cotas estabelecidas na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7805/12, recentemente publicados, e o aumento do Encargo de Serviços do Sistema por segurança energética. As medidas definidas no decreto contribuirão para redução da pressão sobre o caixa das distribuidoras, porém o aprofundamento e detalhamento dos demais impactos decorrentes deste decreto estão ainda sendo estudados e avaliados pelo setor e serão divulgados oportunamente por esta Companhia.

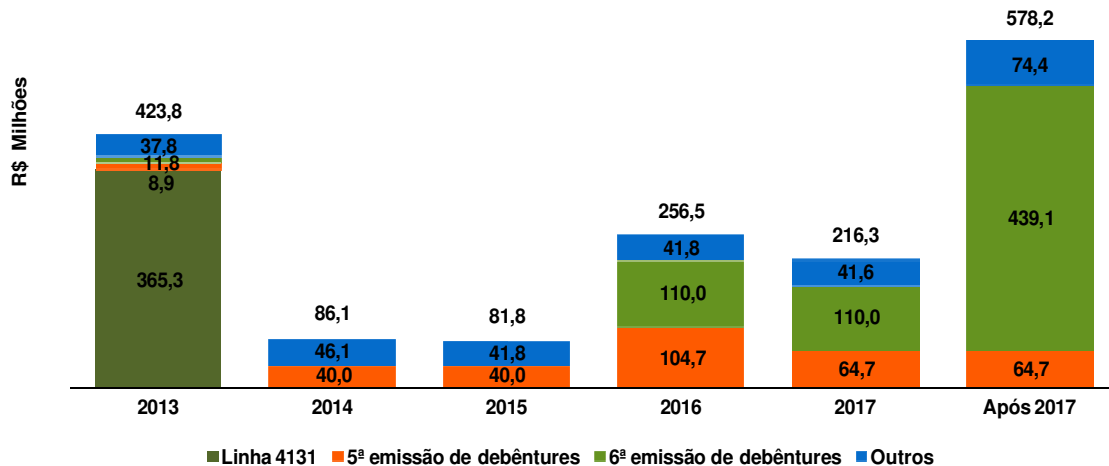
### F. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas

#### (i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Conforme já apresentado no item 10.1.B, a Companhia vem apresentando nível de alavancagem prudente, com uma relação de 36% de capital de terceiros para 64% de capital próprio, em 31 de dezembro de 2012. Este nível está entre os menores do setor e é inferior aos níveis regulatórios adotados pela ANEEL.

O endividamento da Companhia apresenta um perfil de vencimento conservador, uma vez que a dívida de longo prazo correspondia, em 31 de dezembro de 2012, a 74% do total do endividamento. Os recursos destinados ao pagamento das dívidas vincendas em 2013 já foram captados em 2012.

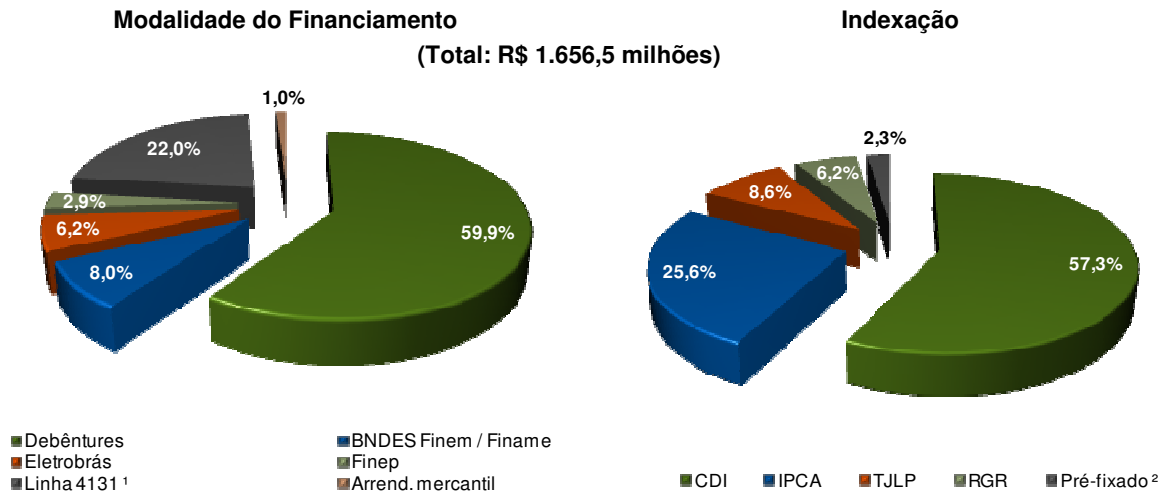
#### Vencimento do Principal da Dívida



<sup>5</sup> A Companhia reconheceu o montante de repasse de CDE referente ao Decreto 7.945/13 como compensação de custos incorridos, contabilizando-o na conta de Resultado "Energia comprada para revenda". Tal forma de contabilização já foi referendada pelo órgão Regulador, Aneel, porém ainda se encontra pendente de pronunciamento pelo Ibracon - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil. Tão logo haja um pronunciamento formal do Ibracon a esse respeito, a Companhia fará a devida divulgação.

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

Em 31 de dezembro de 2012, o endividamento da Elektro apresentava as seguintes características:



<sup>1</sup> Linha contratada em moeda estrangeira com juros pré-fixados e protegida por meio de Swap para CDI.

<sup>2</sup> Consideram recursos da FINEP sem indexação.

As dívidas da Companhia estão detalhadas abaixo:

### Saldo em 31 de dezembro de 2012:

				R\$ Milhões
				Saldo em 31/12/2012
Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros a.a.	Total
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	4,6
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,4
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	11,7
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,5
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	24,0
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,4
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	21,3
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	0,4
Eletronbrás - Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	22,8
Eletronbrás - Programa Luz Para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	16,2
FINEP - 1º Ciclo	Pesquisa e Desenvolvimento	Out/2014	TJLP + 0,94%	9,5
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	35,0
FINEP - 3º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Nov/2020	5,00%	3,8
Debêntures 5ª Emissão - 1ª Série <sup>(1) (6)</sup>	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2016	CDI + 0,98%	123,6
Debêntures 5ª Emissão - 2ª Série <sup>(2) (6)</sup>	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	199,4
Debêntures 6ª Emissão - 1ª Série <sup>(3) (6)</sup>	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2017	CDI + 0,74%	225,0
Debêntures 6ª Emissão - 2ª Série <sup>(4) (6)</sup>	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2019	IPCA + 5,10%	103,6
Debêntures 6ª Emissão - 3ª Série <sup>(5) (6)</sup>	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2022	IPCA + 5,50%	342,3
Empréstimo 4131 <sup>(7)</sup>	Capital de Giro	Abr/2013	100,2% a 104,0% do CDI	365,3
FINAME SE 2011	Subestação movel	Jan/2021	5,50%	5,8
BNDSE Finem - Capex 2011-2012	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	127,2
<b>Total dos Financiamentos</b>				<b>R\$ 1.642,6<sup>(8)</sup></b>

(1) Amortização: 33,33% em agosto de 2014, 33,33% em agosto de 2015 e 33,33% em agosto de 2016

(2) Amortização: 33,33% em agosto de 2016, 33,33% em agosto de 2017 e 33,33% em agosto de 2018

(3) Amortização: 50% em setembro de 2016 e 50% em setembro de 2017

(4) Amortização: 50% em setembro de 2018 e 50% em setembro de 2019

(5) Amortização: 33,33% em setembro de 2020, 33,33% em setembro de 2021 e 33,33% em setembro de 2022

(6) Não estão sendo considerados os custos de emissão

(7) As dívidas originais foram contratadas em dólar, mas a companhia contratou um "swap" para neutralizar o risco cambial

(8) O valor de R\$ 1.642,6 milhões, apresentado na tabela acima como total do endividamento não inclui os contratos de arrendamento mercantil e custos de emissão das dívidas

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

### Saldo em 31 de dezembro de 2011:

				R\$ Milhões
				Saldo em 31/12/2011
Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Total
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	6,3
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	14,5
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	27,9
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2022	RGR + 5,0%	24,1
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2021	RGR + 5,0%	9,5
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	16,3
FINEP - 1º Ciclo	Pesquisa e Desenvolvimento	Out/2014	TJLP + 0,94%	11,6
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	0,0425	41,0
Debentures 4ª Emissão - 1ª Série <sup>(1)</sup> (5)	Liquidação antecipada da 3ª emissão de Debêntures	Jul/2014	CDI + 1,15%	190,4
Debentures 4ª Emissão - 2ª Série <sup>(2)</sup> (5)	Liquidação antecipada da 3ª emissão de Debêntures	Jul/2015	CDI + 1,25%	127,0
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série <sup>(3)</sup> (5)	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2016	CDI + 0,98%	125,5
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série <sup>(4)</sup> (5)	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	189,1
Empréstimo 4131 <sup>(6)</sup>	Capital de Giro	Abr/2013	100,2% a 104,0% do CDI	368,3
FINAME SE 2011	Subestação móvel	Jan/2021	5,50%	5,8
BNDES Finem - Capex 2011-2012	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	61,5
<b>Total dos Financiamentos</b>				<b>R\$ 1.218,7<sup>(7)</sup></b>

(1) Amortização: 50% em julho de 2013 e 50% em julho de 2014

(2) Amortização: 33,33% em julho de 2013, 33,33% em julho de 2014 e 33,33% em julho de 2015

(3) Amortização: 33,33% em agosto de 2014, 33,33% em agosto de 2015 e 33,33% em agosto de 2016

(4) Amortização: 33,33% em agosto de 2016, 33,33% em agosto de 2017 e 33,33% em agosto de 2018

(5) Não estão sendo considerados os custos de emissão

(6) As dívidas originais foram contratadas em dólar, mas a companhia contratou um "swap" para neutralizar o risco cambial

(7) O valor de R\$ 1.218,7 milhões, apresentado na tabela acima como total do endividamento não inclui os contratos de arrendamento mercantil e custos de emissão das dívidas

### Saldo em 31 de dezembro de 2010:

				R\$ Milhões
				Saldo em 31/12/2010
Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Total
BNDES Finame Ford	Renovação Frota 2007	Jun/2012	TJLP + 2,80%	0,4
BNDES Finame Ritz	Renovação Frota 2008	Jul/2012	TJLP + 2,80%	0,6
BNDES Finame Embark	Renovação Frota 2009	Jul/2013	TJLP + 2,80%	0,1
BNDES Finem - Capex 2006-2008 <sup>(1)</sup>	Investimentos 2006 - Jun/08	Set/2013	TJLP + 4,65%	72,9
BNDES Finem - Capex 2008-2010 <sup>(2)</sup>	Investimentos 2008 - 2010	Dez/2015	TJLP + 2,21%	131,6
BNDES Finem - Capex 2008-2010 - IPCA <sup>(2)</sup>	Investimentos 2008 - 2010	Mar/2014	IPCA + 7,60% + 2,45%	53,1
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5%	7,0
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5%	0,6
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Jan/2018	RGR + 5%	16,3
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5%	0,6
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5%	31,1
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5%	0,3
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2020	RGR + 5%	26,6
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2021	RGR + 5%	9,5
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5%	9,8
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2022	RGR + 5%	0,1
Debêntures - 2ª Emissão - 1ª Série <sup>(3)</sup>	Reestruturação Dívida	Set/2011	IGP-M + 11,8%	175,1
Debêntures - 2ª Emissão - 2ª Série <sup>(3)</sup>	Reestruturação Dívida	Set/2011	CDI + 1,65%	30,2
FINEP	Pesquisa e Desenvolvimento	Out/2014	TJLP + 0,94%	11,8
BNDES Automático	Datacenter	Jul/2013	TJLP + 2,70%	1,7
BNDES Finame 2008	Renovação Frota 2008	Jul/2013	TJLP + 2,79%	2,3
BNDES Finame 2009	Renovação Frota 2009	Mar/2014	TJLP + 2,83%	7,1
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	30,6
FINEM Novas Tecnologias - subcredito A	Projeto Novas Tecnologias	Jun/2017	TJLP + 2,4% <sup>(3)</sup>	17,4
FINEM Novas Tecnologias - subcredito B	Projeto Novas Tecnologias	Jun/2017	0,07	23,6
FINAME 2010	Renovação Frota 2010	Mai/2015	0,07	4,3
Debenture - 4ª Emissão 1ª Série <sup>(4)</sup>	Liquidação antecipada da 3ª emissão de Debêntures	Jul/2014	CDI + 1,15%	189,6
Debenture - 4ª Emissão - 2ª Série <sup>(4)</sup>	Liquidação antecipada da 3ª emissão de Debêntures	Jul/2015	CDI + 1,25%	126,5
Empréstimo 4131 <sup>(5)</sup>	Capital de Giro	Jul/2011	101,1% do CDI	100,9
<b>Total dos Financiamentos</b>				<b>R\$ 1.061,5<sup>(6)</sup></b>

(1) Bancos Agentes: Unibanco (50%), Votorantim (18,75%), ItaúBBA (18,75%) e Bradesco (12,5%)

(2) Bancos Agentes: Unibanco (60%), Itaú BBA (20%) e Banco do Brasil (20%)

(3) Custo ponderado dos subcréditos em TJLP da operação

(4) Não estão sendo considerados os custos de emissão

(5) As dívidas originais foram contratadas em dólar, mas a companhia contratou um "swap" para neutralizar o risco cambial

(6) O valor de R\$ 1.061,5 milhões, apresentado na tabela acima como total do endividamento não inclui os contratos de arrendamento mercantil e custos de emissão das dívidas

### (ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Todos os contratos de empréstimos, financiamentos e valores mobiliários foram descritos acima.

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

### (iii) **Subordinação entre as dívidas**

Não existe grau de subordinação prevista em contrato entre as dívidas da Companhia para os anos de 2010, 2011 e 2012 e, no caso de eventual concurso de credores, será obedecida a ordem de precedência prevista na Lei 11.101 de 9 de fevereiro de 2005, artigo 83, ou seja, primeiramente serão liquidadas as dívidas com garantia real e em seguida as dívidas quirografárias.

### (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**

#### ***Obrigações de Observância de Índices e Limites Financeiros em 31 de dezembro de 2012***

- Nos termos da escritura da **5ª emissão de debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, dentre outras situações, quando:
  1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação dos seguintes índices e limites financeiros:
    - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
    - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.
  2. Na ocorrência de mudança de controle acionário, direto ou indireto, sem prévio e expresso consentimento dos Debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão.
  3. No caso de pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Companhia, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese em que a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

Para mais detalhes, vide cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX) da Escritura da Emissão. A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da quinta emissão de debêntures está disponível no website da Elektro: [www.elektro.com.br](http://www.elektro.com.br)

- Nos termos da escritura da **6ª emissão de debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, dentre outras situações, quando:
  1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
    - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
    - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.
  2. Na ocorrência de mudança de controle acionário, direto ou indireto, sem prévio e expresso consentimento dos Debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão.
  3. No caso de pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Companhia, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese em que a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

Para mais detalhes, vide cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX) da escritura da emissão. A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da sexta emissão de debêntures está disponível no website da Elektro: [www.elektro.com.br](http://www.elektro.com.br)

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

- Nos termos das “**Disposições Aplicáveis aos Contratos com o BNDES**”, a Companhia deverá solicitar prévia e expressa autorização do BNDES na hipótese de alteração do controle efetivo, direto ou indireto, da Companhia, após a contratação da operação, caso contrário o BNDES poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, e exigir imediatamente a quitação da dívida.
- Nos termos do contrato **FINEM** celebrado com o BNDES, a companhia, dentre outras obrigações deverá:
  1. Manter, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices apurados anualmente:
    - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e
    - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.
- Nos termos do contrato **FINAME** celebrado com o BNDES, além das hipóteses previstas em lei e nas “Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES”, poderá ser considerada antecipadamente vencida a dívida se houver alteração no controle acionário direto sem prévia autorização do AGENTE.
- Nos termos do contrato com a **FINEP**, esta poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, com a exigibilidade da dívida e imediata sustação de qualquer desembolso, se for comprovada a alteração do controle efetivo, direto ou indireto, da Companhia que, a juízo da FINEP, possa comprometer o regular desenvolvimento do projeto financiado e/ou inviabilizar a fiel execução do contrato
- Adicionalmente, a Companhia deverá obedecer, além de todas as obrigações previstas em contrato com a **ELETROBRÁS**, os seguintes índices e limites de financiamento:
  1. Contratos celebrados desde 2004 com a ELETROBRÁS, a Elektro deverá solicitar aprovação prévia da ELETROBRÁS antes de contrair:
    - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) equivalente e/ou superior a 5% de seu ativo fixo; e,
    - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) que eleve o endividamento em nível superior a 66% do ativo fixo da Companhia.

### ***Obrigação de Observância de Índices e Limites Financeiros em 31 de dezembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010 não mais vigentes em 31 de dezembro de 2012***

- Nos termos da escritura da **4ª emissão de debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
  1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação dos seguintes índices e limites financeiros:
    - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 2,5; e,
    - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.
  2. Na ocorrência de mudança de controle acionário, direto ou indireto, sem prévio e expresso consentimento dos Debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão.
  3. No caso de pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Companhia, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese em que a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

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

Para mais detalhes, vide cláusula de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XX) da escritura da emissão. A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da quarta emissão de debêntures está disponível no website da Elektro: [www.elektro.com.br](http://www.elektro.com.br).

A referida emissão foi resgatada antecipadamente em setembro de 2012.

- Nos termos da escritura da **2ª Emissão Simples**, quirografárias, com garantia adicional, não conversíveis em ações, da Companhia, esta, dentre outras obrigações previstas, deverá obedecer aos seguintes índices e limites financeiros, a fim de evitar o vencimento antecipado da dívida:

- Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido inferior a 0,8;
- Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA inferior a 2,5;
- EBITDA/Despesa Financeira Líquida superior 3,0;
- Endividamento Financeiro de Curto Prazo/Endividamento Financeiro Total inferior a 0,30.
- Não distribuição de dividendos e pagamentos de juros sobre capital próprio para os acionistas em montante superior a 110% do lucro líquido ajustado da Companhia, após a redução da reserva legal.

A referida emissão foi liquidada em setembro de 2011.

### G. Limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia dispunha, em 31 de dezembro de 2012, de aproximadamente R\$ 217,8 milhões de financiamentos contratados, sendo que até essa data o montante de R\$ 146,6 milhões já havia sido liberado para a Companhia.

Abaixo seguem as tabelas dos financiamentos contratados para os últimos três exercícios sociais:

#### Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2012

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/12	Valor a sacar a partir de Jan/2013
BNDES FINEM 2011-2012	188.479	126.435	62.044
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	21.624	16.332	5.292
FINEP 3º Ciclo	7.733	3.808	3.435
<b>Total Financiamentos</b>	<b>217.836</b>	<b>146.575</b>	<b>70.771</b>

#### Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2011

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/11	Valor a sacar a partir de Jan/2012
BNDES FINEM 2011-2012	188.479	60.849	127.630
Eletrobrás - Luz para Todos MS - 4ª fase	479	144	272
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 4ª fase	29.618	26.831	108
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 5ª fase	31.786	9.536	15.722
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	21.624	16.332	5.292
FINEP 1º Ciclo	17.796	15.442	2.354
FINEP 2º Ciclo	51.745	44.970	863
<b>Total Financiamentos</b>	<b>341.527</b>	<b>174.104</b>	<b>152.242</b>



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

### Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2010

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/10	Valor a sacar a partir de Jan/2011
BNDES FINEM 2008-2010	183.556	180.193	3.363
Eletrobrás - Luz para Todos MS - 3ª fase	906	272	176
Eletrobrás - Luz para Todos MS - 4ª fase	479	144	272
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 4ª fase	29.618	26.831	108
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 5ª fase	31.786	9.536	15.722
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	21.624	9.799	11.824
FINEP 1º Ciclo	17.796	12.517	5.279
FINEP 2º Ciclo	51.745	30.537	15.296
<b>Total</b>	<b>337.510</b>	<b>269.830</b>	<b>52.041</b>

### Pagamento antecipado ao BNDES em 2011

Em 24 de fevereiro de 2011, a Elektro solicitou ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") e aos seus agentes repassadores aprovação prévia para transferência de seu controle acionário, nas condições do Contrato de Compra e Venda de Ações, celebrado entre o acionista controlador indireto da Elektro à época, AEI, e seu atual acionista controlador, Iberdrola, conforme divulgado pela Companhia em Fato Relevante de 19 de janeiro de 2011.

Devido à não obtenção de anuência prévia do BNDES, a administração da Companhia optou por realizar o pré-pagamento de seus financiamentos existentes junto ao BNDES.

Desta forma, em 25 de abril de 2011, a Elektro efetuou o pagamento da totalidade do saldo devedor, no valor de R\$ 288,1 milhões, pagos aos agentes repassadores, com recursos oriundos de linhas de financiamento de longo prazo previamente contratados.

Para obtenção de tais recursos, a Elektro captou em 20 de abril de 2011, segundo a Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, uma linha de financiamento de longo prazo (de 725 dias) denominada em moeda estrangeira no montante total de R\$ 360.000 (US\$ 226.909).

Esta linha em moeda estrangeira foi liquidada em abril de 2013 com recursos que já haviam sido captados em 2012 para esse fim, por meio da 6ª emissão de Debêntures da Companhia.

Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado dessa operação, a Companhia contratou uma operação de SWAP com o mesmo prazo de vencimento, e sobre o mesmo valor da operação de empréstimo, resultando assim em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final atrelado ao CDI.

### H. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

#### ***Comparação entre os saldos dos balanços encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011***

A Administração apresenta o Balanço Patrimonial de 31 de dezembro de 2012 e 2011 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes. Para mais detalhes, essa apresentação deve ser observada em conjunto com as Demonstrações Financeiras do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012:

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

Ativo	31/12/2012		31/12/2011		Variação	
	R\$ mil	% do Ativo	R\$ mil	% do Ativo	R\$ mil	%
<b>Circulante</b>	<b>1.350.138</b>	<b>29,6%</b>	<b>994.346</b>	<b>29,1%</b>	<b>355.792</b>	<b>35,8%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	583.148	12,8%	285.488	8,4%	297.660	104,3%
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	630.692	13,8%	604.864	17,7%	25.828	4,3%
Tributos a compensar	68.975	1,5%	53.592	1,6%	15.383	28,7%
Caução de fundos e depósitos vinculados	27.885	0,6%	9.983	0,3%	17.902	179,3%
Almoxarifado	8.241	0,2%	10.021	0,3%	(1.780)	-17,8%
Outros créditos	31.197	0,7%	30.398	0,9%	799	2,6%
<b>Não circulante</b>	<b>3.208.580</b>	<b>70,4%</b>	<b>2.424.469</b>	<b>70,9%</b>	<b>784.111</b>	<b>32,3%</b>
Parcelamentos de débitos e supridores	37.233	0,8%	40.785	1,2%	(3.552)	-8,7%
Tributos a compensar	43.275	0,9%	26.919	0,8%	16.356	60,8%
Caução de fundos e depósitos vinculados	11.650	0,3%	12.746	0,4%	(1.096)	-8,6%
Depósitos judiciais	76.065	1,7%	58.503	1,7%	17.562	30,0%
Tributos diferidos	856.024	18,8%	157.302	4,6%	698.722	444,2%
Outros créditos	41.955	0,9%	39.924	1,2%	2.031	5,1%
Ativo indenizável (concessão)	457.896	10,0%	351.773	10,3%	106.123	30,2%
Imobilizado	15.632	0,3%	20.492	0,6%	(4.860)	-23,7%
Ativo intangível	1.668.850	36,6%	1.716.025	50,2%	(47.175)	-2,7%
<b>Total do Ativo</b>	<b>4.558.718</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.418.815</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.139.903</b>	<b>33,3%</b>

**Caixa e equivalente de caixa**

Apresentou aumento no saldo das disponibilidades de 104% devido principalmente a 6ª emissão de debêntures no valor de R\$ 650 milhões, destinada a liquidação da 4ª emissão, ocorrida em setembro de 2012, no montante de R\$ 300 milhões e a liquidação da modalidade de financiamento “Linha 4131” no montante de R\$ 350 milhões, com vencimento em abril de 2013.

**Tributos a compensar**

O aumento no saldo de tributos a compensar refere-se, principalmente, a maior antecipação de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro no exercício de 2012, os quais serão compensados no exercício social seguinte.

**Caução de Fundos**

A variação positiva de 179%, ou R\$ 18,0 milhões nessa rubrica, deve-se essencialmente ao aumento de garantias para compra de energia em função da elevação dos encargos de serviço de sistema dado o maior despacho das térmicas e incremento das compras no mercado spot a preços elevados de PLD. Este último é devido principalmente ao início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, conforme detalhado no comentário das variações das principais contas de Resultado.

**Depósitos Judiciais**

Variação foi especialmente influenciada pela incorporação de depósito judicial da EPC (Empresa Paranaense Comercializadora Ltda, acionista da Elektro até maio de 2012) após processo de reestruturação societária ocorrida em maio de 2012 (R\$ 29,0MM). Para maiores detalhes sobre o processo de reestruturação vide item 10.3.C.

**Tributos diferidos**

O aumento no saldo dos tributos diferidos, no montante total de R\$ 699 milhões, representando 444% foi motivado, principalmente, pela incorporação de R\$ 679 milhões referente ao ágio da Iberdrola Energia do Brasil em maio de 2012. Para maiores detalhes vide item 10.3.C.

**Ativo Indenizável (Concessão)**

O aumento de R\$ 106 milhões ocorre em função das adições ocorridas no período (R\$ 81,7 milhões), remensuração do ativo intangível e financeiro em função da alteração da taxa média de depreciação de 4,63% para 3,90% estabelecida pela Resolução Normativa da ANEEL nº 474/12 (R\$ 91,6 milhões), parcialmente compensado pela marcação a mercado negativa do ativo financeiro em função dos ajustes na BRR (R\$ 11,6 milhões).

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

A elevação decorre, principalmente, da redução em função da transferência para ativo financeiro, no montante de R\$ 96,7 milhões, associado à alteração da taxa média de depreciação de 4,63% para 3,90% estabelecida pela Resolução Normativa da ANEEL nº 474/12, no valor de R\$ 91,6 milhões, e à amortização do período de R\$ 134,3 milhões. Os valores foram parcialmente compensados por investimentos realizados no período (R\$ 287,1 milhões).

	31/12/2012		31/12/2011		Variação	
	R\$ mil	% do Passivo	R\$ mil	% do Passivo	R\$ mil	%
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>						
<b>Circulante</b>	<b>1.160.377</b>	<b>25,5%</b>	<b>698.790</b>	<b>20,4%</b>	<b>461.587</b>	<b>66,1%</b>
Fornecedores e supridores de energia elétrica	425.090	9,3%	307.516	9,0%	117.574	38,2%
Empréstimos e financiamentos	407.677	8,9%	35.413	1,0%	372.264	1051,2%
Debêntures	20.396	0,4%	27.378	0,8%	(6.982)	-25,5%
Tributos a recolher	103.296	2,3%	123.745	3,6%	(20.449)	-16,5%
Encargos do consumidor	23.500	0,5%	35.042	1,0%	(11.542)	-32,9%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	78.173	1,7%	60.893	1,8%	17.280	28,4%
Provisões e encargos sobre folha de pagamento	46.523	1,0%	45.955	1,3%	568	1,2%
Obrigações P&D e eficiência energética	11.701	0,3%	14.233	0,4%	(2.532)	-17,8%
Plano especial de aposentadoria	2.667	0,1%	2.031	0,1%	636	31,3%
Outros passivos	41.354	0,9%	46.584	1,4%	(5.230)	-11,2%
<b>Não circulante</b>	<b>1.461.969</b>	<b>32,1%</b>	<b>1.351.381</b>	<b>39,5%</b>	<b>110.588</b>	<b>8,2%</b>
Empréstimos e financiamentos	256.913	5,6%	572.568	16,7%	(315.655)	-55,1%
Debêntures	971.464	21,3%	602.356	17,6%	369.108	61,3%
Obrigações P&D e eficiência energética	27.042	0,6%	25.478	0,7%	1.564	6,1%
Plano especial de aposentadoria	8.719	0,2%	11.469	0,3%	(2.750)	-24,0%
Provisão para ações judiciais e regulatórias	186.674	4,1%	137.864	4,0%	48.810	35,4%
Outros passivos	11.157	0,2%	1.646	0,0%	9.511	577,8%
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>1.936.372</b>	<b>42,5%</b>	<b>1.368.644</b>	<b>40,0%</b>	<b>567.728</b>	<b>41,5%</b>
Capital social	952.492	20,9%	952.492	27,9%	-	0,0%
Reservas de capital	765.882	16,8%	50.539	1,5%	715.343	1415,4%
Pagamentos baseados em ações	-	0,0%	3.072	0,1%	(3.072)	-100,0%
Reservas de lucros	171.422	3,8%	171.422	5,0%	-	0,0%
Outros resultados abrangentes	-	0,0%	56.410	1,6%	(56.410)	-100,0%
Lucros acumulados	-	0,0%	-	0,0%	-	-
Dividendos adicionais propostos	46.576	1,0%	134.709	3,9%	(88.133)	-65,4%
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>4.558.718</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.418.815</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.139.903</b>	<b>33,3%</b>

**Fornecedores e Supridores de Energia Elétrica**

A conta de fornecedores e supridores de energia elétrica apresentou um aumento de 38%, passando de R\$ 307,5 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$ 425,1 milhões em 31 de dezembro de 2012. A variação foi motivada, principalmente, pelo aumento de compra de energia proveniente de fontes termelétricas, que apresentam tarifas mais elevadas, em razão do cenário atual de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

**Empréstimos e financiamentos**

A conta de empréstimos e financiamentos, considerando-se a soma das contas do passivo circulante e não circulante, apresentou um aumento de 9,3% passando de R\$ 608,0 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$ 664,6 milhões em 31 de dezembro de 2012. A conta de empréstimos e financiamentos em curto prazo variou 1.051%, com aumento de R\$ 372 milhões, decorrente da transferência de longo para curto prazo, no valor de R\$ 360 milhões do empréstimo em moeda estrangeira segundo a Lei nº 4.131, com vencimento em abril de 2013. A rubrica de Arrendamento Mercantil passou a ser apresentada juntamente com Empréstimos e Financiamentos.

A composição da conta Empréstimos e Financiamentos segue abaixo:

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

### Empréstimos e Financiamentos (Circulante + Não Circulante)

	31/12/2012	31/12/2011	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
<b>Moeda Nacional</b>	<b>299.263</b>	<b>239.300</b>			
<b>BNDES</b>					
Finame SE 2011	5.761	5.761	5,50%	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão Fidejussória de Direitos Creditórios
Finem CAPEX 2011/2012	127.189	61.468	de TJLP a TJLP + 3,03%	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	
Custos com emissão - BNDES	(316)	(400)			
<b>Eletrobrás</b>					
Eletrobrás - Luz para Todos <sup>(1)</sup>	102.178	98.569	RGR + 5,0% a.a. <sup>(2)</sup>	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	Carta de Fiança
Finep - 1º Ciclo	9.490	11.580	TJLP + 0,94% a.a.	Início: 15/10/2010 até 15/10/2014	
Finep - 2º Ciclo	34.952	40.956	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	
Finep - 3º Ciclo	3.816	-	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Arrendamento mercantil	16.193	21.366	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 <sup>(3)</sup>	
<b>Moeda Estrangeira (*)</b>	<b>365.327</b>	<b>368.681</b>			
Cédula de Crédito Bancário 4131 BNP	182.587	183.900	100,2% do CDI <sup>(4)</sup>	09/04/2013	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Itaú	30.461	30.819	104,0% do CDI <sup>(5)</sup>	09/04/2013	
Cédula de Crédito Bancário 4131 HSBC	152.279	153.962	103,5% do CDI <sup>(6)</sup>	09/04/2013	
<b>Total</b>	<b>664.590</b>	<b>607.981</b>			368.681,00
<b>Circulante</b>	<b>407.677</b>	<b>35.413</b>			
<b>Não circulante</b>	<b>256.913</b>	<b>572.568</b>			

<sup>(1)</sup> O projeto Luz para Todos está relacionado a sete contratos de financiamento.

<sup>(2)</sup> Reserva Global de Reversão - RGR é indexada à variação da UFIR, que tem se mantido constante.

<sup>(3)</sup> Os pagamentos futuros de longo prazo relativos apenas aos contratos de arrendamento mercantil acima acontecerão nos valores de R\$ 310 em 2013, R\$ 1.681 em 2014, R\$ 1.847 em 2015 e R\$ 7.721 após 2015.

<sup>(4)</sup> Custo de US\$ + 2,88%, porém foi contratada uma operação de SWAP visando neutralizar o risco cambial durante toda a vigência da dívida. Desta forma o custo da operação é de 100,2% do CDI.

<sup>(5)</sup> Custo de US\$ + 3,50%, porém foi contratada uma operação de SWAP visando neutralizar o risco cambial durante toda a vigência da dívida. Desta forma o custo da operação é de 104,0% do CDI.

<sup>(6)</sup> Custo de US\$ + 3,60%, porém foi contratada uma operação de SWAP visando neutralizar o risco cambial durante toda a vigência da dívida. Desta forma o custo da operação é de 103,5% do CDI.

### Debêntures

A conta de debêntures, considerando-se a soma das contas do passivo circulante e não circulante, apresentou um aumento de 57,5%, passando de R\$ 629,7 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$ 991,9 milhões em 31 de dezembro de 2012. Esta variação foi motivada pela 6ª emissão de debêntures no montante de R\$ 650,0 milhões. Parte do valor foi utilizado para liquidação da 4ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 350 milhões e o restante foi utilizado para liquidação do empréstimo em moeda estrangeira segundo a Lei nº 4.131, que venceu em abril de 2013, no montante de R\$ 360 milhões.

### Provisão para ações judiciais, líquidas

As provisões relacionadas a ações judiciais tiveram aumento de 35,4%, passando de R\$ 137,9 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$ 186,7 milhões em 31 de dezembro de 2012. As principais variações que influenciaram o aumento nas contingências prováveis estão relacionadas a i) incorporação do saldo da provisão para contingência fiscal da EPC, no valor de R\$ 28,8 milhões referente a Mandado de Segurança para não pagamento de PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio, ii) penalidades sobre a contratação do montante de uso do sistema de transmissão – MUST, de R\$ 7,8 milhões e iii) provisão sobre o uso da faixa de domínio de rodovias – DER (Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo), representando R\$ 6,6 milhões.

### Outros passivos

O aumento de R\$ 9,5 milhões no Não Circulante em relação a 2011 decorre, basicamente, da mudança nas condições do Plano de Incentivo Baseado em Ações, cuja outorga de ações da Iberdrola passa a ser de responsabilidade da Elektro em nome do beneficiário. Em 31 de dezembro de 2012, a provisão de R\$ 5,1 milhões passou a ser realizada no passivo e não no Patrimônio Líquido.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****Principais Variações nas Contas de Resultado**

	31/12/2012		31/12/2011		Variação	
	R\$ mil	% da Receita Total	R\$ mil	% da Receita Total	R\$ mil	%
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>3.569.543</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.564.093</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.450</b>	<b>0,2%</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica e operação</b>	<b>(2.529.182)</b>	<b>-70,9%</b>	<b>(2.202.151)</b>	<b>-61,8%</b>	<b>(327.031)</b>	<b>14,9%</b>
Energia comprada para revenda	(2.078.594)	-58,2%	(1.710.927)	-48,0%	(367.667)	21,5%
Gastos com pessoal	(174.090)	-4,9%	(185.346)	-5,2%	11.256	-6,1%
Gastos com materiais	(32.163)	-0,9%	(29.717)	-0,8%	(2.446)	8,2%
Gastos com serviços de terceiros	(69.982)	-2,0%	(60.229)	-1,7%	(9.753)	16,2%
Depreciação	(5.670)	-0,2%	(6.731)	-0,2%	1.061	-15,8%
Amortização de ativo intangível	(134.290)	-3,8%	(153.496)	-4,3%	19.206	-12,5%
Outras despesas operacionais líquidas	(34.393)	-1,0%	(55.705)	-1,6%	21.312	-38,3%
Custo de construção	(286.918)	-8,0%	(307.848)	-8,6%	20.930	-6,8%
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>753.443</b>	<b>21,1%</b>	<b>1.054.094</b>	<b>29,6%</b>	<b>(300.651)</b>	<b>-28,5%</b>
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(195.759)</b>	<b>-5,5%</b>	<b>(274.313)</b>	<b>-7,7%</b>	<b>78.554</b>	<b>-28,6%</b>
Despesas com vendas	(16.234)	-0,5%	(28.134)	-0,8%	11.900	-42,3%
Despesas gerais e administrativas	(58.887)	-1,6%	(73.086)	-2,1%	14.199	-19,4%
Outras despesas operacionais líquidas	(120.638)	-3,4%	(173.093)	-4,9%	52.455	-30,3%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>557.684</b>	<b>15,6%</b>	<b>779.781</b>	<b>21,9%</b>	<b>(222.097)</b>	<b>-28,5%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(55.211)</b>	<b>-1,5%</b>	<b>(72.676)</b>	<b>-2,0%</b>	<b>17.465</b>	<b>-24,0%</b>
Receitas financeiras	89.877	2,5%	81.013	2,3%	8.864	10,9%
Despesas financeiras	(139.242)	-3,9%	(151.842)	-4,3%	12.600	-8,3%
Variação monetária e cambial líquida	(5.846)	-0,2%	(1.847)	-0,1%	(3.999)	216,5%
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>502.473</b>	<b>14,1%</b>	<b>707.105</b>	<b>19,8%</b>	<b>(204.632)</b>	<b>-28,9%</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(144.796)	-4,1%	(214.669)	-6,0%	69.873	-32,5%
Imposto de renda	(80.212)	-2,2%	(153.207)	-4,3%	72.995	-47,6%
Imposto de renda diferido	(25.935)	-0,7%	(3.009)	-0,1%	(22.926)	761,9%
Contribuição social	(29.313)	-0,8%	(57.373)	-1,6%	28.060	-48,9%
Contribuição social diferida	(9.336)	-0,3%	(1.080)	0,0%	(8.256)	764,4%
<b>Lucro líquido do Exercício</b>	<b>357.677</b>	<b>10,0%</b>	<b>492.436</b>	<b>13,8%</b>	<b>(134.759)</b>	<b>-27,4%</b>

**Receitas operacionais líquidas**

Em 2012, as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3.570 milhões, registrando ligeira alta de 0,2% em relação a 2011 (R\$ 3.564 milhões). A variação observada deve-se principalmente à (i) redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%, (ii) redução de 11,7% no consumo de clientes cativos da classe industrial, reflexo do fraco desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre, (iii) redução da Receita de Construção<sup>6</sup>, devido ao menor volume total de Investimentos em 2012 em relação a 2011 e (iv) contabilização das receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como Obrigações Especiais a partir do 3º Ciclo de Revisão Tarifária no valor de R\$ 22,5 milhões em 2012, o que não ocorreu até agosto de 2011. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo (v) incremento no consumo das classes residencial e comercial, que cresceram 5,2% e 7,6%, respectivamente, em relação ao ano anterior, expurgando os efeitos da migração entre classes devido a regularização do código CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas).

<sup>6</sup> As variações na Receita de Construção não afetam o Resultado da Companhia, pois são uma contrapartida das variações do Custo de Construção, dado que, no negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil, não há margem na prestação deste serviço (maiores detalhes vide Nota Explicativa nº 12.3 das Demonstrações Financeiras da Companhia).

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

	31/12/2012			31/12/2011		
	Nº de (*) consumidores	MWh (*)	R\$	Nº de (*) consumidores	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.307.630	12.311.682	5.369.833	2.253.735	12.416.107	5.332.324
Fornecimento para consumidores	2.307.630	11.974.133	4.494.834	2.253.735	12.007.879	4.460.119
Outras receitas		337.549	874.999		408.228	872.205
CCEE		337.549	10.666		408.228	16.615
Receita de uso do sistema de distribuição			470.908			464.528
Remuneração do ativo financeiro (WACC)			56.132			49.038
Receita de construção (vide nota 14.3)			286.916			307.848
Outras receitas			50.377			34.176
Deduções às receitas operacionais			(1.800.290)			(1.768.231)
Quota para a reserva global de reversão - RGR			(38.612)			(25.158)
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC			(185.292)			(203.753)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE			(169.723)			(151.154)
ICMS sobre fornecimento			(882.546)			(865.315)
COFINS			(395.219)			(388.831)
PIS			(85.805)			(84.414)
Programa de P&D e eficiência energética			(29.128)			(31.901)
Outros			(13.965)			(17.705)
Total	2.307.630	12.311.682	3.569.543	2.253.735	12.416.107	3.564.093

A ligeira redução no consumo (11.974 GWh) de 0,3% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (12.008 GWh) é consequência, principalmente, do desempenho da classe industrial, com decréscimo de 11,7% em relação a 2011, em razão do fraco desempenho da Produção Industrial, com retração de 2,7% no acumulado até dezembro de 2012, segundo o IBGE, e reflexo da migração de clientes cativos para o mercado livre. Considerando a totalidade dos clientes industriais, nos mercados livre e cativo, esta classe apresentou crescimento de 0,6% no consumo acumulado até dezembro de 2012 em relação ao mesmo período de 2011.

As classes residencial e comercial apresentaram crescimento de 3,8% e 12,2%, respectivamente, em relação ao mesmo período de 2011. O desempenho destas classes está fortemente impactado pela regularização do código CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas), em cumprimento à Resolução 414/10 da ANEEL, que resultou na migração de clientes da classe residencial para a comercial. Expurgando esta migração entre classes, o crescimento da classe residencial passa a ser de 5,2% e da classe comercial de 7,6%.

A classe rural apresentou crescimento no consumo de 2,1% em 2012, comparativamente ao ano anterior. Os altos índices pluviométricos registrados nos meses de maio e junho de 2012, e consequente redução do consumo em função da menor necessidade de irrigação, afetaram negativamente o consumo dos meses de junho e julho, contribuindo para o baixo desempenho da classe.

Na área de concessão, o crescimento do mercado da Elektro foi de 3,2% no acumulado de 2012 em relação ao mesmo período de 2011, sendo que o mercado cativo apresentou redução no consumo de 0,3% e os clientes livres crescimento de 15,2%. Cabe ressaltar que o expressivo crescimento do consumo dos clientes livres foi impactado pela migração de clientes industriais do mercado cativo para o livre, resultando no crescimento da demanda dos clientes livres de 11,9% quando comparado ao mesmo período de 2011. Em dezembro de 2011, a Elektro possuía 70 clientes livres, frente a 104 clientes em dezembro de 2012.

A receita de fornecimento de energia e do uso do sistema de distribuição cresceu 0,8% em 2012 sobre igual período de 2011. O montante apurado foi de R\$ 4.965,7 milhões contra R\$ 4.924,6 milhões em 2011.

Em dezembro de 2012 foram atendidos 2.308 mil clientes, um crescimento de 2,4%, ou um acréscimo de 53,9 mil novos clientes, quando comparado ao ano de 2011, decorrente do crescimento vegetativo da população da área de concessão e, consequentemente, do aumento do número de domicílios ligados à rede elétrica.

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

### ***Energia comprada para revenda***

O Custo da Energia Comprada para Revenda cresceu 21,5% em comparação a 2011, registrando R\$ 2.078,6 milhões, devido principalmente ao maior despacho de usinas térmicas (cujo custo da energia é mais elevado), consequência do cenário atual de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram os menores patamares desde 2001. Dentre outros fatores responsáveis pelo aumento do custo de energia em 2012, citam-se o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, cujo impacto foi significativo para a Elektro devido à sua quantidade de pontos de conexão com a rede de transmissão, o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado spot a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados, além do aumento da cotação do dólar da energia comprada de Itaipu.

### ***Depreciação e Amortização***

Houve redução de R\$ 20,3 milhões em despesas com amortização de intangível em função da alteração das taxas de depreciação, estabelecida pela Resolução Normativa da ANEEL nº 474/12.

### ***Outras Despesas Operacionais líquidas***

A variação da conta ocorreu pelo registro de despesas não recorrentes em 2011, devido à perda na desativação e alienação de bens no montante de R\$ 61,7 milhões, em função de inventário físico realizado em atendimento à Resolução 367/09 da ANEEL.

### ***Resultado do Serviço***

O Resultado do Serviço foi de R\$ 557,7 milhões, com redução da margem em 28,6%, que passou de 21,9% em 2011 para 15,6% em 2012, decorrente principalmente do efeito da redução das tarifas sobre a Receita combinado ao aumento do Custo da Energia Comprada (R\$ 367,7 milhões), parcialmente compensados pela redução nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 119,2 milhões).

### ***Resultado Financeiro***

O Resultado Financeiro em 2012 foi uma despesa líquida de R\$ 55,2 milhões, apresentando redução de 24,1% sobre a despesa financeira líquida auferida no mesmo período de 2011 (R\$ 67,8 milhões). A variação observada ocorreu principalmente devido à (i) maior receita financeira devido à contabilização no valor de R\$ 11,6 milhões da marcação a mercado do ativo financeiro (vide Nota Explicativa nº 12.1) (ii) maiores receitas de variação monetária referentes ao recebimento de contas em atraso devido à alta do IGP-M e (iii) menores despesas com juros e variação monetária de empréstimos com terceiros e debêntures devido à redução dos principais indexadores das dívidas da Companhia (CDI, IPCA e TJLP) e captações com condições mais atrativas, efeitos parcialmente compensados pela (iv) menor receita de aplicações financeiras, relacionada à redução da taxa de CDI e (v) variação na atualização monetária de provisões no valor de R\$ 5,9 milhões.

### ***Lucro Líquido***

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 357,7 milhões em 2012, com redução de 27,5% na margem líquida, quando comparado ao mesmo período do ano anterior, passando de 13,8% em 2011 para 10,0% em 2012.

### ***Comparação entre os saldos dos balanços encerrados em 31 de dezembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010***

A Administração apresenta o Balanço Patrimonial de 31 de dezembro de 2011 e 2010 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes. Para mais detalhes, essa apresentação deve ser observada em conjunto com as Demonstrações Financeiras do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011:

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

Ativo	31/12/2011		31/12/2010		Variação	
	R\$ mil	% do Ativo	R\$ mil	% do Ativo	R\$ mil	%
<b>Circulante</b>	<b>994.346</b>	<b>29%</b>	<b>928.096</b>	<b>29%</b>	<b>66.250</b>	<b>7,1%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	285.488	8%	223.357	7%	62.131	27,8%
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	647.731	19%	612.422	19%	35.309	5,8%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(42.867)	-1%	(41.792)	-1%	(1.075)	2,6%
Energia livre	299	0%	3.196	0%	(2.897)	-90,6%
TUSD-G	1.478	0%	64.828	2%	(63.350)	-97,7%
Tributos a compensar	53.592	2%	38.265	1%	15.327	40,1%
Caução de fundos e depósitos vinculados	9.983	0%	5.503	0%	4.480	81,4%
Almoxarifado	10.021	0%	8.945	0%	1.076	12,0%
Outros créditos	28.621	1%	13.372	0%	15.249	114,0%
<b>Não circulante</b>	<b>2.424.469</b>	<b>71%</b>	<b>2.314.132</b>	<b>71%</b>	<b>110.337</b>	<b>4,8%</b>
Parcelamentos de débitos e supridores	40.785	1%	39.272	1%	1.513	3,9%
Energia livre	-	0%	4.628	0%	(4.628)	-100,0%
TUSD-G	32.138	1%	18.164	1%	13.974	76,9%
Tributos a compensar	26.919	1%	27.188	1%	(269)	-1,0%
Caução de fundos e depósitos vinculados	12.746	0%	11.750	0%	996	8,5%
Depósitos judiciais	58.503	2%	51.325	2%	7.178	14,0%
Tributos diferidos	157.302	5%	159.065	5%	(1.763)	-1,1%
Outros créditos	3.532	0%	3.958	0%	(426)	-10,8%
Ativo indenizável (concessão)	351.773	10%	283.259	9%	68.514	24,2%
Propriedades para investimento	4.254	0%	4.254	0%	-	0,0%
Imobilizado	20.492	1%	19.139	1%	1.353	7,1%
Intangível	1.716.025	50%	1.692.130	52%	23.895	1,4%
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.418.815</b>	<b>100%</b>	<b>3.242.228</b>	<b>100%</b>	<b>176.587</b>	<b>5,4%</b>

**Caixa e equivalente de caixa**

Apresentou um aumento no saldo das disponibilidades de 28% ou R\$ 62 milhões em função dos resultados positivos do período, liberações de empréstimos e a 5ª Emissão de Debêntures. Parte do saldo foi utilizada em janeiro/2012 para pagamento de R\$ 72 milhões a título de Juros sobre o capital próprio. O saldo será utilizado para pagamento dos dividendos anuais no valor de R\$ 134,7 milhões que ocorrerá em 2012.

**Tarifa do uso do sistema de distribuição para unidades geradoras - TUSD-G**

A soma do saldo das contas de TUSD-G nos ativos circulante e não circulante apresentou uma redução de 59,5%, passando de R\$ 82,9 milhões em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 33,6 milhões em 31 de dezembro de 2011. Essa variação decorre principalmente do recebimento de valores das geradoras AES e CESP, após acordo firmado em 13 de janeiro de 2009, e da geradora Duke após decisão judicial favorável à Elektro em relação a esses valores. Estes acordos foram finalizados em janeiro de 2012, restando o saldo no longo prazo referente aos depósitos judiciais da geradora Duke, o qual é atualizado mensalmente pela taxa Selic.

**Depósitos Judiciais**

A variação positiva de 14,0%, ou R\$ 7,2 milhões nessa rubrica, deve-se principalmente a correção monetária dos depósitos judiciais no valor de R\$ 2,9 milhões e novos depósitos decorrentes da revisão, e conseqüente atualização das probabilidades da carteira trabalhista, no montante de R\$ 3,8 milhões.

**Ativo Indenizável (Concessão)**

O aumento de R\$ 68,5 milhões deve-se principalmente a bifurcação das adições (aquisições do período) ao intangível ocorridas no exercício no valor de R\$ 55,0 milhões e marcação a mercado do ativo financeiro pelo IGP-M no valor de R\$ 15,6 milhões.



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

Passivo	31/12/2011		31/12/2010		Variação	
	R\$ mil	% do Ativo	R\$ mil	% do Ativo	R\$ mil	%
<b>Circulante</b>	<b>698.790</b>	<b>20%</b>	<b>1.042.958</b>	<b>32%</b>	<b>(344.168)</b>	<b>-33,0%</b>
Empréstimos e financiamentos	30.553	1%	196.701	6%	(166.148)	-84,5%
Debêntures	27.378	1%	219.935	7%	(192.557)	-87,6%
Arrendamento mercantil	4.860	0%	5.406	0%	(546)	-10,1%
Fornecedores e supridores de energia elétrica	307.516	9%	272.866	8%	34.650	12,7%
Tributos a recolher	123.745	4%	148.772	5%	(25.027)	-16,8%
Encargos do consumidor	35.042	1%	32.453	1%	2.589	8,0%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	60.893	2%	55.062	2%	5.831	10,6%
Provisões e encargos sobre folha de pagamento	45.955	1%	47.667	1%	(1.712)	-3,6%
Energia livre	7.187	0%	4.201	0%	2.986	71,1%
TUSD-G	-	0%	16.804	1%	(16.804)	-100,0%
Obrigações P&D e eficiência energética	14.233	0%	13.063	0%	1.170	9,0%
Plano especial de aposentadoria	2.031	0%	705	0%	1.326	188,1%
Outros passivos	39.397	1%	29.323	1%	10.074	34,4%
<b>Não circulante</b>	<b>1.351.381</b>	<b>40%</b>	<b>831.203</b>	<b>26%</b>	<b>520.178</b>	<b>62,6%</b>
Empréstimos e financiamentos	556.062	16%	363.429	11%	192.633	53,0%
Debêntures	602.356	18%	298.687	9%	303.669	101,7%
Arrendamento mercantil	16.506	0%	11.311	0%	5.195	45,9%
Energia livre	-	0%	9.701	0%	(9.701)	-100,0%
Obrigações P&D e eficiência energética	25.478	1%	31.219	1%	(5.741)	-18,4%
Provisão para ações judiciais e regulatórias, líquidas	137.864	4%	102.974	3%	34.890	33,9%
Plano especial de aposentadoria	11.469	0%	9.520	0%	1.949	20,5%
Outros passivos	1.646	0%	4.362	0%	(2.716)	-62,3%
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>1.368.644</b>	<b>40%</b>	<b>1.368.067</b>	<b>42%</b>	<b>577</b>	<b>0,0%</b>
Capital social	952.492	28%	952.492	29%	-	0,0%
Reserva de capital - Pagamentos baseados em ações	3.072	0%	4.333	0%	(1.261)	-29,1%
Reserva de capital	50.539	1%	50.539	2%	-	0,0%
Reservas de lucros	171.422	5%	146.800	5%	24.622	16,8%
Outros resultados abrangentes	56.410	2%	45.866	1%	10.544	23,0%
Lucros acumulados	-	0%	-	0%	-	0,0%
Dividendos adicionais propostos	134.709	4%	168.037	5%	(33.328)	-19,8%
<b>Total do Passivo</b>	<b>3.418.815</b>	<b>100%</b>	<b>3.242.228</b>	<b>100%</b>	<b>176.587</b>	<b>5,4%</b>

**Fornecedores e Supridores de Energia Elétrica**

A conta de fornecedores e supridores de energia elétrica apresentou um aumento de 12,7% passando de R\$ 272,8 milhões em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 307,5 milhões em 31 de dezembro de 2011. A variação foi motivada principalmente pela variação de preços nos contratos de compra de energia elétrica e pela forte valorização do dólar norte-americano nos últimos meses de 2011 que impactou diretamente as compras de energia proveniente de Itaipu.

**Empréstimos e financiamentos**

A conta de empréstimos e financiamentos, considerando-se a soma das contas do passivo circulante e não circulante, apresentou um aumento de 4,7% passando de R\$ 560,1 milhões em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 586,6 milhões em 31 de dezembro de 2011. Essa variação no curto prazo decorre, principalmente, do vencimento e amortização no 1º trimestre de 2011 de R\$ 26,8 milhões relacionado ao BNDES; pagamento de R\$ 106,4 milhões em Jul/2011 da Cédula de Crédito Bancário (Lei nº 4.131) captada em dezembro de 2010, amortização de R\$ 17,1 milhões Eletrobras e Finep.

A elevação do saldo no longo prazo é justificada, principalmente, pela captação de R\$ 360,0 milhões efetuada em abril de 2011 e utilizada, principalmente, para pré-pagamento das dívidas com BNDES (R\$ 288,0 milhões); captações de R\$ 70,0 milhões junto ao BNDES para financiamento de CAPEX (2011-2012), captação de R\$ 6,7 milhões junto à Eletrobras para financiamento do programa Luz para todos e 17,4 milhões. A composição dessa conta é como segue:

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

	31/12/2011			31/12/2010		
	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total
<b>Moeda Nacional</b>						
BNDES	217.139	796	217.935	452.920	6.314	459.234
Finem III	-	-	-	72.604	294	72.898
Finem IV	-	-	-	179.202	5.505	184.707
Finem Novas Tecnologias	-	-	-	40.650	374	41.024
Finame	-	-	-	1.070	3	1.073
Finame 2008	-	-	-	2.247	9	2.256
Finame 2009	-	-	-	7.081	26	7.107
Finame 2010	-	-	-	4.236	13	4.249
Finame SE 2011	5.695	66	5.761	-	-	-
Finem CAPEX 2011/2012	60.849	619	61.468	-	-	-
Automático	-	-	-	1.659	6	1.665
Custos com emissão	(400)	-	(400)	-	-	-
Eletrobras - Luz para Todos	98.569	-	98.569	101.856	-	101.856
Finep - 1º Ciclo	11.546	34	11.580	11.778	35	11.813
Finep - 2º Ciclo	40.880	76	40.956	30.537	49	30.586
<b>Moeda Estrangeira (*)</b>	<b>360.389</b>	<b>8.291</b>	<b>368.680</b>	<b>100.000</b>	<b>896</b>	<b>100.896</b>
Cédula de Crédito Bancário 4131 - Itaú	-	-	-	96.474	171	96.645
Swap Céd. Créd Bancário 4131 - Itaú	-	-	-	3.526	725	4.251
Cédula de Crédito Bancário 4131 BNP	172.198	1.303	173.501	-	-	-
Swap Céd. Créd Bancário 4131 BNP	7.625	2.774	10.399	-	-	-
Cédula de Crédito Bancário 4131 Itaú	29.116	266	29.382	-	-	-
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Itaú	997	440	1.437	-	-	-
Cédula de Crédito Bancário 4131 HSBC	144.171	1.366	145.537	-	-	-
Swap Céd. Créd Bancário 4131 HSBC	6.282	2.143	8.425	-	-	-
<b>Total</b>	<b>577.528</b>	<b>9.087</b>	<b>586.615</b>	<b>552.920</b>	<b>7.210</b>	<b>560.130</b>
Circulante	21.466	9.087	30.553	189.491	7.210	196.701
Não circulante	556.062	-	556.062	363.429	-	363.429

**Debêntures**

A conta de debêntures, considerando-se a soma das contas do passivo circulante e não circulante, apresentou um aumento de 21,4% passando de R\$ 518,6 milhões em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 629,7 milhões em 31 de dezembro de 2011, essa variação foi motivada pela Emissão da 5ª série de debêntures no montante de R\$ 300,0 milhões. Parte do valor foi utilizado para liquidação da 2ª série de debêntures, no valor de R\$ 204,4 milhões (principal e juros).

**Tributos a Recolher**

A conta de tributos a recolher apresentou uma redução de 16,8% passando de R\$ 148,8 milhões em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 123,7 milhões em 31 de dezembro de 2011. Esta variação foi motivada pela redução do saldo de ICMS a pagar foi em função da CAT/61/2010 que entrou em vigor em abril de 2011 e alterou o critério de recolhimento do ICMS, dado que a base de cálculo é o faturamento e não o vencimento da fatura.

**Tarifa do uso do sistema de distribuição para unidades geradoras - TUSD-G**

O passivo de TUSD-G foi totalmente pago para CTEEP no exercício de 2011.

**Provisão para ações judiciais, líquidas**

As provisões relacionadas a ações judiciais tiveram aumento de 33,9% passando de R\$ 102,9 milhões em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 137,9 milhões em 31 de dezembro de 2011. Principalmente pelo registro da provisão da multa de MUST, R\$ 12,0 milhões, adição de novas contingências trabalhistas R\$ 12,0 milhões, em função da revisão da carteira de processos e atualização da contingência do DER (Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo) R\$ 6,6 milhões.

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

### Principais Variações nas Contas de Resultado

	31/12/2011		31/12/2010		Variação	
	R\$ Mil	% Receita Total	R\$ Mil	% Receita Total	R\$ Mil	%
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>3.564.093</b>	<b>100%</b>	<b>3.368.855</b>	<b>100%</b>	<b>195.238</b>	<b>5,8%</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica e operação</b>	<b>(2.207.030)</b>	<b>-62%</b>	<b>(2.056.610)</b>	<b>-61%</b>	<b>(150.420)</b>	<b>7,3%</b>
Energia comprada para revenda	(1.710.927)	-48%	(1.599.908)	-47%	(111.019)	6,9%
Gastos com pessoal	(185.346)	-5%	(136.514)	-4%	(48.832)	35,8%
Gastos com materiais	(29.717)	-1%	(28.215)	-1%	(1.502)	5,3%
Gastos com serviços de terceiros	(60.229)	-2%	(98.488)	-3%	38.259	-38,8%
Depreciação e amortizações	(6.731)	0%	(6.251)	0%	(480)	7,7%
Amortização de ativo intangível	(153.496)	-4%	(139.399)	-4%	(14.097)	10,1%
Outras despesas operacionais líquidas	(62.377)	-2%	(52.353)	-2%	(10.024)	19,1%
Créditos de PIS e COFINS sobre o custo da operação	1.793	0%	4.518	0%	(2.725)	-60,3%
<b>Custo de construção</b>	<b>(307.848)</b>	<b>-9%</b>	<b>(371.477)</b>	<b>-11%</b>	<b>63.629</b>	<b>-17,1%</b>
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>1.049.215</b>	<b>29%</b>	<b>940.768</b>	<b>28%</b>	<b>108.447</b>	<b>11,5%</b>
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(274.313)</b>	<b>-8%</b>	<b>(224.020)</b>	<b>-7%</b>	<b>(50.293)</b>	<b>22,5%</b>
Despesas com vendas	(28.134)	-1%	(23.036)	-1%	(5.098)	22,1%
Despesas gerais e administrativas	(73.086)	-2%	(61.707)	-2%	(11.379)	18,4%
Outras despesas operacionais líquidas	(173.093)	-5%	(139.277)	-4%	(33.816)	24,3%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>774.902</b>	<b>22%</b>	<b>716.748</b>	<b>21%</b>	<b>58.154</b>	<b>8,1%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(67.797)</b>	<b>-2%</b>	<b>(72.466)</b>	<b>-2%</b>	<b>4.669</b>	<b>-6,4%</b>
Receitas financeiras	81.013	2%	65.916	2%	15.097	22,9%
Despesas financeiras	(146.963)	-4%	(135.532)	-4%	(11.431)	8,4%
Variação monetária líquida	(1.847)	0%	(2.850)	0%	1.003	-35,2%
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>707.105</b>	<b>20%</b>	<b>644.282</b>	<b>19%</b>	<b>62.823</b>	<b>9,8%</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(214.669)	-6%	(193.879)	-6%	(20.790)	10,7%
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>492.436</b>	<b>14%</b>	<b>450.403</b>	<b>13%</b>	<b>42.033</b>	<b>9,3%</b>

### Receitas operacionais líquidas

No ano de 2011, a Elektro forneceu 12.008 GWh de energia elétrica a seus clientes finais, representando um crescimento de 3,9% quando comparado ao ano de 2010. Abaixo, demonstramos quadro comparativo das receitas da Companhia em 2011 e 2010.

	2011			2010			Variação			
	Nº de (*) consumidores	MWh (*)	R\$	Nº de (*) consumidores	MWh (*)	R\$	R\$ Mil	%	MWh (*)	%
<b>Receitas operacionais</b>	<b>2.253.735</b>	<b>12.416.107</b>	<b>5.332.324</b>	<b>2.186.249</b>	<b>11.837.451</b>	<b>4.934.280</b>	<b>398.044</b>	<b>8,1%</b>	<b>578.656</b>	<b>4,9%</b>
Fornecimento para consumidores	2.253.735	12.007.879	4.460.119	2.186.249	11.561.152	4.131.816	328.303	7,9%	446.727	3,9%
Residencial	1.919.087	3.788.992	1.783.358	1.861.632	3.698.403	1.622.216	161.142	9,9%	90.589	2,4%
Industrial	24.080	4.122.829	1.244.082	22.394	4.006.854	1.210.451	33.631	2,8%	115.975	2,9%
Comercial	159.181	1.979.991	830.511	153.838	1.809.178	717.155	113.356	15,8%	170.813	9,4%
Rural	127.536	917.471	213.872	125.527	889.892	198.378	15.494	7,8%	27.579	3,1%
Poder público	16.971	299.680	127.637	16.534	286.347	114.420	13.217	11,6%	13.333	4,7%
Iluminação pública	3.915	443.237	108.787	3.423	432.311	101.059	7.728	7,6%	10.926	2,5%
Serviço público	2.965	455.679	141.417	2.901	438.167	132.365	9.052	6,8%	17.512	4,0%
Não faturado	-	-	10.455	-	-	35.772	(25.317)	-70,8%	-	0,0%
<b>Outras receitas</b>		<b>408.228</b>	<b>872.205</b>		<b>276.299</b>	<b>802.464</b>	<b>69.741</b>	<b>8,7%</b>	<b>131.929</b>	<b>47,7%</b>
CCEE		408.228	16.615		276.299	32.365	(15.750)	-48,7%		
Receita de uso do sistema de distribuição (**)		-	464.528		-	326.587	137.941	42,2%		
Remuneração do ativo financeiro		-	49.038		-	35.865	13.173	36,7%		
Receita de construção (Vide nota 14.3)		-	307.848		-	371.477	(63.629)	-17,1%		
Outras receitas (**)		-	34.176		-	36.170	(1.994)	-5,5%		
<b>Deduções às receitas operacionais</b>			<b>(1.768.231)</b>			<b>(1.565.425)</b>	<b>(202.806)</b>	<b>13,0%</b>		
Quota para a reserva global de reversão - RGR			(25.158)			(22.371)	(2.787)	12,5%		
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC			(203.753)			(155.598)	(48.155)	30,9%		
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE			(151.154)			(134.079)	(17.075)	12,7%		
ICMS sobre fornecimento			(685.315)			(777.564)	(87.751)	11,3%		
COFINS			(388.831)			(355.986)	(32.845)	9,2%		
PIS			(84.414)			(77.286)	(7.128)	9,2%		
Programa de P&D e eficiência energética			(31.901)			(29.264)	(2.637)	9,0%		
Outros			(17.705)			(13.277)	(4.428)	33,4%		
<b>Total</b>	<b>2.253.735</b>	<b>12.416.107</b>	<b>3.564.093</b>	<b>2.186.249</b>	<b>11.837.451</b>	<b>3.368.855</b>	<b>195.238</b>			

Em 2011, houve crescimento em todas as classes de consumo, com maior destaque para as seguintes:

- Residencial e comercial: impactados pela migração da classe residencial para a comercial de 6.500 unidades consumidoras localizadas anteriormente nas áreas comuns de empreendimentos do tipo condomínios, fato este imposto pela Resolução Aneel nº 414/10.

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

Expurgado este efeito, as classes residencial e comercial apresentaram, respectivamente, crescimento de 4,0% e 6,4%, em relação a 2010. O consumo da classe comercial, além da migração das 6.500 unidades consumidoras, mantém-se sustentado pelas vendas no varejo, aquecidas em virtude da expansão de renda média das famílias e do emprego. O crescimento ajustado de 4,0% da classe residencial, em 2011, foi um pouco inferior ao médio histórico de 4,75%, reflexo das baixas temperaturas registradas nos últimos meses do ano.

- Industrial: crescimento de 2,9%, abaixo da média de todas as classes de consumo da Elektro, devido, principalmente, à migração de grandes clientes do mercado cativo para o mercado livre, afetando negativamente o volume de energia do mercado industrial e positivamente as receitas associadas ao uso do sistema por clientes livres, e do reflexo da estabilidade na Produção Industrial (crescimento de apenas 0,3% em doze meses)<sup>7</sup>. O consumo total da classe industrial, somando-se os clientes livres e os cativos, apresentou crescimento de 3,4%.

A variação negativa nas receitas não faturadas se deve principalmente à postergação da Revisão Tarifária de 2011, que resultou na manutenção das tarifas vigentes desde 27 de agosto de 2010.

Na área de concessão, o crescimento do mercado da Elektro em 2011 foi de 3,9%, mesma taxa de crescimento do mercado cativo. O total da demanda do uso do sistema de distribuição, incluindo os contratos com as geradoras, apresentou aumento de 10,2% quando comparado a 2010. Quando é analisada a demanda do mercado dos clientes, cativos e livres, o crescimento apresentado pela soma da demanda do uso do sistema de distribuição é de 7,4%. Em dezembro de 2010 a Elektro possuía 56 clientes livres, frente a 70 clientes livres em dezembro de 2011.

A receita de fornecimento de energia e do uso do sistema de distribuição cresceu 10,5% em 2011 sobre igual período do ano anterior. O montante apurado foi de R\$ 4.924,6 milhões contra R\$ 4.458,4 milhões em 2010.

Em dezembro deste ano foram atendidos 2.254 mil clientes, representando um crescimento de 3,1%, ou um acréscimo de 68 mil novos clientes, quando comparado ao mês de dezembro de 2010, decorrente do crescimento vegetativo da população da área de concessão e, conseqüentemente, do aumento do número de domicílios ligados à rede elétrica.

### ***Energia comprada para revenda***

O custo da energia comprada cresceu 7,1% devido principalmente aos reajustes contratuais na compra de energia.

### ***Gastos com pessoal***

O gasto com pessoal no ano de 2011 foi de R\$ 185,3 milhões comparado a R\$ 136,5 milhões no mesmo período de 2010. O aumento de 35,8% ocorreu devido principalmente ao reajuste salarial (jun/10 6,5% e jun/11 8,0%), registro da PLR especial de R\$ 11,1 milhões, em função da mudança do controle acionário, complemento da provisão especial de aposentadoria (PEA) de R\$ 7,5 milhões, devido a postergação do acordo coletivo de 2011 a 2013 e menor ganho atuarial devido a alteração da taxa de desconto e atualização dos ativos R\$ 8,4 milhões.

### ***Gastos com serviços de terceiros***

A conta de gastos com serviços de terceiros passou de R\$ 98,5 milhões em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 60,2 milhões em 31 de dezembro de 2011, apresentando uma redução de 38,8%, tendo como principal motivo a primarização dos serviços onde a Companhia incorporou funções e pessoal próprio para realização das atividades operacionais.

<sup>7</sup> Dado obtido a partir do IBGE, Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Indústria, baseado no período de janeiro a dezembro de 2011 comparado ao mesmo período de 2011.

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

### ***Outras despesas operacionais líquidas***

Considerando-se a soma das contas dos grupos “Custo do serviço de energia elétrica e operação” e “despesas operacionais”, houve aumento de 22,9%, passando de R\$ 191,6 milhões em 31 de dezembro de 2010, para R\$ 235,5 milhões em 31 de dezembro de 2011, devido principalmente a apropriação da baixa de ativos (Resolução 367/2009). Essa variação é decorrente, principalmente em atendimento à Resolução 367/2009 publicada pela ANEEL, quando a Elektro efetuou inventário físico de toda sua base de ativos abrangendo toda a área de concessão. A complexidade deste processo de inventário foi reconhecida pela ANEEL e ao final de 2010, o órgão regulador autorizou o adiamento das entregas nos termos da Resolução 367/2009 até dezembro de 2011 para todas as empresas de distribuição no Brasil. A Elektro encerrou o inventário e as conseqüentes conciliações entre os registros físicos e contábeis em 2011, e então reconheceu em 31 de dezembro de 2011 uma baixa de ativos contra o resultado no montante de R\$ 61,7 milhões.

### ***Comparação entre os saldos dos balanços encerrados em 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2009***

A Administração apresenta o balanço patrimonial de 2010 e 2009 com demonstração de todas as variações e com análise e comentários sobre as mais relevantes. Para mais detalhes, essa apresentação deve ser observada em conjunto com as Demonstrações Financeiras da Companhia referentes ao exercício de 2010.

Ativo	2010		2009		Variação	
	R\$ mil	% do Ativo	R\$ mil	% do Ativo	R\$ mil	%
<b>Circulante</b>	<b>928.096</b>	<b>28,6</b>	<b>915.233</b>	<b>29,6</b>	<b>12.863</b>	<b>1,4</b>
Caixa e equivalentes de caixa	223.357	6,9	283.832	9,2	(60.475)	(21,3)
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	612.422	18,9	535.938	17,3	76.484	14,3
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(41.792)	(1,3)	(43.912)	(1,4)	2.120	(4,8)
Caução de fundos e depósitos vinculados	5.503	0,2	6.125	0,2	(622)	(10,2)
Recuperação das perdas de receita e energia livre	3.196	0,1	3.224	0,1	(28)	(0,9)
TUSD-G	64.828	2,0	62.641	2,0	2.187	3,5
Tributos a compensar	38.265	1,2	46.081	1,5	(7.816)	(17,0)
Almoxarifado	8.945	0,3	5.488	0,2	3.457	63,0
Outros créditos	13.372	0,4	15.816	0,5	(2.444)	(15,5)
<b>Não circulante</b>	<b>2.314.132</b>	<b>71,4</b>	<b>2.181.014</b>	<b>70,4</b>	<b>133.118</b>	<b>6,1</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>598.609</b>	<b>18,5</b>	<b>613.615</b>	<b>19,8</b>	<b>(15.006)</b>	<b>(2,4)</b>
Parcelamentos de débitos e supridores	39.272	1,2	42.216	1,4	(2.944)	(7,0)
Caução de fundos e depósitos vinculados	11.750	0,4	10.952	0,4	798	7,3
Recuperação das perdas de receita e energia livre	4.628	0,1	10.382	0,3	(5.754)	(55,4)
TUSD-G	18.164	0,6	61.134	2,0	(42.970)	(70,3)
Tributos a compensar	27.188	0,8	26.096	0,8	1.092	4,2
Tributos diferidos	159.065	4,9	211.124	6,8	(52.059)	(24,7)
Depósitos judiciais	51.325	1,6	46.589	1,5	4.736	10,2
Ativo Indenizável (concessão)	283.259	8,7	201.067	6,5	82.192	40,9
Outros créditos	3.958	0,1	4.055	0,1	(97)	(2,4)
Propriedade para Investimento	4.254	0,1	4.325	0,1	(71)	(1,6)
Imobilizado	19.139	0,6	24.083	0,8	(4.944)	(20,5)
Intangível	1.692.130	52,2	1.538.991	49,7	153.139	10,0
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.242.228</b>	<b>100,0</b>	<b>3.096.247</b>	<b>100,0</b>	<b>145.981</b>	<b>4,7</b>

### ***Caixa e equivalentes de caixa***

Em 2010 houve uma redução de R\$ 60,5 milhões ou 21,3% na conta de caixa e equivalentes de caixa, e as principais justificativas são:

- Geração operacional de caixa no total de R\$ 765,7 milhões, relacionado principalmente ao resultado da Companhia;
- Investimentos no montante aproximado de R\$ 370 milhões, relacionados principalmente a expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional;
- Pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio em 2010 no total de R\$ 400,9 milhões; e
- Amortização de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 60,0 milhões, líquido das captações.

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

### ***Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores***

Considerando-se a soma das contas do ativo circulante e não circulante, a rubrica apresentou um aumento de 12,7% no ano de 2010, passando de R\$ 578,2 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 651,7 milhões em 31 de dezembro de 2010. Essa variação decorre principalmente do aumento do consumo na área de concessão da Elektro, do reajuste tarifário da Elektro ocorrido em 27 de agosto de 2010 quando as tarifas da Elektro tiveram um aumento médio de 14,49%.

### ***Recuperação das perdas de receita e energia livre***

Considerando-se a soma do ativo circulante e não circulante, apresentou uma redução de 42,5%, passando de R\$ 13,6 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 7,8 milhões em 31 de dezembro de 2010. Essa variação decorre da amortização desse ativo a partir do faturamento da RTE nas unidades consumidoras da região de Presidente Prudente, as quais a Elektro passou a faturar a partir de 27 de agosto de 2008 após cassação de liminar que impedia o faturamento no período original da RTE.

### ***Tarifa do uso do sistema de distribuição para unidades geradoras - TUSD-G***

A soma do saldo das contas de TUSD-G nos ativos circulante e não circulante apresentou uma redução de 32,9%, passando de R\$ 123,7 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 82,9 milhões em 31 de dezembro de 2010. Essa variação decorre principalmente do recebimento de valores das geradoras AES e CESP, após acordo firmado em 13 de janeiro de 2009, e da geradora Duke após decisão judicial favorável à Elektro em relação a esses valores.

### ***Tributos diferidos***

Apresentou uma redução de 24,7% no ano de 2010, passando de R\$ 211,1 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 159,1 milhões em 31 de dezembro de 2010. Essa redução ocorreu, basicamente, em razão da compensação dos tributos diferidos sobre prejuízos fiscais e base negativa devido ao lucro tributável obtido em 2010.

### ***Almoxarifado***

A conta de almoxarifado apresentou um aumento de 63,0% no ano de 2010, passando de R\$ 5,5 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 8,9 milhões em 31 de dezembro de 2010. O saldo desta conta acompanha o saldo da conta de Obras que aumentou muito nos últimos dois anos. A variação refere-se a aplicação de materiais nas referidas obras.

### ***Ativo Financeiro Indenizável (Concessão)***

A variação de 40,9% ou R\$ 82,2 milhões nessa rubrica deve-se principalmente a transferências do intangível no montante de R\$ 63,5 milhões decorrente de aquisições de ativos no exercício de 2010 e ajustes ao valor justo no montante de R\$ 25,4 milhões considerando as atualizações baseadas no valor novo de reposição dos bens vinculados à concessão.

### ***Imobilizado***

O valor do ativo imobilizado sofreu uma redução de 20,5% no ano de 2010 passando de R\$ 24,1 milhões em 31 de dezembro de 2009, para R\$ 19,1 milhões em 31 de dezembro de 2010. Devido principalmente a depreciação no período.

### ***Intangível***

O aumento de R\$ 153,1 milhões ou 10% no ativo intangível refere-se principalmente a aquisição de bens vinculados a concessão no montante aproximado de R\$ 370 milhões, compensados com amortização do intangível em 2010 no total de R\$ 139,4 milhões e transferência para a rubrica "Ativo indenizável (Concessão)" no montante de R\$ 63,5 milhões.

As aquisições que ocasionaram em adição ao intangível estão relacionadas aos seguintes programas de investimento:

- R\$ 301,2 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais: (i) R\$ 98,4 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico, (ii) R\$ 28,7 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas, (iii) R\$ 94,9 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão e (iv) R\$ 79,2 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação e Infraestrutura.

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

- R\$ 43,6 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
  - R\$ 33,4 milhões referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia elétrica a 7.384 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos;
  - R\$ 10,2 milhões referente a Programas de Universalização, que determina o atendimento de novas ligações a aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 kVA.

Passivo	2010		2009		Variação	
	R\$ mil	% do Passivo	R\$ mil	% do Passivo	R\$ mil	%
<b>Circulante</b>	<b>1.042.958</b>	<b>43,3</b>	<b>880.896</b>	<b>39,8</b>	<b>162.062</b>	<b>18,4</b>
Empréstimos e financiamentos	196.701	8,2	64.048	2,9	132.653	207,1
Debêntures	219.935	9,1	249.296	11,3	(29.361)	(11,8)
Arrendamento mercantil	5.406	0,2	9.013	0,4	(3.607)	(40,0)
Fornecedores e supridores de energia elétrica	272.866	11,3	239.486	10,8	33.380	13,9
Tributos a recolher	148.772	6,2	126.620	5,7	22.152	17,5
Encargos do consumidor	32.453	1,3	18.162	0,8	14.291	78,7
Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio a pagar	55.062	2,3	54.998	2,5	64	0,1
Salários e contribuições sociais	47.667	2,0	40.246	1,8	7.421	18,4
Obrigações P&D e eficiência energética	13.063	0,5	23.900	1,1	(10.837)	(45,3)
Energia Livre	4.201	0,2	6.041	0,3	(1.840)	(30,5)
Tusd G	16.804	0,7	15.316	0,7	1.488	9,7
Plano Especial de Aposentadoria	705	0,0	1.842	0,1	(1.137)	(61,7)
Outros passivos	29.323	1,2	31.928	1,4	(2.605)	(8,2)
<b>Não circulante</b>	<b>831.203</b>	<b>34,5</b>	<b>881.418</b>	<b>39,8</b>	<b>(50.215)</b>	<b>(5,7)</b>
Empréstimos e financiamentos	363.429	15,1	349.741	15,8	13.688	3,9
Debêntures	298.687	12,4	421.318	19,0	(122.631)	(29,1)
Arrendamento mercantil	11.311	0,5	15.497	0,7	(4.186)	(27,0)
Obrigações P&D e eficiência energética	31.219	1,3	14.535	0,7	16.684	114,8
Provisão para ações judiciais, líquidas	102.974	4,3	35.537	1,6	67.437	189,8
Energia Livre	9.701	0,4	12.945	0,6	(3.244)	(25,1)
Tusd G	-	-	15.315	0,7	(15.315)	(100,0)
Plano Especial de Aposentadoria	9.520	0,4	12.791	1	(3.271)	(25,6)
Outros passivos	4.362	0,2	3.739	0,2	623	16,7
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>1.368.067</b>	<b>56,7</b>	<b>1.333.933</b>	<b>60,2</b>	<b>34.134</b>	<b>2,6</b>
Capital social	952.492	39,5	952.492	43,0	-	-
Reserva de capital - Pagamentos baseados em ações	4.333	0,2	2.680	0,1	1.653	61,7
Reserva de capital	50.539	2,1	50.539	2,3	-	-
Reservas de lucros	146.800	6,1	143.078	6,5	3.722	2,6
Outros resultados abrangentes	45.866	1,9	29.555	1,3	16.311	55,2
Dividendos adicionais propostos	168.037	7,0	155.589	7,0	12.448	8,0
<b>Total do Passivo</b>	<b>2.411.025</b>	<b>100,0</b>	<b>2.214.829</b>	<b>100,0</b>	<b>196.196</b>	<b>8,9</b>

### **Empréstimos e financiamentos**

A conta de empréstimos e financiamentos, considerando-se a soma das contas do passivo circulante e não circulante, apresentou um aumento de 35,4% passando de R\$ 413,8 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 560,1 milhões em 31 de dezembro de 2010. Essa variação ocorreu, principalmente, em razão das captações de recursos para financiar o programa de investimentos da Companhia. A movimentação dessa conta é a seguinte:

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

Empréstimos e Financiamentos - R\$ mil						
	31/12/2009	Ingressos	Amortização	Encargos	VM	31/12/2010
<b>BNDES</b>						
FINEM II	13.006	-	(13.380)	374	-	(0)
FINEM III	108.180	-	(44.566)	9.284	-	72.897
BNDES-FINEM IV	143.625	37.272	(12.546)	13.489	2.865	184.706
Finem Novas Tecnologias	-	40.650	(1.230)	1.604	-	41.024
FINAME	1.765	-	(813)	121	-	1.073
FINAME 2008	3.122	-	(1.095)	230	-	2.257
FINAME 2009	8.427	-	(1.979)	659	-	7.107
FINAME 2010	-	4.281	(155)	123	-	4.248
Automático	2.310	-	(813)	168	-	1.665
 Eletrobrás Luz para Todos	 99.342	 9.943	 (12.306)	 4.877	 -	 101.856
FINEP	12.582	-	(1.615)	846	-	11.813
FINEP 2º Ciclo	21.430	9.147	(936)	946	-	30.587
 <b>Moeda Estrangeira</b>						
Cédula de Crédito Bancário 4131 ITAÚ	-	100.000	-	178	(3.532)	96.645
Swap Ced. Créd Bancario 4131 ITAÚ	-	-	-	717	3.534	4.251
 <b>Total</b>	 <b>413.789</b>	 <b>201.293</b>	 <b>(91.435)</b>	 <b>33.616</b>	 <b>2.866</b>	 <b>560.129</b>

**Debêntures**

A conta de debêntures, considerando-se a soma das contas do passivo circulante e não circulante, apresentou uma redução de 22,7% passando de R\$ 670,6 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 518,6 milhões em 31 de dezembro de 2010, em razão principalmente da amortização de parte da 2ª emissão de debêntures no montante de R\$ 154,0 milhões. Em 2010 ocorreu a 4ª emissão de debêntures da companhia, emitida em 15 de julho de 2010 no montante de R\$ 300,0 milhões, compensada pelo resgate da 3ª emissão também no montante de R\$ 300,0, todos em valores principais.

**Fornecedores e supridores de energia elétrica**

A conta de fornecedores e supridores de energia elétrica apresentou um aumento de 13,9% passando de R\$ 239,5 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 272,8 milhões em 31 de dezembro de 2010. A variação apresentada, nesta rubrica, é determinada principalmente pela variação de preços nos contratos de compra de energia elétrica e pelas variações no fluxo de pagamentos dos demais fornecedores em cada um dos períodos.

**Tributos a Recolher**

A conta de tributos a recolher apresentou um acréscimo de 17,5% passando de R\$ 126,6 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 148,8 milhões em 31 de dezembro de 2010. Referido aumento ocorreu, principalmente, nas contas de PIS, COFINS e ICMS devido ao faturamento de dezembro de 2010 ser maior que o de dezembro de 2009.

**Encargos do consumidor**

Na conta de encargos do consumidor são registrados os valores das obrigações a pagar com os encargos setoriais RGR, CCC, CDE e PROINFA. O aumento de 78,7% no saldo da conta que passou de R\$ 18,2 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 32,5 milhões em 31 de dezembro de 2010 ocorreu em razão, principalmente, do aumento das despesas com CCC, encargo pago para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, e também pelo aumento dos encargos de PROINFA e CDE a partir de janeiro de 2010.

**TUSD-G**

A soma do saldo das contas de TUSD-G (tarifa do uso do sistema de distribuição para unidades geradoras) no passivo apresentou uma redução de 45,1%, passando de R\$ 30,6 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 16,8 milhões em 31 de dezembro de 2010. Essa variação decorreu do registro dos pagamentos efetuados à CTEEP no exercício de 2010.

**Provisão para ações judiciais, líquidas**

As provisões relacionadas a ações judiciais aumentaram em 189,8% passando de R\$ 35,5 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 102,9 milhões em 31 de dezembro de 2010. Essa variação é decorrente, principalmente da apropriação de provisão para pagamento ao DER (Departamento de



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

Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo) e concessionárias de rodovias estaduais, referente ao uso das faixas intermediárias e laterais de domínio das rodovias para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia elétrica, estimado em R\$ 67,4 milhões em 31 de dezembro de 2010.

### Outros passivos

Os valores na rubrica de Outros passivos referem-se principalmente a valores a devolver de contas de energia pagas em duplicidade, devoluções aos consumidores em virtude de ajustes de faturamentos e outras contas a pagar. O saldo da conta de outros passivos, considerando-se a soma das contas do passivo circulante e não circulante, apresentou uma redução de 5,56% passando de R\$ 35,7 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 33,7 milhões em 31 de dezembro de 2010, o que é considerado normal pela Companhia.

### Principais Variações nas Contas de Resultado

Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de						
	2010		2009		Variação	
	R\$ mil	% da Receita Total	R\$ mil	% da Receita Total	R\$ mil	%
Receitas operacionais	2.997.378	89,0	2.823.474	90,5	173.905	6,2
Receita de construção	371.477	11,0	296.867	9,5	74.610	25,1
Receitas operacionais líquidas	3.368.855		3.120.341		248.515	8,0
Custo do serviço de energia elétrica e operação	(2.124.055)	(63,0)	(1.940.865)	(62,2)	(183.190)	9,4
Energia comprada para revenda	(1.599.908)	(47,5)	(1.493.359)	(47,9)	(106.549)	7,1
Gastos com pessoal	(136.514)	(4,1)	(152.491)	(4,9)	15.977	(10,5)
Gastos com materiais	(28.215)	(0,8)	(24.940)	(0,8)	(3.275)	13,1
Gastos com serviços de terceiros	(98.488)	(2,9)	(85.335)	(2,7)	(13.153)	15,4
Depreciação e amortizações	(6.251)	(0,2)	(6.166)	(0,2)	(85)	1,4
Amortização de ativo intangível	(139.399)	(4,1)	(127.495)	(4,1)	(11.904)	9,3
Outras despesas operacionais líquidas	(119.798)	(3,6)	(55.662)	(1,8)	(64.136)	115,2
Créditos de PIS e COFINS sobre o custo da operação	4.518	0,1	4.583	0,1	(65)	(1,4)
Custo de construção	(371.477)	(11,0)	(296.867)	(9,5)	(74.610)	25,1
Lucro operacional bruto	873.323	25,9	882.609	28,3	(9.285)	(1,1)
					-	100,0
Despesas operacionais	(156.575)	(4,6)	(144.714)	(4,6)	(11.861)	8,2
Despesas com vendas	(23.036)	(0,7)	(21.957)	(0,7)	(1.079)	4,9
Despesas gerais e administrativas	(61.707)	(1,8)	(57.592)	(1,8)	(4.115)	7,1
Outras despesas operacionais líquidas	(71.832)	(2,1)	(65.165)	(2,1)	(6.667)	10,2
					-	
Resultado do serviço	716.748	21,3	737.895	23,6	(21.146)	(2,9)
Resultado financeiro	(72.466)	(2,2)	76.427	2,4	(148.893)	(194,8)
Receitas financeiras	65.916	2,0	71.123	2,3	(5.207)	(7,3)
Despesas financeiras	(135.532)	(4,0)	(64.636)	(2,1)	(70.896)	109,7
Variação monetária líquida	(2.850)	(0,1)	69.940	2,2	(72.790)	(104,1)
Juros sobre capital próprio						
Resultado operacional	644.282	19,1	814.322	26,1	(170.039)	(20,9)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	644.282	19,1	814.322	26,1	(170.039)	(20,9)
Imposto de renda	(101.583)	(3,0)	(72.089)	(2,3)	(29.494)	40,9
Imposto de renda diferido	(40.480)	(1,2)	(107.359)	(3,4)	66.879	(62,3)
Contribuição social	(38.001)	(1,1)	(34.550)	(1,1)	(3.451)	10,0
Contribuição social diferida	(13.815)	(0,4)	(32.659)	(1,0)	18.844	(57,7)
Reversão de juros sobre capital próprio						
Lucro líquido do exercício	450.403	13,4	567.665	18,2	(117.261)	(20,7)

### Receitas operacionais líquidas

No ano de 2010, a receita operacional líquida da Companhia foi de R\$ 3,4 bilhões, registrando aumento de 8,0% quando comparado ao mesmo período de 2009.

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

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de				Variação			
	2010		2009					
	MWh (*)	R\$ mil	MWh (*)	R\$ mil	R\$ mil	%	MWh	%
<b>Receita operacional bruta</b>	11.837.451	3.368.855	11.300.241	3.120.341	248.514	8,0	537.210	4,8
Fornecimento para consumidores	11.561.152	4.131.816	10.995.104	3.695.093	436.723	11,8	566.048	5,1
Residencial	3.698.403	1.622.216	3.532.431	1.462.495	159.721	10,9	165.972	4,7
Industrial	4.006.854	1.210.451	3.890.086	1.112.591	97.860	8,8	116.768	3,0
Comercial	1.809.178	717.155	1.679.528	625.709	91.446	14,6	129.650	7,7
Rural	889.892	198.378	788.015	162.182	36.196	22,3	101.877	12,9
Poder público	286.347	114.420	274.929	103.049	11.371	11,0	11.418	4,2
Iluminação pública	432.311	101.059	422.762	92.707	8.352	9,0	9.549	2,3
Serviço público	438.167	132.365	407.352	114.575	17.790	15,5	30.815	7,6
Não Faturado	-	35.772	-	21.785	13.987	64,2	-	100,0
Outras receitas	276.299	802.464	305.137	772.092	30.372	3,9	(28.838)	(9,5)
CCEE	276.299	32.365	305.137	6.102	26.263	430,4	(28.838)	(9,5)
Receita de uso do sistema de distribuição	-	294.618	-	405.745	(111.127)	(27,4)	-	-
Remuneração de Ativo financeiro	-	35.865	-	27.014	8.851	-	-	-
Receita de Construção	-	371.477	-	296.867	74.610	-	-	-
Outras receitas	-	68.139	-	36.364	31.775	87,4	-	-
Deduções às receitas operacionais	-	(1.565.425)	-	(1.346.844)	(218.581)	16,2	-	-
Quota para a reserva global de reversão - RGR	-	(22.371)	-	(25.607)	3.236	(12,6)	-	-
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC	-	(155.598)	-	(110.711)	(44.887)	40,5	-	-
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	(134.079)	-	(128.516)	(5.563)	4,3	-	-
ICMS sobre fornecimento	-	(777.564)	-	(687.992)	(89.572)	13,0	-	-
Recomposição de PIS e COFINS	-	(7.746)	-	2.948	(10.694)	(362,8)	-	-
COFINS	-	(355.986)	-	(305.273)	(50.713)	16,6	-	-
PIS	-	(77.286)	-	(66.277)	(11.009)	16,6	-	-
Programa de P&D e eficiência energética	-	(29.264)	-	(24.977)	(4.287)	17,2	-	-
Outros	-	(5.531)	-	(439)	(5.092)	1.159,9	-	-

A variação ocorreu principalmente na receita de fornecimento para consumidores cativos (clientes finais), com aumento de 5,1% no consumo em MWh.

Em 2010 a classe industrial apresentou crescimento no consumo de 3,0%, inferior as demais classes, impactada negativamente pela saída de clientes cativos para o mercado livre durante o segundo semestre do ano de 2010.

As classes residencial e comercial registraram aumento no consumo de 4,7% e 7,7%, respectivamente, afetadas pelo incremento das vendas no varejo provocado pela elevação da renda média das famílias e pela melhora do grau de confiança na economia. As altas temperaturas nos meses de janeiro e fevereiro também afetaram positivamente o consumo destas classes por implicar na utilização mais intensa de equipamentos de refrigeração, como aparelhos de ar-condicionado e ventiladores.

O baixo índice pluviométrico registrado entre abril e a primeira quinzena de setembro de 2010, 52% inferior à média histórica, afetou positivamente o resultado da classe rural no segundo e terceiro trimestre de 2010, em função de maior necessidade de irrigação, resultando em um crescimento de 12,9% para esta classe em 2010.

O crescimento do consumo em 2010 da classe de Serviços Públicos foi 7,6%, devido a baixa base de comparação em 2009 afetada negativamente pela reclassificação de unidades consumidoras.

O crescimento do consumo em 2010 das classes Poder Público e Iluminação Pública foram de 4,1% e 2,2% respectivamente, mantendo-se dentro da média histórica de crescimento das classes.

A receita de fornecimento de energia e do uso do sistema de distribuição cresceu 9,6% em 2010, sobre igual período do ano anterior. O montante apurado foi de R\$ 4.426,4 milhões contra R\$ 4.038,6 milhões em 2009. Este desempenho originou-se dos efeitos do reajuste tarifário ocorrido em agosto de 2009, com incremento médio de 4,98% nas tarifas e do reajuste tarifário de agosto de 2010, de 8,91%, combinados ao incremento no volume de energia fornecida a clientes finais e forte crescimento nas classes residencial e comercial, que apresentam tarifas mais elevadas, aliado à retomada da atividade industrial.

O aumento das deduções decorre do aumento nas receitas operacionais, principalmente pela incidência de ICMS, PIS e COFINS.

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

### ***Energia comprada para revenda***

O custo da energia comprada cresceu 7,1% devido principalmente aos reajustes contratuais na compra de energia.

### ***Gastos com pessoal***

O gasto com pessoal no ano de 2010 foi de R\$ 136,5 milhões comparados a R\$ 152,5 milhões no mesmo período de 2009. A redução de 10,5% ocorreu principalmente pelo registro de provisão referente ao Plano Especial de Aposentadoria (PEA) no valor de R\$ 14,6 milhões, que impactou negativamente o resultado de 2009. O PEA foi criado pela Elektro como incentivo à aposentadoria daqueles empregados que já são elegíveis à aposentadoria oficial, e tem validade até 2011 com prorrogação automática até 2013.

### ***Gastos com serviços de terceiros***

A conta de gastos com serviços de terceiros passou de R\$ 85,3 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 98,5 milhões em 31 de dezembro de 2010, apresentando um aumento de 15,4%, tendo como principal motivo os gastos de R\$ 15,2 milhões com a implantação do Manual de Controle Patrimonial – Resolução Normativa ANEEL nº 367/2009 determina que as concessionárias de energia elétrica devem padronizar os procedimentos de controle patrimonial, permitindo o acompanhamento e monitoramento dos ativos por parte da ANEEL.

### ***Outras despesas operacionais líquidas***

Considerando-se a soma das contas dos grupos “Custo do serviço de energia elétrica e operação” e “despesas operacionais”, houve aumento dessa rubrica em 58,6% passando de R\$ 120,8 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 191,6 milhões em 31 de dezembro de 2010, devido principalmente a apropriação de provisão para ação judicial junto ao DER (ver comentário na rubrica “Provisão para ações judiciais, líquidas”).

### ***Resultado financeiro***

O resultado financeiro acumulado em 31 de dezembro de 2010 foi uma despesa líquida de R\$ 72,5 milhões, apresentando uma variação negativa de R\$ 148,9 milhões em relação a 2009 que apresentou uma receita líquida de R\$ 76,4 milhões, devido principalmente a dois pontos: (i) em 2009 houve impacto positivo referente a reversão de R\$ 95,8 milhões da provisão para contingência de PIS e COFINS incidentes sobre receitas financeiras, constituída nos termos previstos pela Lei Complementar nº 70/91 e Lei nº 9.718/98, alterada pela Lei nº 11.941 de 27 de maio de 2009; e (ii) inflação medida pelo IGP-M em 2010, que reajusta a 1ª série da 2ª emissão de debêntures da Elektro.

### ***Imposto de Renda e Contribuição Social***

As despesas com imposto de renda e contribuição social reduziram 21,4%, passando de R\$ 246,6 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R\$ 193,9 milhões em 31 de dezembro de 2010, devido ao menor lucro tributável apurado no ano de 2010.

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

### 10.2 Comentários dos diretores sobre:

A Elektro não possui empresas controladas ou coligadas. Desta forma, as informações financeiras apresentadas não são consideradas consolidadas, uma vez que representam apenas o desempenho da Elektro.

#### A. Resultados das operações do emissor, em especial

##### (i) Descrição de quaisquer componentes importantes da Receita

###### 2012

Em 2012, a receita operacional bruta da Elektro foi de R\$ 5.370 milhões, com incremento de 0,7%, quando comparada a 2011.

As Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3.570 milhões, registrando ligeira alta de 0,2% em relação a 2011 (R\$ 3.564 milhões). A variação observada deve-se principalmente à (i) redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%, (ii) redução de 11,7% no consumo de clientes cativos da classe industrial, reflexo do fraco desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre, (iii) redução da Receita de Construção devido ao menor volume total de Investimentos em 2012 em relação a 2011 devido a investimentos não recorrentes em 2011, em especial os projetos relacionados ao atendimento das Resoluções 414/10 e 367/11 da ANEEL e a implementação do processo de Leitura e Entrega Simultânea de Contas de Energia (maiores detalhes vide item 10.10) e (iv) contabilização das receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como Obrigações Especiais a partir do 3º Ciclo de Revisão Tarifária no valor de R\$ 22,5 milhões em 2012, o que não ocorreu até agosto de 2011. . Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo (v) incremento no consumo, principalmente das classes residencial e comercial, que cresceram 5,2% e 7,6%, respectivamente, em relação ao ano anterior, expurgando os efeitos da migração entre classes devido a regularização do código CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas).

###### 2011

Durante o ano de 2011, a receita operacional bruta da Elektro foi de R\$ 5,3 bilhões, registrando aumento de 8,1%, quando comparada a 2010.

As receitas operacionais líquidas atingiram R\$ 3,6 bilhões, registrando crescimento de 5,8% em relação a 2010 (R\$ 3,4 bilhões). O incremento observado deve-se principalmente ao reajuste tarifário de agosto de 2010, com efeito médio percebido pelos consumidores cativos de 8,91% e pelo crescimento do consumo de energia, principalmente na classe comercial.

###### 2010

Em 2010, a receita operacional bruta da Elektro foi de R\$ 4,9 bilhões, registrando aumento de 10,5%, quando comparada a 2009.

As receitas operacionais líquidas atingiram R\$ 3,4 bilhões, registrando crescimento de 8,0% em relação a 2009. O incremento observado deve-se a (i) reajustes tarifários de 2009 e 2010, com efeito médio para a Companhia de 4,98% e 8,91%, respectivamente e (ii) crescimento do consumo de energia em todas as classes, principalmente na residencial, comercial e industrial.

##### (ii) Fatores que afetaram materialmente os Resultados Operacionais

###### 2012

Além dos fatores que impactaram a Receita, já mencionados no item 10.2.A.I, cita-se como fator que impactou o Resultado da Companhia o Custo da Energia Comprada para Revenda, que cresceu 21,5% em comparação a 2011, registrando R\$ 2.078,6 milhões, devido principalmente ao maior despacho de

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

usinas térmicas (cujo custo da energia é mais elevado), consequência do cenário atual de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram os menores patamares desde 2001. Dentre outros fatores responsáveis pelo aumento do custo de energia em 2012, citam-se o início da contabilização, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, cujo impacto foi significativo para a Elektro devido à sua quantidade de pontos de conexão com a rede de transmissão, o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado spot a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados, além do aumento da cotação do dólar da energia comprada de Itaipu. Conforme legislação vigente, esses custos serão repassados às tarifas no próximo reajuste tarifário, em agosto de 2013. Para maiores detalhes vide itens 10.8 e 10.9.

Os Custos e Despesas Operacionais somaram R\$ 646,3 milhões, registrando redução de 15,6% (R\$ 119,2 milhões) em relação a 2011, resultado principalmente de: (i) inovações e melhorias de processos que permitiram uma redução de mais de R\$ 40 milhões em Custos e Despesas Operacionais diversos, (ii) despesas não recorrentes em 2011 com a perda na desativação e alienação de bens no montante de R\$ 61,7 milhões, decorrente do inventário físico realizado em atendimento à Resolução 367/09 da ANEEL, (iii) redução de R\$ 20,3 milhões em despesas com amortização de intangível em função da alteração das taxas de depreciação, estabelecida pela Resolução Normativa da ANEEL nº 474/12, (iv) efeitos parcialmente compensados pelo aumento da Provisão para Devedores Duvidosos no montante de R\$ 16,3 milhões, em função do maior nível de endividamento das famílias e da implantação, desde 2011, da Resolução 414/10 da ANEEL.

O Resultado do Serviço foi de R\$ 557,7 milhões, com redução da margem em 28,6%, que passou de 21,9% em 2011 para 15,6% em 2012, decorrente principalmente do efeito da redução das tarifas sobre a Receita combinado ao aumento do Custo da Energia Comprada (R\$ 367,7 milhões), parcialmente compensados pela redução nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 119,2 milhões).

O EBITDA<sup>1</sup> encerrou o período em R\$ 697,6 milhões, com redução de 25,9% na margem EBITDA em relação a 2011 (de 26,4% em 2011 para 19,5% em 2012), decorrente das mesmas variações no Resultado do Serviço descritas acima.

Em ambos os exercícios, 2011 e 2012, o Resultado da Companhia, está impactado por eventos que serão repassados na tarifa nos Reajustes Tarifários. As Receitas Operacionais Líquidas contém um efeito positivo de R\$ 158,1 milhões em 2011 e R\$ 252,8 milhões em 2012, relacionados, principalmente, com a postergação da Revisão Tarifária de agosto de 2011 para agosto de 2012. Os custos de Energia Comprada para Revenda também contém efeitos que são repassados nos reajustes tarifários, positivo de R\$ 8,7 milhões em 2011 e negativo de R\$ 245,7 milhões em 2012. Notadamente em 2012, estes custos de energia estão elevados em função do despacho das usinas térmicas, já mencionado. Se efetuados os ajustes para exclusão desses eventos em ambos os exercícios, considerando os repasses desses valores nas tarifas da Companhia, o EBITDA ajustado de 2011 seria de R\$ 773,2 milhões e o de 2012 seria de R\$ 690,5 milhões, apresentando uma redução de 10,7%. A Companhia entende que esses ajustes são necessários para um adequado entendimento dos níveis de geração de caixa operacional, descontados os efeitos temporários decorrentes do descasamento entre variações de custos não gerenciáveis, e o reflexo destas variações nas Receitas, que, conforme a regulação do setor, se darão a partir da Revisão ou Reajuste Tarifário subsequente.

---

<sup>1</sup> O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 357,677 milhões) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 55,211 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 144,796 milhões), e depreciação e amortização (R\$ 139,960 milhões). A administração da Elektro entende o EBITDA como uma medida gerencial de lucratividade, amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar e comparar o desempenho das empresas.

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

Conciliação EBITDA vs EBITDA Ajustado	No Exercício Social Encerrado em 31 de Dezembro de		Variação	
	2012	2011	R\$ Mil	%
<b>EBITDA</b>	<b>697.644</b>	<b>940.008</b>	<b>(242.364)</b>	<b>-25,8%</b>
(-) Ativos e Passivos Regulatórios (Receita Operacional Líquida)	252.810	158.140	94.670	59,9%
(-) Ativos e Passivos Regulatórios (Compra de Energia)	(245.711)	8.686	(254.396)	-2928,9%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>690.545</b>	<b>773.182</b>	<b>(82.638)</b>	<b>-10,7%</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>19,5%</b>	<b>270,8%</b>	<b>-251,3 p.p.</b>	

O Resultado Financeiro em 2012 foi uma despesa líquida de R\$ 55,2 milhões, apresentando redução de 24,1% sobre a despesa financeira líquida auferida no mesmo período de 2011 (R\$ 72,7 milhões). A variação observada ocorreu principalmente devido à (i) maior receita financeira devido à contabilização no valor de R\$ 11,6 milhões da marcação a mercado do ativo financeiro (vide Nota Explicativa nº 12.1) (ii) maiores receitas de variação monetária referentes ao recebimento de contas em atraso devido à alta do IGP-M e (iii) menores despesas com juros e variação monetária de empréstimos com terceiros e debêntures devido à redução dos principais indexadores das dívidas da Companhia (CDI, IPCA e TJLP) e captações com condições mais atrativas, efeitos parcialmente compensados pela (iv) menor receita de aplicações financeiras, relacionada à redução da taxa de CDI e (v) variação na atualização monetária de provisões no valor de R\$ 5,9 milhões.

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 357,7 milhões em 2012, com redução de 27,5% na margem líquida, quando comparado ao mesmo período do ano anterior, passando de 13,8% em 2011 para 10,0% em 2012, impactado, principalmente, pela Revisão Tarifária e aumento dos custos.

**2011**

As receitas operacionais líquidas registraram crescimento de 5,8% em relação a 2010 devido principalmente ao reajuste tarifário de agosto de 2010 e pelo crescimento do consumo de energia, principalmente na classe comercial, conforme descrito no item 10.2.A.I.

O custo da energia comprada para revenda cresceu 6,9% em comparação a 2010 (R\$ 1.710,9 milhões em 2010), devido ao incremento no volume comprado e aumento da tarifa média de energia nos reajustes dos contratos de compra, responsáveis, em média, por 4% e 3% de incremento, respectivamente. A conclusão do Projeto Novas Tecnologias, que envolveu investimentos não recorrentes em 2010, acarretou a redução de 17,1% no Custo da Construção em comparação com o ano anterior. O resultado do serviço foi de R\$ 774,9 milhões, com acréscimo de 8,1% sobre o resultado de 2010.

Em 2011, a variação de 13,2% nos Gastos Operacionais, quando comparado a 2010, decorre principalmente do reajuste salarial em junho de 2011 (8,0%), elevação da provisão para contingências, principalmente referentes a processos trabalhistas e correção monetária da provisão referente à ação judicial do DER – Departamento de Estradas e Rodagem (vide mais informações na Nota Explicativa nº 27.1), aumento da amortização dos ativos intangíveis, devido principalmente à expansão da rede de distribuição, aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa, principalmente em função da implantação da Resolução Aneel nº 414/10. Os seguintes itens não recorrentes também contribuíram para a elevação em comparação ao ano anterior: (i) PLR especial em função da transferência de controle acionário da Companhia (para mais informações, vide Nota Explicativa nº 32), (ii) complemento da provisão especial de aposentadoria (PEA) em função da prorrogação do acordo coletivo de trabalho de 2011 para 2013, (iii) variação negativa no resultado atuarial do plano de pensão devido a alteração da taxa de desconto e atualização dos ativos do plano, e (iv) custos de implantação do projeto de Leitura e Entrega Simultânea de contas de energia.

A Elektro encerrou o exercício com EBITDA de R\$ 935,1 milhões, apresentando um aumento de 8,4% em relação a 2010. Esta variação ocorreu principalmente em função do aumento na receita de

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

fornecimento de energia, compensada pelo aumento do custo de compra de energia e de gastos operacionais.

O Resultado Financeiro acumulado em 2011 foi uma despesa líquida de R\$ 67,8 milhões, apresentando redução de 6,5% sobre a despesa financeira líquida auferida em 2010, de R\$ 72,5 milhões, devido principalmente ao efeito da desaceleração do IGP-M, que impactou a variação monetária da 2ª série da 2ª emissão de debêntures até sua amortização em 1º de setembro de 2011, atrelado ao maior rendimento de aplicações financeiras decorrentes do maior saldo de caixa. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela provisão para multa referente à sobrecontratação de MUST (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) e maior despesa de juros de empréstimos com terceiros, após pré-pagamento das dívidas com o BNDES em abril de 2011. Ver item 6 - Estrutura de Capital para mais detalhes sobre o endividamento da Companhia.

A Elektro registrou lucro líquido de R\$ 492,4 milhões em 2011, elevação de 9,3% quando comparado com o resultado de R\$ 450,4 milhões do ano anterior.

### 2010

As receitas operacionais líquidas registraram crescimento de 8,0% em relação a 2009 devido, principalmente, a reajustes tarifários de 2009 e 2010 e (crescimento do consumo de energia em todas as classes, principalmente na residencial, comercial e industrial, conforme descrito no item 10.2.A.I.

O custo da energia comprada para revenda cresceu 7,1% em comparação a 2009, devido ao incremento no volume comprado e aumento da tarifa média de energia nos reajustes dos contratos de compra. O resultado do serviço foi de R\$ 716,7 milhões, com decréscimo de 2,9% sobre o resultado de 2009.

A Elektro encerrou o exercício com EBITDA de R\$ 862,4 milhões, apresentando uma redução de 1,1% em relação a 2009. Esta variação ocorreu principalmente em função do impacto do registro de R\$ 67,4 milhões referente à provisão judicial em face do Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e concessionárias de rodovias estaduais (ver Nota Explicativa nº 27.1), parcialmente compensado pelo aumento no volume e receita de fornecimento de energia. Caso desconsiderado o efeito não recorrente da provisão judicial, o EBITDA de 2010 seria R\$ 929,8 milhões, com incremento de 6,7% sobre o resultado de 2009.

O resultado financeiro acumulado em 2010 foi uma despesa líquida de R\$ 72,5 milhões, apresentando variação negativa de R\$ 148,9 milhões frente à receita financeira líquida auferida em 2009, de R\$ 76,4 milhões, que foi impactada por um efeito não recorrente causado pela reversão de R\$ 95,8 milhões da provisão para contingência de PIS e COFINS incidentes sobre receitas financeiras, constituída nos termos previstos pela Lei Complementar nº 70/91 e Lei nº 9.718/98, alterada pela Lei nº 11.941 de 27 de maio de 2009 (ver Notas Explicativas 27.1 e 36). Desconsiderado este efeito não recorrente, o resultado financeiro, em 2009, seria uma despesa de R\$ 19,4 milhões, logo a variação negativa, em 2010, de R\$ 53,1 milhões foi devida, principalmente, à inflação medida pelo IGP-M, índice de reajuste da 1ª série da 2ª emissão de debêntures, que representa 16% da dívida da Companhia.

A Elektro registrou lucro líquido de R\$ 450,4 milhões em 2010, comparado com o resultado de R\$ 567,7 milhões do ano anterior. Caso desconsiderado o efeito não recorrente da provisão judicial do DER, o lucro líquido de 2010 seria de R\$ 494,9 milhões. Em 2009, se desconsiderado o efeito não recorrente da reversão da provisão para contingência de PIS e COFINS incidentes sobre receitas financeiras, o lucro líquido seria de R\$ 504,5 milhões. Considerando o lucro líquido ajustado dos dois anos, a variação seria uma redução de 1,9%, principalmente em função da variação do resultado financeiro devido a maior inflação medida pelo IGP-M.

### **B. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços**

As receitas da Companhia são impactadas principalmente por oscilações no consumo e demanda de energia elétrica, por oscilações no mix de vendas em função do crescimento diferenciado entre as classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural, etc), que apresentam tarifas diferenciadas, e pelas tarifas de energia, reajustadas segundo os mecanismos previstos no Contrato de Concessão da Companhia e regulados pela Aneel.

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

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas. No processo de Revisão Tarifária são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados, que impactam a “Parcela B da Receita” (custos gerenciáveis), visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Já nos reajustes anuais, que ocorrem entre os anos de revisões, a “Parcela B da Receita” é atualizada monetariamente pelo IGP-M. O mecanismo de revisões e reajustes tarifários conta ainda com a CVA – Conta de Compensação dos Itens da “Parcela A da Receita”. A CVA é uma conta de compensação que acumula variações positivas ou negativas dos custos não-gerenciáveis entre reajustes ou revisões tarifárias, que são registradas como ativos ou passivos regulatórios, porém sua contabilização deixou de estar refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia a partir da adoção do IFRS, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010. Tais variações são acumuladas e corrigidas pela taxa básica de juros (Selic) e repassadas às tarifas no reajuste ou revisão subsequente.

Em 2012 as receitas operacionais líquidas atingiram R\$ 3.570 milhões, registrando ligeira alta de 0,2% em relação a 2011 (R\$ 3.564 milhões). A variação observada deve-se principalmente à (i) redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011 conforme detalhado abaixo) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%, (ii) redução de 11,7% no consumo de clientes cativos da classe industrial, reflexo do fraco desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre, (iii) redução da Receita de Construção devido ao menor volume total de Investimentos em 2012 em relação a 2011 e (iv) contabilização das receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como Obrigações Especiais a partir do 3º Ciclo de Revisão Tarifária no valor de R\$ 22,5 milhões em 2012, o que não ocorreu até agosto de 2011. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo (v) incremento no consumo, principalmente das classes residencial e comercial, que cresceram 5,2% e 7,6%, respectivamente, em relação ao ano anterior, expurgando os efeitos da migração entre classes devido a regularização do código CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas).

Em 2011 as receitas operacionais líquidas atingiram R\$ 3.564 milhões, registrando crescimento de 5,8% em relação a 2010 (R\$ 3.369 bilhões). O incremento observado deve-se principalmente ao reajuste tarifário de agosto de 2010, com efeito médio percebido pelos consumidores cativos de 8,91% e pelo crescimento do consumo de energia, principalmente na classe comercial, além da postergação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária que deveria ocorrer em agosto de 2011, mas que foi prorrogada para agosto de 2012, com efeitos retroativos a 2011, conforme detalhado no próximo item.

Em 2010 as receitas operacionais líquidas atingiram R\$ 3.369 bilhões, registrando crescimento de 8,0% em relação a 2009, incremento atribuído principalmente aos reajustes tarifários de 2009 e 2010, com efeito médio para a Companhia de 4,98% e 8,91%, respectivamente e ao crescimento do consumo de energia em todas as classes, principalmente na residencial, comercial e industrial.

### **3º Ciclo de Revisão Tarifária e Reajuste Tarifário**

Em 27 de agosto de 2011, ocorreria a 3ª Revisão Tarifária Periódica Ordinária da Elektro, mas devido ao atraso no aprimoramento da metodologia para o ciclo 2011-2014 (3º Ciclo de Revisão Tarifária), a ANEEL decidiu pela prorrogação provisória das tarifas de energia, oficializada pela Resolução Normativa nº 433, de 15 de abril de 2011. As tarifas da Elektro, que deveriam vigorar até 27 de agosto de 2011, foram prorrogadas pela Resolução Homologatória nº 1.196 de 23 de agosto de 2011, a qual também definiu que a nova tarifa teria efeito retroativo à data contratual (27 de agosto de 2011). Desta forma, a Revisão Tarifária ocorreu em 27 de agosto de 2012, com efeitos retroativos a 27 de agosto de 2011.

A discussão dos aperfeiçoamentos da metodologia referente ao 3º Ciclo de Revisões Tarifárias iniciou-se com a Audiência Pública 040/2010 e foi finalizada com a publicação da Resolução Normativa nº 457 de 8 de novembro de 2011, cujo resultado foi a publicação de procedimentos para realização das revisões das Concessionárias. Na nova metodologia, a ANEEL definiu um custo de capital (WACC) de 7,50% a.a. (após impostos), e outras mudanças relacionadas aos Custos Operacionais, Perdas não Técnicas de Energia, Base de Remuneração Regulatória, Outras Receitas, Fator X, e Receitas Irrecuperáveis (inadimplência). Além da nova metodologia de Revisão, a ANEEL também aprovou, por intermédio da



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

Resolução Normativa nº 464 de 22 de novembro de 2011, os procedimentos para a definição da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição, resultado da Audiência Pública nº 120/2010.

A 3ª Revisão Tarifária da Elektro iniciou-se em 10 de maio de 2012 (Audiência Pública nº 31/2012) e seu resultado foi combinado com o Reajuste Anual de 2012, decisão homologada através da Resolução Normativa nº 471, de 20 de dezembro de 2011, resultando em uma redução média de 3,05% nas tarifas para o consumidor. As novas tarifas foram aplicadas a partir de 27 de agosto de 2012, conforme Resolução 1.336 de 21 de agosto de 2012. O cálculo das tarifas finais considerou o crescimento de mercado, a atualização monetária, o Fator X, além do componente financeiro relativo à postergação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. Para este último item, foi definido que o montante, no valor de R\$ 253,4 milhões, será devolvido para os consumidores através das tarifas nos reajustes tarifários subsequentes, a partir do Reajuste Tarifário Anual de 2012. De acordo com a Nota Técnica nº 255/2012, no reajuste tarifário de 2012, cuja tarifa vigorará até agosto de 2013, foi incorporada a devolução de um terço deste valor.

### **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**

Além dos itens referentes aos volumes e mix de consumo e demanda de energia elétrica, e dos efeitos das variações das tarifas elencados no item 10.2.B, o resultado operacional da Companhia é influenciado principalmente pelo impacto da inflação sobre os custos e despesas operacionais da Companhia, notadamente os custos de pessoal e com contratos de prestação de serviços e aquisição de materiais.

O resultado financeiro é influenciado pelas variações dos indexadores dos instrumentos de financiamento celebrados pela Companhia, principalmente as taxas de juros (CDI e TJLP) e a inflação (IGP-M e IPCA).

### **2012**

Em 2012, cita-se como principais fatores de impacto do resultado operacional da Companhia o efeito do 3º Ciclo de Revisão Tarifária concatenado ao Reajuste Tarifário Anual, que teve como resultado a redução das tarifas, conforme detalhado no item 10.2.B, aliado ao incremento do custo da energia Comprada para revenda (principal item de custo da Companhia) da ordem de 21,5% em comparação a 2011, devido principalmente ao maior despacho de usinas térmicas (cujo custo da energia é mais elevado), consequência do cenário atual de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram os menores patamares desde 2001. Dentre outros fatores responsáveis pelo aumento do custo de energia em 2012 citam-se o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, cujo impacto foi significativo para a Elektro devido à sua quantidade de pontos de conexão com a rede de transmissão, o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado spot a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados, além do aumento da cotação do dólar da energia comprada de Itaipu.

No Resultado Financeiro observou-se uma despesa líquida de R\$ 55,2 milhões, apresentando redução de 24,1% sobre a despesa financeira líquida auferida no mesmo período de 2011 (R\$ 72,7 milhões). A variação observada é atribuída à: (i) maiores receitas de variação monetária referentes principalmente ao recebimento de contas em atraso devido à alta do IGP-M (R\$ 6,5 milhões) e (ii) menores despesas com juros e variação monetária de empréstimos com terceiros e debêntures devido à redução dos principais indexadores das dívidas da Companhia (CDI, IPCA e TJLP) e captações com condições mais atrativas (R\$ 8,2 milhões), efeitos parcialmente compensados pela (iii) menor receita de aplicações financeiras, relacionada à redução da taxa de CDI (R\$ 5,2 milhões) e (iv) variação na atualização monetária de provisões no valor de R\$ 5,9 milhões. Além destes itens relacionados às variações dos indexadores cita-se: (v) maior receita financeira devido à contabilização no valor de R\$ 11,6 milhões da marcação a mercado do ativo financeiro (vide Nota Explicativa nº 12.1 das Demonstrações Financeiras da Companhia do ano de 2012).

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

### 2011

Em 2011, custo da energia comprada para revenda cresceu 6,9% em comparação a 2010 (R\$ 1.710,9 milhões em 2010), devido ao incremento no volume comprado para fazer frente ao crescimento de mercado e aumento da tarifa média de energia nos reajustes dos contratos de compra (IPCA), responsáveis, em média, por 4% e 3% de incremento, respectivamente. A conclusão do Projeto Novas Tecnologias, que envolveu investimentos não recorrentes em 2010, acarretou a redução de 17,1% no Custo da Construção em comparação com o ano anterior.

Já a variação de 13,2% nos Gastos Operacionais, quando comparado a 2010, foi impactada, entre outros, pelo reajuste salarial em junho de 2011 (8,0%).

O Resultado Financeiro acumulado em 2011 foi uma despesa líquida de R\$ 67,8 milhões, apresentando redução de 6,5% sobre a despesa financeira líquida auferida em 2010, de R\$ 72,5 milhões, devido principalmente ao efeito da desaceleração do IGP-M em 2011, que impactou a variação monetária da 2ª série da 2ª emissão de debêntures até sua amortização em 1º de setembro de 2011, resultando numa redução de R\$ 15,9 milhões em despesas de variação monetária com Debêntures, atrelado ao maior rendimento de aplicações financeiras decorrentes do maior saldo de caixa (R\$ 12,5 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados pela provisão para multa referente à sobrecontratação de MUST (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) e maior despesa de juros de empréstimos com terceiros, devido ao pré-pagamento das dívidas com o BNDES em abril de 2011 (R\$ 21,2 milhões). Para maiores detalhes vide item 6 - Estrutura de Capital do Relatório de Administração de 2011 para mais detalhes sobre o endividamento da Companhia.

### 2010

Em 2011 cita-se como principais variações de preços de insumos o custo da energia comprada para revenda, que cresceu 7,1% em comparação a 2009, devido ao incremento no volume comprado para fazer frente ao crescimento de mercado e aumento da tarifa média de energia devido aos reajustes dos contratos de compra (IPCA).

O resultado financeiro acumulado em 2010 foi uma despesa líquida de R\$ 72,5 milhões, apresentando variação negativa de R\$ 148,9 milhões frente à receita financeira líquida auferida em 2009, de R\$ 76,4 milhões, que foi impactada por um efeito não recorrente causado pela reversão de R\$ 95,8 milhões da provisão para contingência de PIS e COFINS incidentes sobre receitas financeiras, constituída nos termos previstos pela Lei Complementar nº 70/91 e Lei nº 9.718/98, alterada pela Lei nº 11.941 de 27 de maio de 2009 (ver Notas Explicativas 27.1 e 36). Desconsiderado este efeito não recorrente, o resultado financeiro, em 2009, seria uma despesa de R\$ 19,4 milhões, logo a variação negativa, em 2010, de R\$ 53,1 milhões foi devida, principalmente, à inflação medida pelo IGP-M, índice de reajuste da 1ª série da 2ª emissão de debêntures, que representa 16% da dívida da Companhia.

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

**10.3. Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados, quanto a:**

**A. Introdução ou alienação de segmento operacional**

A Companhia não introduziu ou alienou qualquer segmento operacional.

**B. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária**

A Companhia não possui participação societária em nenhuma sociedade.

**C. Eventos ou operações não usuais**

**3º ciclo de Revisão Tarifária**

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas. Em 27 de agosto de 2011, ocorreria a 3ª Revisão Tarifária Periódica Ordinária da Elektro, mas devido ao atraso no aprimoramento da metodologia para o ciclo 2011-2014 (3º Ciclo de Revisão Tarifária), a ANEEL decidiu pela prorrogação provisória das tarifas de energia. Desta forma, a Revisão Tarifária ocorreu em 27 de agosto de 2012, com efeitos retroativos a 27 de agosto de 2011.

O efeito do 3º Ciclo de Revisão Tarifária da Elektro (27 de agosto de 2007 a 26 de agosto 2011) combinado ao Reajuste Anual de 2012, referente ao período de 27 de agosto de 2011 a 26 de agosto de 2012, resultou em uma redução média de 3,05% nas tarifas para o consumidor, aplicadas a partir de 27 de agosto de 2012. Para o componente financeiro relativo à postergação da Revisão Tarifária, foi definido que o montante, no valor de R\$ 253,4 milhões, será devolvido para os consumidores através das tarifas nos reajustes tarifários anuais subsequentes, a partir do Reajuste Tarifário Anual de 2012. De acordo com a Nota Técnica nº 255/2012, no reajuste tarifário de 2012, cuja tarifa vigorará até agosto de 2013, foi incorporada a devolução de um terço deste valor.

**Medida Provisória 579/12 e Revisão Tarifária Extraordinária**

O Governo Federal oficializou, por meio da Medida Provisória nº 579/2012, assinada em 11 de setembro de 2012 e convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, a redução nos encargos de energia elétrica e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas.

Para as concessões de Geração e Transmissão, a condição definida pelo Governo é que ativos não amortizados e não depreciados serão indenizados tendo por base o denominado Valor Novo de Reposição (VNR), e as tarifas a partir de então contemplarão apenas os custos de Operação e Manutenção (O&M) desses ativos e Encargos Setoriais. Para as concessionárias de Distribuição também haverá condições específicas a serem estabelecidas pela ANEEL em contrato de concessão ou termo aditivo. Adicionalmente, a Lei nº 12.783/13 extingue a arrecadação da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) e RGR (Reserva Global de Reversão), além de reduzir a arrecadação da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) em 75%. No intuito de contemplar estas reduções nas tarifas a ANEEL realizou Revisões Tarifárias Extraordinárias para todas as Distribuidoras em 24 de janeiro de 2013, sendo que o efeito médio percebido pelo consumidor da Revisão Tarifária Extraordinária da Elektro foi uma redução de 18,47% nas tarifas.

A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/13, e a redução dos encargos setoriais, não causará impactos diretos no resultado ou no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028. Adicionalmente, a Revisão Tarifária Extraordinária implicará apenas em ajuste da Parcela A, não gerando alterações da Parcela B.

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

### Ativo Indenizável (Concessão)

Em 5 de março de 2012, a Elektro tomou conhecimento, por meio do Ofício nº 209/2012 – SFF/ANEEL dos valores que seriam considerados na BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. A Companhia recalculou o valor do ativo financeiro com base na nova BRR, que tinha data de corte definida pela ANEEL para fevereiro de 2011. Essa nova BRR gerou um ajuste negativo no ativo financeiro de R\$ 81.788 mil, contabilizado em 2012. Em 31 de dezembro de 2012, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR do 3º Ciclo devidamente movimentada por adições, atualizações, baixas e depreciações.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda. A Companhia vinha registrando todas as alterações de valor justo desse ativo financeiro como Outros Resultados Abrangentes, pois não era consenso o entendimento de que essas alterações afetavam o fluxo de caixa futuro. Entretanto, seguindo o CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e MP 579/2012, a Companhia reverteu para o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, o saldo de Outros Resultados Abrangentes, no montante de R\$ 7.656 mil.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	<b>Custo</b>	<b>Obrigações especiais</b>	<b>Valor justo</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2010</b>	<b>234.165</b>	<b>(20.401)</b>	<b>69.494</b>	<b>283.259</b>
Transferências de ativo intangível	54.707	514	-	55.221
Adições	-	(2.330)	-	(2.330)
Ajustes ao valor justo (ajuste de avaliação patrimonial)	-	-	15.976	15.976
Baixas	(353)	-	-	(353)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>288.519</b>	<b>(22.217)</b>	<b>85.470</b>	<b>351.773</b>
Transferências de ativo intangível	96.693	-	-	96.693
Efeito na mudança da taxa de amortização	141.078	(49.455)	-	91.623
Adições	-	(182)	-	(182)
Ajustes ao valor justo (ajuste de avaliação patrimonial)	-	-	7.916	7.916
Atualização pela BRR 3º ciclo	-	-	(81.788)	(81.788)
Baixas	(8.139)	-	-	(8.139)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>518.151</b>	<b>(71.854)</b>	<b>11.598</b>	<b>457.896</b>

O ativo financeiro relacionado à concessão é remunerado pelo custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório, no valor de 7,50% ao ano (11,36% antes dos impostos), presente na atual tarifa da Companhia. Esta receita já é contabilizada mensalmente, e por este motivo, o ativo financeiro já se encontra a valores atualizados.

Vide mais detalhes no item 12.1 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

### Energia Comprada para Revenda

	31/12/2012		31/12/2011	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supridores de energia	13.855.958	1.696.468	13.842.170	1.346.501
Itaipu Binacional (**)	2.913.091	332.383	2.932.906	287.607
Contratos bilaterais	80.400	16.668	91.225	15.114
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	10.539.811	1.237.580	10.508.335	951.414
PROINFA	322.655	86.123	309.703	68.469
Uso do transporte de energia	-	23.714	-	23.897
Outros custos de energia	-	382.126	-	364.426
ONS - Uso da rede básica	-	474.789	-	433.617
CTEEP- Encargos de conexão	-	40.969	-	37.605
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	78.024	-	67.636
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(211.656)	-	(174.432)
<b>Total</b>	<b>13.855.958</b>	<b>2.078.594</b>	<b>13.842.170</b>	<b>1.710.927</b>

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(\*\*) Contrato de repasse de energia e tarifa de transporte.

Em 2012 houve elevação nos custos de energia devido principalmente à elevação do ESS (encargos de serviços do sistema) e do custo com disponibilidade da geração térmica, em função do despacho das

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

usinas térmicas que estão operando no patamar máximo, devido aos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Estes custos majorados serão repassados às tarifas dos consumidores a partir do próximo reajuste tarifário, em agosto de 2013.

### Obrigações Especiais

Em 22 de novembro de 2011, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 463/2001, a qual alterou a Resolução Normativa nº 457, de 08 de novembro de 2011, que aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Ocorre que a ANEEL, com esta regulamentação, determinou a contabilização das receitas auferidas a título de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos como “obrigações especiais”, o que retira das distribuidoras o poder de apropriar tais receitas.

Desta forma, a Companhia passou a contabilizar as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como Obrigações Especiais a partir do 3º ciclo de revisão tarifária da Companhia, ou seja, desde 27 de agosto de 2011, no valor de R\$ 16,4 milhões para janeiro a setembro de 2012, o que não ocorreu no mesmo período de 2011.

### Reestruturação Societária

Em 13 de abril de 2012, a Iberdrola Energia do Brasil Ltda., então controladora da Elektro, submeteu à autorização prévia da ANEEL o pedido para reestruturação societária envolvendo a Elektro e suas controladoras EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. (EPC) e a própria Iberdrola Energia do Brasil Ltda.

Em reunião do Conselho de Administração da Elektro, realizada em 14 de maio de 2012, foi aprovado que o processo de reestruturação fosse submetido à Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas.

Em reunião de Diretoria realizada em 22 de maio de 2012, a ANEEL concedeu anuência através da Resolução Autorizativa nº 3.500/12, à transferência do controle societário da Elektro detido por EPC e Iberdrola Energia do Brasil Ltda. para Iberdrola Brasil S.A., mediante as operações em atos contínuos: (i) incorporação reversa da EPC pela Elektro; e (ii) cisão parcial da Iberdrola Energia do Brasil Ltda., com versão para a Elektro do acervo líquido cindido.

As operações acima foram aprovadas também pelo BNDES em 23 de maio de 2012 e pelos acionistas da Elektro em 30 de maio de 2012, em Assembleia Geral Extraordinária.

Esta reestruturação fez parte de uma reorganização societária do Grupo Iberdrola, para permitir a segregação dos diferentes ramos de atividades desenvolvidas pelas Companhias que o compõem, em linha com as diretrizes de governança corporativa que vêm sendo adotadas pelo grupo econômico ao redor do mundo e também teve como objetivo simplificar a estrutura societária, já que, após sua implementação, as ações da Elektro detidas indiretamente pelo acionista controlador passaram a ser de titularidade de uma única Companhia holding, a Iberdrola Brasil S.A.

A reestruturação societária não implicou na alteração do controle acionário indireto da Companhia, nem em aumento de seu capital social, bem como não afetou as participações dos demais acionistas da Elektro no capital social desta.

### Composição acionária antes da reestruturação:

Acionista	Ordinárias	Preferenciais	Total	Participação
Iberdrola Energia do Brasil Ltda.	1.523	66.744.382	66.745.905	34,45%
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.	91.854.302	34.535.214	126.389.516	65,23%
Acionistas minoritários	25.147	598.697	623.844	0,32%
Total	<u>91.880.972</u>	<u>101.878.293</u>	<u>193.759.265</u>	<u>100,00%</u>

**10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs****Composição acionária após a reestruturação:**

Acionista	Ordinárias	Preferenciais	Total	Participação
Iberdrola Brasil S.A.	91.855.825	101.279.596	193.135.421	99,68%
Acionistas minoritários	25.147	598.697	623.844	0,32%
Total	<u>91.880.972</u>	<u>101.878.293</u>	<u>193.759.265</u>	<u>100,00%</u>

**Incorporação Reversa da EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.**

O laudo de avaliação do acervo líquido da EPC incorporado pela Elektro foi elaborado a valor contábil em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. e práticas contábeis adotadas no Brasil. Foi preparado por empresa de avaliação independente com base no balanço da EPC de 30 de abril de 2012. O valor do acervo líquido avaliado no montante de R\$ 1.063.447, está detalhado abaixo:

<b>Ativo</b>		<b>Passivo</b>	
Ativo circulante	<b>18.615</b>	Passivo circulante	<b>9</b>
Caixa e equivalentes de caixa	18.235	Outros passivos	9
Tributos a compensar	380		
Ativo não circulante	<b>1.073.825</b>	Passivo não circulante	<b>28.984</b>
Tributos diferidos	7.442	Provisões para riscos fiscais	28.984
Depósitos judiciais	28.823		
Investimentos <sup>(1)</sup>	1.037.545	<b>Total do passivo</b>	<b>28.993</b>
Intangível	15		
		<b>Acervo líquido incorporado</b>	<b>1.063.447</b>
<b>Total do ativo</b>	<b><u>1.092.440</u></b>	<b>Passivo e acervo líquido incorporado</b>	<b><u>1.092.440</u></b>

<sup>(1)</sup> Montante referente ao Investimento que a EPC detinha na Elektro, o qual foi eliminado no momento da incorporação.

A incorporação da EPC pela Elektro não acarretou aumento de capital na Incorporadora, nos termos do artigo 226, parágrafos 1º e 2º da Lei das S.A., sendo o valor excedente do investimento da EPC na Elektro contabilizado na conta de reserva de capital da Elektro.

**Cisão Parcial da Iberdrola Energia do Brasil Ltda. e versão do acervo líquido cindido para Elektro**

O acervo líquido cindido da Iberdrola Energia do Brasil Ltda. incorporado pela Elektro foi avaliado por empresa de avaliação independente com base em seu valor contábil, calculado sobre o balanço patrimonial da Iberdrola do Brasil Ltda., datado de 30 de abril de 2012, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. O valor do acervo líquido cindido da Iberdrola Energia do Brasil Ltda. incorporado na Elektro foi avaliado no montante de R\$ 2.219.895, composto por (i) totalidade do investimento detido no capital social da Elektro, e (ii) parcela referente ao ágio registrado na Iberdrola Energia do Brasil gerado na aquisição da Elektro e EPC líquidos da provisão de manutenção de integridade do patrimônio líquido (correspondente a 66% do valor do ágio), conforme estipulado pelo art. 6º da Instrução CVM 319/99 e CVM 349/01. A incorporação do acervo líquido cindido não acarretou aumento de capital, nos termos do artigo 226, parágrafos 1º e 2º da Lei das S.A. O acervo líquido incorporado está detalhado abaixo:

<b>Ativo</b>	
<b>Ativo não circulante</b>	<b>2.219.895</b>
Investimentos <sup>(2)</sup>	1.530.455
Ágio líquido Elektro e EPC	689.440
<b>Acervo líquido incorporado</b>	<b><u>2.219.895</u></b>

<sup>(2)</sup> Montante referente ao Investimento que a Iberdrola Energia do Brasil Ltda. detinha na Elektro e EPC, o qual foi eliminado no momento da incorporação.

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

O benefício fiscal oriundo do ágio foi registrado na conta de tributos diferidos em contrapartida à conta de reserva de capital constante do patrimônio líquido da Elektro, ainda de acordo com a Instrução CVM 319/99 e CVM 349/01. Tal benefício será amortizado linearmente até o final da concessão (agosto de 2028), de acordo com a anuência da ANEEL, concedida através da Resolução Autorizativa nº 3.500 de 22 de maio de 2012.

O benefício fiscal proveniente do ágio registrado está baseado na expectativa de rentabilidade futura e foi fundamentado em laudo de avaliação de empresa especializada, a qual utilizou o critério do fluxo de caixa descontado.

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

### 10.4. Comentários dos diretores sobre:

#### A. Mudanças significativas nas práticas contábeis

##### Informações referentes ao exercício findo em 31/12/2012

- **Pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC até 31 de dezembro de 2012:**

Os pronunciamentos técnicos emitidos e revisados pelo CPC, vigentes em 31 de dezembro de 2012, e que poderiam afetar a Companhia foram considerados na Demonstração Financeira, conforme abaixo:

IAS 12 Impostos de Renda – Impostos Diferidos – a emissão não impactou as demonstrações financeiras;

IFRS 1 Adoção Inicial das IFRS – a emissão da norma não impactou as demonstrações financeiras.

IFRS 7 Instrumentos Financeiros - a emissão da norma não impactou as demonstrações financeiras.

- **Pronunciamentos técnicos em fase de emissão pelo CPC e ainda não em vigor em 31 de dezembro de 2012:**

CPC 33/IAS19 Benefícios a Empregados – Dentre as mudanças, as principais que afetam a Companhia é que (i) para o cálculo dos rendimentos esperados dos ativos, é utilizada a mesma taxa utilizada para o desconto da obrigação atuarial e (ii) a aplicação dessa mesma taxa de juros sobre o “asset ceiling”. Os impactos da aplicação antecipada desse pronunciamento nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2012 seria uma receita financeira menor no montante de R\$ 30.549 mil, antes dos efeitos tributários.

As normas apresentadas a seguir estão com sua codificação IFRS, pois ainda não existem Pronunciamentos CPC correspondentes:

IAS 1 Apresentação das Demonstrações Financeiras;  
IAS 28 Contabilização de Investimentos em Associadas e Joint Ventures;  
IFRS 1 Empréstimos do Governo;  
IFRS 7 Divulgações – Compensação entre Ativos Financeiros e Passivos Financeiros;  
IFRS 9 Instrumentos Financeiros: Classificação e Mensuração;  
IFRS 10 Demonstrações Financeiras Consolidadas;  
IFRS 11 Empreendimentos Conjuntos;  
IFRS 12 Divulgação de Participações em Outras Entidades;  
IFRS 13 Mensuração do Valor Justo;  
IFRIC 20 Custo de Remoção de Resíduos na Fase de Produção de uma Mina de Superfície;  
IFRS 1 Adoção Inicial das IFRS;  
IAS 16 Imobilizado;  
IAS 32 Instrumentos Financeiros: Apresentação;  
IAS 34 Demonstrações Financeiras Intermediárias.

Para mais informações, vide a lista completa de pronunciamentos no sítio do CPC:  
[http://www.cpc.org.br/pdf/CPCs\\_02012013.doc](http://www.cpc.org.br/pdf/CPCs_02012013.doc).

Ainda, como principal prática contábil adotada em 2012, que alterou a forma de contabilização no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, mencionamos a marcação a mercado do ativo financeiro indenizável, ativo intangível e plano de incentivo baseado em ações.

#### **Ativo Financeiro Indenizável:**

Em 5 de março de 2012, a Elektro tomou conhecimento, por meio do Ofício nº 209/2012 – SFF/ANEEL dos valores que seriam considerados na BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. A Companhia recalculou o valor do ativo financeiro com base na nova BRR, que tinha data de corte definida pela ANEEL para fevereiro de 2011. Essa nova BRR, gerou um ajuste negativo no ativo financeiro de R\$ 81.788 mil, contabilizado em 2012. Em 31 de dezembro de 2012, o ativo financeiro está atualizado pelo valor



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

residual da BRR do 3º Ciclo devidamente movimentada por adições, atualizações, baixas e depreciações.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda, pois a Administração entende que esta classificação é a mais adequada, já que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável. A Companhia vinha registrando todas as alterações de valor justo desse ativo financeiro como Outros Resultados Abrangentes, pois não era consenso o entendimento de que essas alterações afetavam o fluxo de caixa futuro. Entretanto, o parágrafo AG8 do CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, estabelece que uma entidade deva, ao revisar suas estimativas de recebimentos, ajustar o custo amortizado do instrumento de forma a refletir os fluxos de caixa estimados atualizados, reconhecendo esta variação no resultado do exercício. Foi corroborado pela MP nº 579/2012, que variações no ativo financeiro vinculado à concessão por conta das revisões tarifárias resultam em variações no fluxo de caixa estimado desse ativo ao final do período da concessão. A Companhia aplicou essa mudança de entendimento prospectivamente às suas demonstrações financeiras, por entender que a aplicação prospectiva desse conceito não traria distorções relevantes às demonstrações financeiras e informações trimestrais, quando comparado à aplicação retrospectiva de acordo com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Desta forma, em 31 de dezembro de 2012 a Companhia reverteu para o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, o saldo de Outros Resultados Abrangentes, no montante de R\$ 7.656 mil.

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IGP-M, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	<b>Custo</b>	<b>Obrigações especiais</b>	<b>Valor justo</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2010</b>	<b>234.165</b>	<b>(20.401)</b>	<b>69.494</b>	<b>283.259</b>
Transferências de ativo intangível	54.707	514	-	55.221
Adições	-	(2.330)	-	(2.330)
Ajustes ao valor justo (ajuste de avaliação patrimonial)	-	-	15.976	15.976
Baixas	(353)	-	-	(353)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>288.519</b>	<b>(22.217)</b>	<b>85.470</b>	<b>351.773</b>
Transferências de ativo intangível	96.693	-	-	96.693
Efeito na mudança da taxa de amortização	141.078	(49.455)	-	91.623
Adições	-	(182)	-	(182)
Ajustes ao valor justo (ajuste de avaliação patrimonial)	-	-	7.916	7.916
Atualização pela BRR 3º ciclo	-	-	(81.788)	(81.788)
Baixas	(8.139)	-	-	(8.139)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>518.151</b>	<b>(71.854)</b>	<b>11.598</b>	<b>457.896</b>

**Ativo Intangível:**

A Resolução Normativa ANEEL nº 474 de 7 de fevereiro de 2012 estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição. Com as novas taxas, houve acréscimo de aproximadamente quatro anos na vida útil econômica média dos ativos que passou de 22 anos para 26 anos. Esta alteração reduziu a amortização e consequentemente aumentou a parcela residual da infraestrutura que se espera receber como indenização ao final do período da Concessão, gerando uma redistribuição de valores entre ativos financeiro e intangível.

Consequentemente, a os administradores da Companhia decidiram por reconhecer uma baixa dos elementos do ativo intangível, no montante de R\$ 91.623 mil, e um aumento de mesmo valor no ativo financeiro a ser recebido ao final da concessão.

Adicionalmente, houve redução de R\$ 96.693 mil, referente às transferências do ano de 2012 por ativos energizados, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do ICPC 01/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

O valor de encargos de dívidas capitalizados à infraestrutura, de acordo com o CPC 20 – Custos de Empréstimos, foi de R\$ 13.750 mil em 2012 (R\$ 10.090 mil em 2011).

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

A mutação do direito de uso da concessão é assim apresentada:

	Em Serviço			Em Formação			Total
	Custo	Obrigações especiais	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2010	2.111.506	(361.154)	(262.794)	1.487.558	204.572	-	204.572
Adições	72	(10.678)	-	(10.606)	329.205	(8.423)	320.782
Baixas	(441.592)	-	364.028	(77.564)	-	-	-
Amortização	-	-	(153.496)	(153.496)	-	-	-
Transferências para o ativo financeiro	189.056	(254)	(260)	188.542	(243.763)	-	(243.763)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>1.859.042</b>	<b>(372.086)</b>	<b>(52.522)</b>	<b>1.434.434</b>	<b>290.014</b>	<b>(8.423)</b>	<b>281.591</b>
Adições	-	(565)	-	(565)	325.740	(38.076)	287.664
Baixas	124.022	-	(135.690)	(11.668)	-	-	-
Amortização	-	-	(134.290)	(134.290)	-	-	-
Transferências para o ativo financeiro	209.238	1.669	(123)	210.784	(306.003)	(1.474)	(307.477)
Mudança na taxa de amortização	(141.078)	49.455	-	(91.623)	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>2.051.224</b>	<b>(321.527)</b>	<b>(322.625)</b>	<b>1.407.072</b>	<b>309.751</b>	<b>(47.973)</b>	<b>261.778</b>

**Plano de Incentivo baseado em Ações:**

Após aprovação do Conselho de Administração, a Elektro instituiu um Plano de Incentivo de Longo Prazo, baseado na outorga de ações da Iberdrola ao beneficiário. Depois de cumpridas algumas condições e metas previstas em contrato assinado entre este e a Companhia, ao longo de dois anos contados a partir da assinatura do contrato, denominado “prazo de apuração”.

A transferência completa das ações se dará após o transcurso de outros três anos, denominado “prazo de liquidação”. Atingidas as metas e condições do “prazo de apuração”, a Elektro adquirirá por conta e ordem do beneficiário as ações, conforme previsão contratual. As principais metas que deverão ser atingidas, quando da conclusão do Período de Apuração, são: (i) evolução do lucro líquido consolidado em comparação com os cinco principais concorrentes da Iberdrola S.A.; (ii) evolução do valor da ação da Iberdrola S.A., a partir da média do índice DJ Eurostoxx Utilities e das ações dos cinco principais concorrentes europeus e (iii) manutenção da qualificação de crédito da Sociedade (rating).

Portanto, esse plano passa a ser “liquidado em caixa” para Elektro e por isso a Companhia passou a utilizar um passivo exigível em contrapartida da despesa e não mais uma conta de patrimônio líquido.

Os contratos assinados ao final de 2012, substituem para todos os fins o plano baseado em ações anterior, mantidas as condições e valores originais. O valor registrado deste benefício em 2012 é de R\$ 2.034 mil e o valor acumulado no passivo exigível é de R\$ 5.106 mil.

- Pronunciamentos Técnicos revisados ou emitidos pelo CPC em 2011:**

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

Segue abaixo a avaliação da Elektro quanto aos 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 675/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras.

CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios - aprovado pela Deliberação CVM nº 665/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras.

CPC 19 (R1) - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto (Joint Venture)- aprovado pela Deliberação CVM nº 666/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras.

CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos - aprovado pela Deliberação CVM nº 672/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras.

Interpretação Técnica ICPC 01(R1) e Interpretação Técnica ICPC 17 - Contabilização e Evidenciação de Contratos de Concessão - aprovado pela Deliberação CVM nº 677/11. A revisão da norma não impactou

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

as Demonstrações Financeiras uma vez que os requerimentos estabelecidos pelas interpretações já vêm sendo adotados pela Sociedade.

CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis - aprovado pela Deliberação CVM nº 676/11. 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.

- **Pronunciamentos Técnicos revisados ou emitidos pelo CPC em 2010:**

As Demonstrações Financeiras do exercício findo em 2010 foram 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 pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB. Essas Demonstrações Financeiras foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 28 de março de 2011.

A Elektro adotou todas as normas, revisões de normas, pronunciamentos técnicos, interpretações técnicas e orientações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2010, retroagindo todos os efeitos até 1º de janeiro de 2009, data de transição na qual foram preparados os balanços de abertura.

As políticas, práticas e critérios contábeis foram consistentemente adotados no preparo dessas Demonstrações Financeiras, em todos os períodos apresentados. Os efeitos da adoção das IFRS e dos novos pronunciamentos emitidos pelo CPC estão apresentados no item abaixo.

A reconciliação dos resultados de 2010 demonstra os ajustes efetuados provenientes da adoção das novas práticas contábeis:

<b>Resultado do Exercício - R\$ mil</b>	<b>2010</b>
<b>Lucro líquido antes dos ajustes de CPC</b>	<b>439.069</b>
Plano de pensão - CPC 33	31.291
Pagamento baseado em ações - CPC 10	(1.652)
Baixa de ativos e passivos regulatórios	(11.615)
Tributos sobre o lucro - CPC 32	(6.690)
<b>Lucro líquido após ajustes de CPC</b>	<b>450.403</b>

### **Plano de Pensão – CPC 33 - Alterações no reconhecimento de ativos e passivos atuariais de acordo com a norma de Plano de pensão:**

A Elektro adotou a isenção de reconhecer todos os ganhos ou perdas atuariais represados e efetuou o registro de ganhos atuariais em seu balanço de abertura diretamente em lucros acumulados. Com o reconhecimento desses ganhos, a Sociedade reverteu o passivo anteriormente registrado em sua totalidade, entretanto, sem reconhecer o superávit atuarial. Isto porque apesar de possuir um plano superavitário, a Sociedade não pode reconhecer estes efeitos contabilmente, uma vez que ainda não atingiu o limite de 25% das reservas matemáticas, patamar mínimo requerido pela regulamentação para reconhecimento.

### **Pagamento Baseado em Ações – CPC 10 - Reconhecimento de valores referentes a plano de incentivo baseado em ações de acordo com a norma de pagamento baseado em ações:**

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 10 (R1) – Pagamento Baseado em Ações, ainda que a Elektro não possua nenhum plano de remuneração em ações, a Sociedade deve registrar, em seu resultado, a despesa referente ao benefício concedido aos seus executivos pela controladora AEI.

Toda a despesa com os planos é calculada pelo método acelerado seguindo os prazos de elegibilidade e

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

vigência conforme definidos em contrato. Como a Sociedade não possui nenhuma obrigação em liquidar a transação por se tratar de um plano concedido pela controladora, a contrapartida dessas despesas é uma conta de Patrimônio Líquido.

**Contratos de Concessão – ICPC 01 - Alterações na contabilização do intangível de acordo com a norma de Contratos de concessão:**

A Elektro, assim como as demais distribuidoras de energia elétrica é requerida a aplicar o disposto na Interpretação Técnica ICPC01 – Contratos de Concessão.

Desta forma, todos os bens anteriormente reportados como ativo imobilizado, salvo os oriundos dos contratos de arrendamento mercantil, foram considerados como bens vinculados à concessão e tratados dentro do escopo desta Interpretação, que requer o reconhecimento de Ativos Intangíveis, pelo direito de cobrar os consumidores pelo período da concessão, e Ativo Financeiro, pela indenização a ser recebida do poder concedente ao término do contrato. Esta bifurcação é realizada considerando o valor residual de livros ao término da concessão, com a utilização das vidas úteis estabelecidas para os ativos fixos subjacentes, definidas pelo órgão regulador e vigentes na presente data.

Após esta bifurcação, o Ativo Financeiro foi marcado a mercado tendo como base o valor residual da Base de Remuneração Regulatória ao término do contrato, sofrendo posteriormente atualizações pelo IGP-M. Como o Ativo Financeiro foi classificado como Disponível para Venda, a soma dessas atualizações foi contabilizada como Outros Resultados Abrangentes.

Ao invés de despesas de depreciação, o resultado da Sociedade passou a apresentar a amortização do Ativo Intangível referente a esses bens, sem haver alteração no total de despesa posto que a amortização do intangível é calculada com base na vida útil dos ativos subjacentes à concessão. A amortização do ágio pela mais valia de ativo imobilizado também foi reclassificada para a linha de amortização do Ativo Intangível.

O mesmo tratamento acima se aplica para as contas de Obrigações Especiais, por se tratarem de redutores dos Ativos Intangíveis e Financeiros, de sorte que o ativo será amortizado pelo período de concessão e o passivo será liquidado junto ao Poder Concedente ao final da concessão.

Ainda dentro dos requerimentos da interpretação, a Sociedade está obrigada a reconhecer Receita e Despesa relativas à atividade de construção ou melhoria da infraestrutura da rede. O montante registrado no resultado em cada uma dessas contas corresponde ao exato valor despendido pela Sociedade na realização de tais serviços, o que significa dizer, que a Sociedade entende que sua margem é zero para essas atividades, considerando o próprio modelo tarifário aplicado pelo regulador (ANEEL), que não pressupõe a existência de margem sobre a atividade de construção.

**Tributos sobre o Lucro – CPC 32:**

A Sociedade registrou créditos fiscais à conta tributos diferidos sobre as diferenças temporárias relacionadas à transição da prática contábil anterior para os novos pronunciamentos, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 32 – Tributos sobre o Lucro e com o próprio regime tributário de transição, criado pela Lei nº 11.941/09.

**Baixa de Ativos e Passivos Regulatórios:**

Em conformidade com a legislação regulatória em vigor emitida pela ANEEL através de diversos atos e de acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas no Brasil, a Sociedade reconhecia no ativo ou no passivo, os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica que não estão previstos na tarifa do faturamento em vigor e que serão incluídos na tarifa no próximo reajuste ou revisão tarifária (anexo 1). Entretanto, estes ativos e passivos regulatórios não atendem à definição de ativos e passivos de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC - Estrutura Conceitual, não havendo suporte técnico na literatura internacional que permita a manutenção destes saldos nas Demonstrações Financeiras, pois:

- O saldo não é individualizado

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

- A realização depende de receita futura (consumo)
- Os valores não podem ser vendidos ou securitizados

Este assunto está em estudo pelo International Accounting Standards Board (IASB), e a conclusão não deve ser divulgada antes do último trimestre de 2011. Desta forma, a Sociedade optou pelo não reconhecimento destes valores, impactando Resultado e o Patrimônio Líquido, de acordo com o período de competência. Como consequência, os saldos dessas contas, antes registradas no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício, foram baixados contra lucros acumulados no balanço de abertura e contra resultado do período conforme o período de competência. Entretanto, vale ressaltar que, em função do modelo tarifário, e por efeitos da regulação exercida pela ANEEL, estes ativos e passivos possuem realização ou exigibilidade líquidas e certas.

Desta forma, somente os valores referentes à Energia Livre, Eficientização Energética e Eletrobras relativo, ao programa de baixa renda não foram baixados, uma vez que a contraparte é identificável em todos estes casos e não há realização ou exigibilidade via tarifa.

**B. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis**

As Demonstrações Financeiras foram 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 pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

A Elektro adotou todas as normas, revisões de normas, pronunciamentos técnicos, interpretações técnicas e orientações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2012, 31 de dezembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010.

As políticas, práticas e critérios contábeis foram consistentemente adotados no preparo dessas Demonstrações Financeiras, em todos os períodos apresentados.

As primeiras Demonstrações Financeiras apresentadas completamente com as novas normas do CPC e IFRS foram as de 31 de dezembro de 2010 comparadas a 2009. Todas as notas referentes a adoção inicial podem ser verificadas naquela publicação.

Com relação ao detalhamento das práticas contábeis e seus impactos no resultado da Companhia, vide item 10.4.A.

**C. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor**

O parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, comparadas ao mesmo exercício de 2011, não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas quanto às práticas adotadas pela Companhia. O mesmo ocorre para os pareceres de auditoria sobre as Demonstrações Financeiras de 2011 e 2010.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

### 10.5. Comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor

As Demonstrações Financeiras da Elektro são preparadas com base na determinação e registro de alguns ativos, passivos, receitas e despesas apurados de acordo com estimativas contábeis baseadas em experiência da Administração quanto à realização desses valores e práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais a Companhia considera críticas. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas pode resultar em valores diferentes dos estimados e para reduzir eventuais ajustes a estas estimativas, as premissas de avaliação das mesmas são periodicamente revisadas.

As principais práticas contábeis, consideradas críticas pela Administração da Companhia são:

#### **Ativo indenizável (Concessão)**

O ativo financeiro indenizável refere-se à parcela não amortizada até o final da concessão dos investimentos realizados em infraestrutura e em bens essenciais para a prestação do serviço público que estejam vinculados ao contrato de concessão. Estes investimentos não amortizados serão revertidos ao poder concedente ao término do prazo de concessão mediante o pagamento de indenização à concessionária.

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

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

#### **Ativo intangível**

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

A Resolução Normativa ANEEL n° 474 de 7 de fevereiro de 2012 estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição. Com as novas taxas, houve acréscimo de aproximadamente quatro anos na vida útil econômica média dos ativos que passou de 22 anos para 26 anos. Esta alteração reduziu a amortização e consequentemente aumentou a parcela residual da infraestrutura que se espera receber como indenização ao final do período da Concessão, gerando uma redistribuição de valores entre ativos financeiro e intangível.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

### ***Provisão para créditos de liquidação duvidosa***

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Elétrico (MCSE) e com a legislação tributária em vigor, sendo considerada suficiente para cobrir eventuais perdas com recebíveis.

### ***Receita não faturada***

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

### ***Imposto de renda e contribuição social diferidos***

#### ***Imposto de renda e contribuição social***

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro são contabilizados pelo regime de competência e segundo a legislação em vigor, as alíquotas básicas são de 25% e 9%, respectivamente. Os efeitos do imposto de renda e da contribuição social diferidos relacionados a prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias estão registrados nas Demonstrações Financeiras com base nas disposições da Deliberação CVM nº 273/98 e da Instrução CVM nº 371/02. A projeção para realização desses valores está baseada em expectativa de resultados tributáveis e realização das diferenças temporárias. Em 2010, a aplicação do RTT (Regime Tributário de Transição) tornou-se obrigatório para controlar os ajustes tributários decorrentes dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei 11.638/2007.

### ***Plano especial de aposentadoria***

A provisão para pagamentos a serem feitos em decorrência do benefício previsto em acordo sindical do Plano Especial de Aposentadoria é constituída com base em expectativa de adesão dos colaboradores elegíveis e é revista periodicamente frente às efetivas adesões, de forma consistente ao Pronunciamento IBRACON, Normas e Procedimentos de Contabilidade (NPC) nº 26 que trata da contabilização de benefícios a empregados, aprovado através da Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, além do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, aprovado pela Deliberação CVM nº 695/12.

### ***Provisão para ações judiciais e regulatórias***

As demandas de natureza judicial ou regulatória da Companhia são acompanhadas continuamente pelos assessores jurídicos que, de acordo com critérios previamente definidos pela Administração, classificam as contingências de forma individual, o que resulta no provisionamento dos objetos considerados como perda provável.

**10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs****10.6. Comentários dos Diretores sobre os controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, conforme:****A. Grau de eficiência dos controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las**

Visando mitigar os riscos que podem impactar significativamente suas demonstrações financeiras, a Companhia, anualmente, avalia seus riscos financeiros, bem como os controles internos associados a cada um desses riscos, em conjunto com as áreas responsáveis, a fim de atualizar a matriz de risco e o fluxograma dos processos de negócio mapeados de acordo com o Sistema Estratégico Elektro.

Durante o exercício de 2012, a efetividade dos controles internos, classificados como “Chaves”, foi testada pela equipe de Controles Internos da Companhia. Os testes foram realizados seguindo as práticas requeridas pela Lei Norte Americana Sarbanes-Oxley (SOX) mesmo a Companhia não estando obrigada a esta exigência, entendendo, os diretores, que os seus resultados têm contribuído para o fortalecimento da efetividade desses controles, bem como para a disseminação da importância destas ações dentro da organização.

A Companhia possui também um robusto controle de acesso de seu sistema corporativo (SAP) utilizado na gestão das atividades financeiras, assegurando um maior controle de segregação de função para estas atividades.

Com base no resultado destas atividades, os diretores da Companhia entendem que seu ambiente de controles internos é adequado e que possui grau de eficiência satisfatório.

**B. Deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente**

Os auditores independentes da Companhia não opinaram em seu Relatório do Auditor Independente referente às Demonstrações Financeiras de 2012, divulgado em 06 de fevereiro de 2013, sobre os nossos sistemas de controles internos, uma vez que o escopo do trabalho é o de emitir opinião sobre as Demonstrações Financeiras da Companhia e não sobre o sistema de controles internos, embora considerem os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia e para planejar os procedimentos de auditoria.

Entretanto, complementarmente à auditoria das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2010, 2011 e 2012, os auditores independentes emitiram “Cartas comentário – memorandos de sugestões sobre procedimentos contábeis e controles internos”. Estes documentos não apontaram deficiências ou recomendações que pudessem impactar significativamente nossas Demonstrações Financeiras.



**10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados****10.7. Comentários dos diretores sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliários****A. Utilização dos recursos resultantes da oferta**

Em 12 de setembro de 2012, a Companhia realizou a 6ª emissão de debêntures simples, de espécie quirografária, não conversíveis em ações, sob o regime de garantia firme, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, no valor de R\$ 650 milhões, sendo que:

- i. Os recursos líquidos obtidos pela Elektro com a 6ª emissão serão integralmente utilizados para alongar o perfil da sua dívida e liquidar antecipadamente as debêntures da 4ª emissão.

No ano de 2011 a Companhia realizou a 5ª emissão de debêntures simples, de espécie quirografária, não conversíveis em ações, sob o regime de garantia firme, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, no valor de R\$ 300 milhões, sendo que:

- i. Os recursos líquidos obtidos pela Elektro com a 5ª emissão serão integralmente utilizados para a liquidação das debêntures da 2ª emissão e para o reforço do capital de giro da Companhia.

No ano de 2010 a Companhia realizou a 4ª Emissão de Debêntures Simples, não Conversíveis em Ações, quirografárias, sendo que:

- i. Os recursos obtidos pela Companhia foram integralmente utilizados para o resgate antecipado da totalidade das debêntures da terceira emissão realizada em 2009.

**B. Desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição**

Os recursos das Emissões de Debêntures mencionadas no item 10.7.A. foram integralmente utilizados para o propósito a que se destinaram.

**10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios****10.8. Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras****A. Ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items)****(i) Arrendamento mercantil operacional, ativos e passivos**

Conforme orientação do CPC 06, a Sociedade efetuou uma análise dos contratos classificados como arrendamento mercantil operacional, dentre eles os contratos de aluguel de equipamentos, veículos e outros.

Abaixo estão demonstrados os valores dos contratos mais relevantes contabilizados como despesas no exercício de 2012 e de 2011, bem como os pagamentos futuros que a Sociedade fará com base nesses contratos.

<b>Despesas reconhecidas no período (R\$ Mil)</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Locação de infraestrutura de pontos de atendimento (Callcenter)	4.494	3.402
Locação de imóveis	3.264	2.335
Locação de veículos	590	1.083
Locação de computadores	1.408	496
Locação de impressoras	204	697
Locação de outros equipamentos de informática	4.132	235
<b>Total</b>	<b>14.093</b>	<b>8.248</b>

**Vencimento dos  
compromissos futuros em  
31/12/2012 - R\$ mil**

2013	3.662
2014	4.147
2015	4.683
2016	1.960
<b>Total</b>	<b>14.453</b>

**(ii) Carteiras de Recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos**

Os valores que a Companhia mantinha referentes à cobrança da carteira de recebíveis baixados para incobráveis somavam R\$ 98,1 milhões (base 31 de dezembro de 2012), conforme abaixo:

- Cobrança efetuada por empresa terceirizada: R\$ 65,2 milhões
- Cobrança efetuada juridicamente: R\$ 32,9 milhões

Estes valores foram baixados como incobráveis conforme artigo 24 da Instrução Normativa SRF Nº 093, de 24 de Dezembro de 1997.

**(iii) Contratos de compra futura e vendas de produtos ou serviços**

Os leilões de energia são o principal mecanismo através do qual a Companhia contrata a energia a ser distribuída. Em 2012, 76,1% do suprimento de energia para a Elektro foi realizado através de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado.

Os leilões regulados assumem basicamente três formas:

- Leilão para aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração com início de suprimento após três ou cinco anos do ano de realização do Leilão (são denominados respectivamente

## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

A-3 e A-5). O período de suprimento é de 15 ou 20 anos para usinas termelétricas e de 30 anos para hidrelétricas;

- Leilão para aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração existente, com início de suprimento no ano posterior ao de realização do leilão (denominado A-1) e seu período de suprimento é de até oito anos, sem distinção da fonte;
- Leilão de Ajuste –possibilita a aquisição ou dedução, pelas distribuidoras, de energia elétrica complementar ou excedente necessária ao atendimento da totalidade de suas cargas cativas. O período de suprimento é de até dois anos da realização do leilão.

Os leilões de energia são descritos a seguir, com base na data de início de suprimento, incluídos os leilões futuros:

Leilão	Início do Suprimento	Realização	Quantidade Comprada Elektro (MWmed)	Preço Médio (R\$/MWh)
1º Leilão de Energia Existente	2005	07/12/2004	518,3	57,5
1º Leilão de Energia Existente	2006	07/12/2004	333,0	67,3
1º Leilão de Energia Existente	2007	07/12/2004	38,0	75,5
2º Leilão de Energia Existente	2008	02/04/2005	52,2	83,1
1º Leilão de Ajuste	2005	31/08/2005	-	-
3º Leilão de Energia Existente	2006	11/10/2005	-	-
4º Leilão de Energia Existente	2009	11/10/2005	5,9	94,9
1º Leilão de Energia Nova	2008	16/12/2005	21,0	127,5
1º Leilão de Energia Nova	2009	16/12/2005	26,0	127,8
1º Leilão de Energia Nova	2010	16/12/2005	66,0	117,3
2º Leilão de Ajuste	2006	01/06/2006	-	-
2º Leilão de Energia Nova (A-3)	2009	27/06/2006	38,5	129,0
3º Leilão de Ajuste	2006	29/09/2006	-	-
3º Leilão de Energia Nova (A-5)	2011	10/10/2006	58,6	128,9
5º Leilão de Energia Existente (A-1)	2007	14/12/2006	4,0	104,7
4º Leilão de Energia Nova (A-3)	2010	26/07/2007	29,2	137,7
5º Leilão de Energia Nova (A-5)	2012	16/10/2007	60,2	128,7
1º Leilão de Fontes Alternativas (A-3)	2010	18/06/2007	4,2	137,3
6º Leilão de Ajuste	2008	27/09/2007	-	-
6º Leilão de Energia Existente (A-1)	2008	11/12/2007	-	-
Leilão UHE Santo Antônio	2012	10/12/2007	40,5	78,9
Leilão UHE Jirau	2013	19/05/2008	52,3	71,4
6º Leilão de Energia Nova (A-3)	2011	17/09/2008	34,4	128,4
7º Leilão de Energia Nova (A-5)	2013	30/09/2008	112,0	141,8
7º Leilão de Ajuste	2008	19/06/2008	-	-
8º Leilão de Ajuste	2008	23/09/2007	-	-
7º Leilão de Energia Existente (A-1)	2009	28/11/2008	-	-
9º Leilão de Ajuste	2009	20/02/2009	13,8	145,8
8º Leilão de Energia Nova (A-3)	2012	27/08/2009	1,1	144,5
8º Leilão de Energia Existente (A-1)	2010	30/11/2009	-	-
9º Leilão de Energia Nova (A-5)	2014	Cancelado	-	-
Leilão Belo Monte	2015	20/04/2010	117,5	78,0
10º Leilão de Energia Nova (A-5)	2015	30/07/2010	12,0	99,48
2º Leilão de Fontes Alternativas (A-3)	2013	26/08/2010	-	-
9º Leilão de Energia Existente (A-1)	2011	10/12/2010	-	-
11º Leilão de Energia Nova (A-5)	2015	17/12/2010	34,8	67,31
10º Leilão de Ajuste	2011	17/02/2011	14,4	109,35
12º Leilão de Energia Nova (A-3)	2014	17/08/2011	8,1	102,07
11º Leilão de Ajuste	2011	30/09/2011	-	-
10º Leilão de Energia Existente (A-1)	2012	30/11/2011	-	-
13º Leilão de Energia Nova (A-5)	2016	20/12/2011	19,7	102,18
12º Leilão de Ajuste	2012	29/03/2012	-	-
13º Leilão de Ajuste	2012	14/06/2012	-	-
14º Leilão de Ajuste	2012	27/09/2012	-	-
14º Leilão de Energia Nova (A-3)	2015	cancelado	-	-
15º Leilão de Energia Nova (A-5)	2017	14/12/2012	6,8	92,25

Fonte: Resultado dos Leilões – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

Em 2012 houve o cancelamento, pela Aneel, do leilão de energia A-1 que deveria ter sido realizado até o final do ano. O referido leilão não é mencionado na relação acima por não ter-lhe sido atribuída numeração. A contratação da energia inicialmente prevista para este leilão foi em sua maior parte adquirida através de cotas estabelecidas na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7805/12 recentemente publicados. O restante será contratado nos leilões previstos, a partir do leilão A-0 definido pelo Ministério de Minas e Energia para junho de 2013.

### ***(iv) Contratos de construção não terminada***

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui contratos de construção não terminada.

### ***(v) Contratos de recebimentos futuros de financiamentos***

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

## **B. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

### ***Ativos e passivos regulatórios***

Em conformidade com a regulamentação emitida pela Aneel, a legislação em vigor até o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 e de acordo com as práticas contábeis anteriores à essa data adotadas no Brasil, a Sociedade reconhecia em seus ativos e passivos os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica que não estavam previstos nas tarifas do faturamento vigentes e que seriam incluídas no reajuste ou revisão tarifária seguintes. A contabilização desses ativos e passivos regulatórios deixou de ser refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia a partir da adoção do IFRS no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010.

Atualmente, não há suporte técnico na literatura internacional que permita a manutenção dos saldos de ativos e passivos regulatórios nas Demonstrações Financeiras. Este assunto está em estudo pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e a conclusão não foi divulgada até o final de 2012.

Para fins regulatórios e de repasse às tarifas, a Elektro continuará fazendo o controle desses ativos e passivos regulatórios.

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

<b>Arrendamento mercantil operacional</b>	
<b>(A)</b>	Os valores pagos futuramente a título de arrendamento mercantil operacional serão contabilizados como despesa operacional nos exercícios em que forem pagos, seguindo a legislação vigente.
<b>(B)</b>	Arrendamentos obtidos por meio de contratos de aluguel de equipamentos, veículos e outros.
<b>(C)</b>	Em 31 de dezembro de 2012, as despesas incorridas na locação de infraestrutura de pontos de atendimento (callcenter), imóveis, veículos, computadores, impressoras e equipamentos e serviços de informática somaram R\$ 14,1 milhões.

<b>Carteira de Recebíveis Baixada</b>	
<b>(A)</b>	O principal risco envolvido na Carteira de Recebíveis baixada é o do próprio não recebimento desses montantes, que já foi reconhecido no Resultado da Companhia através da constituição para PDD (Provisão para Devedores Duvidosos) e sua posterior baixa para incobráveis. Passivos de outras naturezas relacionados a processos judiciais envolvendo essa Carteira são tratados adequadamente dentro das Contingências Passivas da Companhia, comentadas no item 10.1.H deste documento como provisões para ações judiciais e detalhadas na Nota Explicativa sobre Provisões e Contingências Passivas das Demonstrações Financeiras da Companhia.
<b>(B)</b>	Carteira de recebíveis baixada para incobráveis, cujo critério segue a Instrução Normativa SRF nº 093/1997, art. 24.
<b>(C)</b>	Em 31 de dezembro de 2012, as cobranças efetuadas por empresa terceirizada somaram R\$ 65,2 milhões e as cobranças judiciais foram de R\$ 32,9 milhões.

<b>Contratos de Compra Futura de Energia</b>	
<b>(A)</b>	Os custos incorridos nos contratos de compra de energia são reconhecidos no Resultado da Companhia, na linha de custos operacionais.
<b>(B)</b>	Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela ANEEL, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação, e contratou suas necessidades de energia para 2012. A partir de 2013, há necessidade de contratação de energia, devido, principalmente, ao término da vigência dos contratos dos leilões de energia existente aliado ao cancelamento, pela Aneel, do leilão de energia que deveria ter sido realizado até o final de 2012 para contratação desta energia. Parte do volume necessário para atendimento do crescimento de mercado a partir de 2013 já foi adquirido nos leilões das usinas do Rio Madeira (Jirau e Santo Antônio) e de Belo Monte, sendo que o restante será recontratado em leilões específicos conforme previsto na legislação vigente, a partir do leilão A-0 previsto para junho de 2013, e através de quotas estabelecidas na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7805/12 recentemente publicados.
<b>(C)</b>	Em 2012, 76,1% do suprimento de energia para a Elektro (representando R\$ 1.237,6 milhões) foi realizado através de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado.

<b>Ativos e passivos regulatórios</b>	
<b>(A)</b>	Os efeitos econômicos e financeiros das variações nos custos “não gerenciáveis” incorridos na distribuição de energia elétrica são contabilizados em uma conta de Compensação dos Itens da Parcela A (CVA) para serem repassados próximo reajuste ou revisão tarifária. Contudo, a contabilização desses ativos e passivos regulatórios deixou de estar refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia a partir da adoção do IFRS no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010.
<b>(B)</b>	Como exemplo a elevação dos custos de energia comprada para revenda, em especial do último trimestre de 2012, relacionado principalmente ao cenário atual brasileiro de maior despacho de usinas térmicas (cujo custo da energia é mais elevado), consequência dos baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram os menores patamares desde 2001, além do início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

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

	<p>(CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, cujo impacto foi mais significativo para a Elektro comparativamente às demais Distribuidoras devido à sua quantidade de pontos de conexão com a rede de transmissão, o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado spot a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados.</p> <p>Essa elevação nos custos tem impacto imediato nas demonstrações de resultado da Companhia, por não haver previsão de manutenção nas demonstrações financeiras dos ativos e passivos regulatórios, embora impliquem apenas em um descasamento temporal entre este impacto e seu repasse à Receita da Companhia por meio do reajuste ou revisão tarifária seguinte. De qualquer forma, de acordo com o marco regulatório vigente, cabe à Administração suportar eventuais necessidades de capital de giro decorrentes dessas variações de “custos não gerenciáveis” entre os reajustes ou revisões tarifárias.</p>
<b>(C)</b>	Os efeitos de ativos e passivos regulatórios não impactam as Demonstrações Societárias da Companhia.