

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	4
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	38
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	47
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	49
10.5 - Políticas contábeis críticas	54
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	56
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	57
10.8 - Plano de Negócios	58
10.9 - Outros fatores com influência relevante	62

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 como exemplos os aumentos ou reduções das taxas de juros, mudança das políticas fiscais, controle de salários e preços, bloqueio ao acesso a contas bancárias, desvalorização cambial, controle de capital, limitação às importações, entre outras medidas.

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

Nesse sentido, a companhia não tem controle sobre quais medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro. Os negócios da Companhia, sua situação financeira, o resultado das operações e suas 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.

A elevação das taxas de inflação e as consequentes políticas anti-inflacionárias adotadas pelo Governo Federal podem 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, consequentemente, 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, além de levar a um maior nível de inadimplência, 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.

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

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

variação da taxa do Dólar, sendo essas variações no custo de energia 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.

Desde 2009 os países da União Europeia têm enfrentado uma crise da dívida, sendo que alguns desses países apresentam sérios problemas de recessão e desemprego. Este cenário de recessão pode atingir os países emergentes e afetá-los negativamente.

Em 2014 o Brasil foi marcado pelo rebaixamento pela Standard & Poor's da nota de crédito soberano de BBB para BBB-, com perspectiva estável, decisão justificada pela desaceleração econômica e dificuldades no aspecto fiscal. Outras dificuldades enfrentadas nesse ano foram a volatilidade do capital estrangeiro, devido às expectativas econômicas desfavoráveis e escândalos de corrupção no governo e Petrobrás. A ocorrência de um ou mais desses fatores pode causar um efeito adverso para a Elektro.

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.

Em 2014, a empresa utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, contratou linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400,0 milhões (US\$ 177,5 milhões) e com prazo de vencimento de 2 anos. Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado desta operação, a empresa contratou *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 médio final atrelado a 103,7% do CDI.

Em 2013 a Companhia captou empréstimo em moeda estrangeira com o Banco Europeu de Investimentos ("BEI") no montante de USD 128.898, com juros pré-fixados de 3,402%, prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Para esta operação foram contratadas duas operações de "Swap" com os bancos Santander e HSBC (sendo 50% do montante total da dívida para cada banco) com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, cujo objetivo é a proteção contra risco de variação nas taxas de câmbio. Por meio dos "Swaps" substituiu-se o custo em dólar da dívida, com juros pré-fixados, por um custo em reais atrelado à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI), resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final abaixo do CDI em 0,30 ponto percentual.

Os passivos financeiros são classificados como "Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado", empréstimos e financiamentos ou itens objeto de *hedge*. Os passivos financeiros da Companhia incluem fornecedores e supridores de energia elétrica, empréstimos e financiamentos, debêntures, valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros e outras contas a pagar.

Os itens objeto de *hedge* da Companhia são mensurados ao valor justo através do resultado e estão atrelados a derivativos designados como um instrumento de *hedge* efetivo.

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

Após o reconhecimento inicial pelo valor justo, líquido dos custos da transação, quando sujeitos a juros, os empréstimos e financiamentos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

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 2009, com a introdução dos novos pronunciamentos contábeis em IFRS, os ativos e passivos regulatórios, que representam os efeitos econômicos e financeiros das variações dos 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, não se enquadram à definição aceita pelo Pronunciamento Técnico CPC 00 - Estrutura Conceitual.

Desta forma, a Sociedade reverteu estes valores, impactando Resultado e o Patrimônio Líquido, de acordo com o período de competência. As Demonstrações Financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foram 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). A Sociedade preparou seu balanço de abertura com a transição iniciada em 1º de janeiro 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 até o ano de 2013 para todas as demonstrações subsequentes, essas contas de ativos e passivos regulatórios não foram registradas nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

Em 10 de dezembro de 2014 foi aprovado o Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia, o qual garante que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA e outros itens financeiros sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

A Orientação Técnica OCPC 08 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, normatizou o reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica, emitidos de acordo com as normas brasileiras e internacionais de contabilidade. Os impactos da aplicação desse pronunciamento nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014 foi o reconhecimento de valores a receber e a devolver em contrapartida da receita de vendas no montante líquido de R\$ 399.719.

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;

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

- 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 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 2014 nos termos da Instrução CVM 475:

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário Provável	Elevação do índice em 25%	Elevação do índice em 50%
Aplicações Financeiras	544.594	Variação CDI	67.911	84.889	101.866
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(83.601)	Variação CDI	(10.425)	(13.031)	(15.638)
Empréstimo ⁽¹⁾	(688.101)	Variação CDI	(85.843)	(107.304)	(128.765)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(227.694)	Variação CDI	(28.394)	(35.492)	(42.590)
	(454.802)		(56.751)	(70.938)	(85.127)
Ativo Indenizável ⁽²⁾	700.242	Variação IGP-M	40.474	50.592	60.711
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(224.990)	Variação IPCA	(13.746)	(17.183)	(20.619)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(116.835)	Variação IPCA	(7.180)	(8.975)	(10.770)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(386.005)	Variação IPCA	(23.699)	(29.624)	(35.549)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(7.804)	Variação TJLP	(22)	(28)	(33)
Financiamentos - BNDES	(322.107)	Variação TJLP	(16.318)	(20.398)	(24.477)
Redução (aumento)			(77.242)	(96.554)	(115.864)

⁽¹⁾ A operação foi originalmente contratada em dólares norte-americanos, porém a Companhia possui uma operação de *swap* conjunta com o objetivo de neutralizar o risco derivado da variação cambial. Desta forma, a operação passa a ser indexada apenas ao CDI, motivo pelo qual o mesmo é apresentado nesta análise.

⁽²⁾ 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 o cálculo de sensibilidade o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório e variação do IGP-M.

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

A Administração da Companhia considera como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses dos indicadores projetados abaixo as expectativas divulgadas 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, sendo: (i) variação dos índices projetados para 2014, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 26 de setembro de 2014: 11,16%, 5,65% e 6,33% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 5,00% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional, (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Os principais indexadores dos ativos e passivos financeiros apresentaram as seguintes variações acumuladas em 2014:

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	31/12/2014	31/12/2013
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	2,6562	2,3426
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	-13,39%	-14,64%
IGP-M	3,69%	5,53%
IPCA	6,41%	5,91%
TJLP	5,12%	5,00%
Selic	10,91%	8,22%
CDI	10,84%	8,17%

(1) Cotação no encerramento do período

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. Além disso, todas as ações de cobrança são pautadas por um modelo estatístico que avalia a propensão de um cliente ao não pagamento, permitindo adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil de cada cliente.

Em 31 de dezembro de 2014, o índice de inadimplência no encerramento do exercício foi de 4,0% (3,9% em 31 de dezembro de 2013). Este índice é calculado considerando o montante total de contas a receber dividido pelo faturamento bruto dos últimos 12 meses.

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

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

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.

A Companhia possui linhas de crédito *stand by* que podem ser sacadas em momentos de necessidade de caixa, tais linhas não possuem *commitment fee*.

Risco de Mercado – Compra de Energia

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 para a contratação de sua necessidade de energia para 2014. Ainda assim, após os eventos descritos abaixo, a Elektro apresenta uma insuficiência contratual anual de 9,3% em 2014, que decorre da combinação dos seguintes efeitos:

- (i) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2012 em virtude do cancelamento do Leilão A-1 previsto para 2012 e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13;
- (ii) rescisão contratual dos CCEARs provenientes dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL;
- (iii) falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período entre julho de 2013 a junho de 2014;
- (iv) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no Leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013;
- (v) atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão da obrigação contratual de suprimento dos CCEARs devido principalmente a liminares judiciais, mas também a determinações da ANEEL;

Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

A necessidade de contratação de energia decorrente da insuficiência contratual não suprida em 2013 e 2014, conforme motivos citados anteriormente, foi parcialmente atendida através dos seguintes mecanismos:

- (i) 13º Leilão de Energia Existente A-0, ocorrido em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed e início de suprimento a partir de maio de 2014;
- (ii) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 05 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015;
- (iii) Alocação de novas cotas de garantia física.

Para os próximos anos, parte do volume necessário para suprir o nosso mercado, já foi adquirido em leilões ocorridos em anos anteriores, assim como nos leilões realizados em 2014:

- (i) 19º Leilão de Energia Nova A-3, ocorrido em 6 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2017;
- (ii) 20º Leilão de Energia Nova A-5, ocorrido em 28 de novembro de 2014, com a aquisição de 119,98 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2019.

Assim, em 2014 o suprimento de energia para a Elektro foi realizado (i) 59,2% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 20,5% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 9,3% decorreram de compras no mercado spot, (iv) 2,1% provém de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa), (v) 8,9% provenientes de outras fontes, tais como Contratos de Cotas decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13 e de também por compra de energia de Geração Distribuída.

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

Para suprir parte do mercado de 2015, ocorreu em 15 de janeiro de 2015 o 18º Leilão de Ajuste com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 30 de junho de 2015.

O restante deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados a partir de 2015 conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis. Reafirma-se que independente do sucesso nestas contratações, a exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

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 108 subestações (SE), a automação do comando de 1.139 equipamentos em redes de distribuição utilizando comunicação com tecnologia GSM que dispensa o deslocamento de equipes para a execução das tarefas, bem como a implantação de 104 sistemas de auto restabelecimento 'Self Healings', que transferem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração. Esses sistemas beneficiam atualmente 75 municípios e 265.000 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 20 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização como a modernização de 458 disjuntores e a instalação de 2,2 mil km de redes compactas com cabos protegidos, 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, inadimplência, racionamento 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.

Para situações imprevistas de crises e/ou desastres que representam riscos à continuidade de seu serviço essencial, a Elektro possui, desde 2009, o Plano de Continuidade do Negócio (PCN), que consiste na definição de processos críticos para a companhia e ações planejadas para aplicação em situações imprevistas, de modo a facilitar o gerenciamento de crises e garantir a continuidade do negócio. O Plano de Continuidade do Negócio (PCN) é composto pelo Comitê de Crise, pelos Diretores e tendo como função a tomada de decisões ágeis que possam reduzir os efeitos da crise no negócio.

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.

Buscando a melhoria contínua, em 2013 foi criado o Comitê de Gestão de Riscos, sendo formado por uma equipe multidisciplinar com representantes de todas as Diretorias e Gerências Executivas da Elektro. O Comitê reúne-se mensalmente, e tem como objetivo assegurar e acompanhar a gestão integrada de riscos, avaliando os riscos estratégicos e operacionais da companhia (Regulatório, Negócio, Mercado, Crédito e Operacional), bem como as ações para minimizar a ocorrência de eventos que comprometam a realização dos objetivos da empresa.

Essa instância tem como principais atribuições acompanhar o resultado e a evolução dos indicadores de riscos estabelecidos na Política de Riscos da companhia, permitindo que a Administração da Elektro tome ações preventivas; mapear novos riscos, obtidos pelo GIRE, bem como definir e acompanhar constantemente os planos de ação mitigatórios e discutir eventuais alterações nos contextos dos riscos anteriormente identificados e que estão sendo tratados e acompanhados pela Elektro. Além disso, sempre que necessário, o Comitê pode deliberar a criação de grupos de trabalho específicos e focados para a tratativa e análise algum risco que esteja mais iminente. Como consequência dessas atribuições, a análise e atualização da matriz SWOT também é uma das contribuições do Comitê de Riscos Elektro.

Todos os riscos debatidos no Comitê de Riscos são consolidados na Matriz Integrada de Riscos Elektro (MIRE) que contempla além do descritivo dos riscos o impacto financeiro de curto e longo prazo, probabilidade de materialização e também risco de imagem.

Os resultados das reuniões deste Comitê bem como a MIRE são reportados mensalmente para o acionista controlador.

Anualmente, a Política de Riscos da Elektro é revisada e aprovada pelo Conselho de Administração tanto da Elektro como do Grupo Controlador.

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento da política de gerenciamento de risco, a Elektro conta com uma equipe de Auditoria Interna, 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. 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, definidos como *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, sendo evidenciado por Certificações Internas de Controles reportados semestralmente desde 2013, sem ressalvas que pudessem impactar a estrutura operacional e de controles internos e consequentemente as Demonstrações Financeiras da companhia.

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 implementada desde 2013.

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

A. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores entendem que a Companhia apresentou, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, 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 Companhia¹ foi de 1,62; 1,81 e 1,74 nos anos de 2014, 2013 e 2012 respectivamente, e o índice de liquidez corrente² de 1,94; 1,51 e 1,16 para os mesmos anos, indicando que a Companhia possui capital de giro que permite ter liquidez e recursos de capital suficientes para suportar as atividades relacionadas a seus negócios.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, a Elektro apresentava grau de alavancagem prudente (42,1%, 35,9% e 35,7%, respectivamente), com dívidas concentradas no longo prazo e custos de captação adequados, o que vem garantindo liquidez para a Companhia.

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 julho de 2014, é o melhor dentro da escala nacional de classificação de risco.

Eventos relacionados a situações não administráveis pela Companhia, em especial a elevação dos custos de energia comprada, devido ao maior despacho das usinas térmicas e à exposição ao mercado *spot* de compra de energia a preços PLD (Preços de Liquidação das Diferenças) elevados, são comentados nos itens subsequentes, assim como seus potenciais efeitos sobre a liquidez. Contudo, ressalta-se que, conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implica em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários, significando apenas um descasamento temporário entre o custo incorrido e seu repasse nas tarifas.

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.

2014

A Elektro encerrou o ano de 2014 com endividamento líquido de R\$ 1.617,2 milhões (40,5% maior que a posição encerrada em 31 de dezembro de 2013, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.151,0 milhões), resultado do endividamento total de R\$ 2.195,8 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 578,7³ milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 6% do total do endividamento. O aumento no endividamento líquido foi necessário, pois durante o ano de 2014, houve necessidade de recursos financeiros para saldar os gastos com a compra de energia a preços mais altos, bem como todos os demais compromissos financeiros da Companhia. Diante deste cenário, a Elektro manteve sua gestão de caixa prudente visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio, bem como a capacidade de honrar seus compromissos e manter o nível de investimentos.

Durante o ano de 2014, a empresa captou o total de R\$ 607,7 milhões, dos quais R\$ 207,7 para financiar seu programa de investimentos, sendo (i) R\$ 196,1 milhões por meio da nova linha de financiamento com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social) e R\$ 0,6 milhões através de linha de financiamento já existente, (ii) R\$ 7,7 milhões por meio da nova linha de financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e R\$ 3,3 milhões através de linha de financiamento já existente.

¹ (Ativo Circulante + Ativo Não Circulante)/(Passivo Circulante + Passivo Não Circulante)

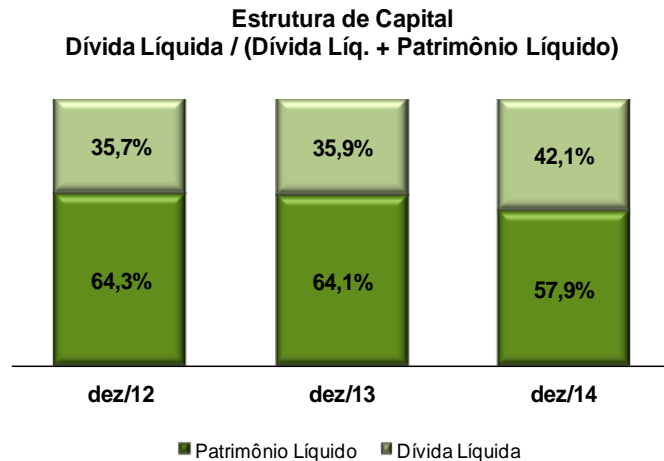
² Ativo Circulante/Passivo Circulante

³ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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

Entre os dias 10 e 17 de junho de 2014, a empresa utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, contratou linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400,0 milhões (US\$ 177,5 milhões) e com prazo de vencimento de 2 anos. Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado desta operação, a empresa contratou *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 médio final atrelado a 103,7% do CDI.

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



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.

2013

A Elektro encerrou o ano de 2013 com endividamento líquido de R\$ 1.151,0 milhões (7,3% maior que a posição encerrada em 31 de dezembro de 2012, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.073,0 milhões), resultado do endividamento total de R\$ 1.619,0 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 468,0⁴ milhões. A dívida de curto prazo correspondia a 8% do total do endividamento.

Durante o ano de 2013, a empresa captou R\$ 339,4 milhões para financiar seu programa de investimentos, sendo (i) R\$ 40,4 milhões por meio da linha de financiamento já existente com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social), (ii) R\$ 18,0 milhões por meio da linha financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e (iii) R\$ 281,0 milhões com o Banco Europeu de Investimentos (BEI), conforme detalhamento da operação descrito a seguir. Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos.

O BEI é a instituição financeira da União Europeia (UE), existente desde 1958, que tem por missão promover o desenvolvimento equilibrado e a coesão econômica e social dos seus estados-membros, financiando projetos de infra-estrutura nos estados-membros da UE como também em países vizinhos e países em desenvolvimento.

Em 31 de outubro de 2013, depois de cumpridas todas as condições precedentes previstas no contrato de financiamento assinado com o BEI, a Elektro recebeu a liberação do financiamento no montante de

⁴ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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

R\$ 281,0 milhões, com prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Na mesma data, foi contratada uma operação de *swap* com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, que tem como objetivo eliminar o risco de variação cambial da captação em moeda estrangeira vinculada a uma taxa de juros fixa em dólares norte-americanos, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI) com um custo final abaixo do CDI em 0,30 ponto percentual. O contrato tem por objetivo apoiar os investimentos de modernização e ampliação da rede de distribuição de energia da Elektro para os anos de 2012 e 2013.

2012

A Elektro encerrou o ano de 2012 com endividamento líquido de R\$ 1.073,0 milhões, 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 35,7%, garantindo situação de liquidez confortável para a 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: R\$ 65,6 milhões;
- (ii) Eletrobrás: R\$ 16,1 milhões, relacionados ao Programa Luz para Todos e;
- (iii) FINEP: 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 Elektro⁵ e para antecipação das necessidades de pagamento das dívidas vincendas em 2013.

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 nacional de crédito, mantida desde 1º de julho de 2010 e reafirmada em julho de 2014, possibilitando assim, sob o ponto de vista dos Diretores, fácil acesso e taxas mais atrativas nas contratações de operações financeiras da Companhia.

Covenants Financeiros

⁵ 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

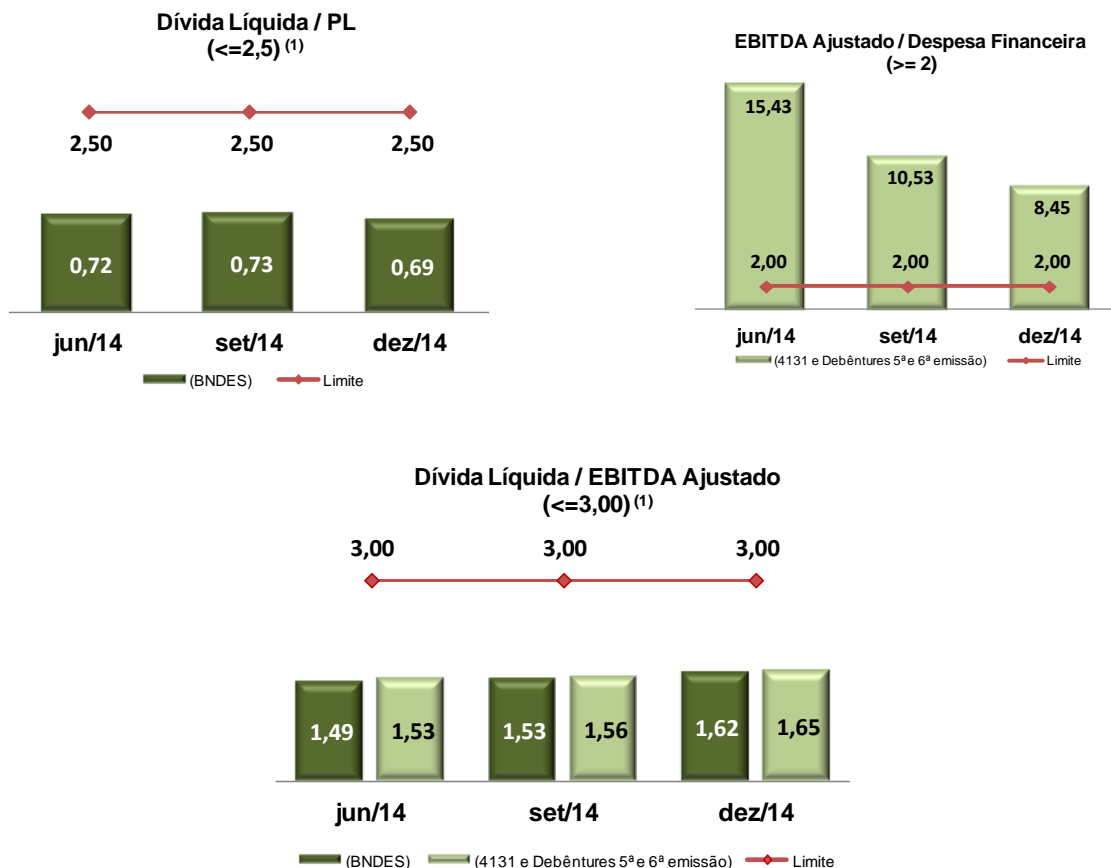
A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos contratos de financiamentos com o Citi, HSBC e Bank of Tokyo.

Em 10 de outubro de 2013 foi aprovada a alteração da definição de EBITDA, com a inclusão dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros (antes denominados como Ativos e Passivos Regulatórios), para os contratos firmados com o BNDES. Da mesma forma, em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo estes itens em sua composição. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia.

Em 10 de dezembro de 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu a assinatura do aditivo aos contratos de concessão das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, que permite o reconhecimento e a realização ou liquidação dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros na contabilidade societária. As alterações eliminam as incertezas quanto à capacidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo, refletindo a real situação econômica das companhias. Desta forma, o cálculo do EBITDA ajustado pelos valores acima mencionados não se faz mais necessário.

A referida alteração na forma de contabilização dos Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros é coerente do ponto de vista financeiro, pois reflete a real situação econômica da Companhia, conforme interpretado anteriormente pelos credores da Companhia.

A evolução dos *covenants* financeiros frente aos limites estabelecidos é demonstrada a seguir:



(1) BNDES. Para este contrato, a definição de EBITDA contempla a exclusão dos efeitos de outras Receitas/Despesas Operacionais, tais como ganhos/perdas com planos de pensão e lucro/prejuízo na alienação de imobilizado.

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

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

Para financiamento dos investimentos da Companhia em ampliação e modernização do sistema elétrico e em ativos para suporte às operações, as captações de recursos são feitas através de contratos de financiamento com agências de fomento (com destaque para BNDES e FINEP, adicionalmente, a partir de 2013, com o Banco Europeu de Investimentos). 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 e, em alguns casos, também utiliza agentes financeiros (financiamentos em moeda estrangeira por intermédio do instrumento de Lei número 4131, de 3 de setembro de 1962, com o HSBC, Citi e Bank of Tokyo em 2014).

Adicionalmente, a Companhia conta com linha de crédito de curto prazo (*stand by*) aprovada com as principais instituições financeiras do país no montante de R\$ 100 milhões, podendo recorrer a ela em eventuais necessidades de curto prazo. Em 2014, 2013 e 2012 não foram utilizadas linhas de crédito de curto prazo.

Em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, o endividamento total da Elektro era representado pelos seguintes valores:

31/12/2014	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Em préstimos com Terceiros				
Debêntures	65,3	972,5	1.037,8	47,3%
BNDES Finem / Finame	29,4	296,8	326,1	14,9%
Eletrobrás	13,9	58,1	72,1	3,3%
Finep	11,0	41,7	52,7	2,4%
BEI	4,9	280,8	285,7	13,0%
Moeda Estrangeira (4131)	2,4	400,0	402,4	18,3%
Arrendamento mercantil	3,9	15,1	19,0	0,9%
Total da Dívida	130,8	2.065,1	2.195,8	100,0%
Perfil da Dívida	6%	94%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽¹⁾			(578,7)	
Endividamento Líquido			1.617,2	

⁽¹⁾ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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

31/12/2013	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	63,9	968,3	1.032,2	63,8%
BNDES Finem / Finame	28,9	128,7	157,6	9,7%
Eletrobrás	13,9	72,1	86,0	5,3%
Finep	12,0	42,1	54,1	3,3%
BEI	4,0	273,3	277,3	17,1%
Arrendamento mercantil	2,0	9,8	11,8	0,7%
Total da Dívida	124,7	1.494,3	1.619,0	100,0%
Perfil da Dívida	8%	92%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos (1)			(468,0)	
Endividamento Líquido			1.151,0	

⁽¹⁾ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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 ⁽¹⁾	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 ⁽²⁾			(583,5)	
Endividamento Líquido			1.073,0	

⁽¹⁾ 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.

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

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

Em 2014 o setor de energia observou uma elevação significativa dos custos de energia, resultado do maior despacho das usinas térmicas, e da exposição involuntária ao mercado *spot* a PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados, devido a:

- (i) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2012 em virtude do cancelamento do Leilão A-1 previsto para 2012 e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13;
- (ii) rescisão contratual dos CCEARs provenientes dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL;
- (iii) falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período de julho de 2013 a junho de 2014;
- (iv) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no Leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013;

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

- (v) atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão da obrigação contratual de suprimento dos CCEARs devido principalmente a liminares judiciais, mas também a determinações da ANEEL;

Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

A necessidade de contratação de energia decorrente da insuficiência contratual não suprida em 2013 e 2014, conforme motivos citados anteriormente, foi parcialmente atendida através do 13º Leilão de Energia Existente A-0, ocorrido em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed e início de suprimento a partir de maio de 2014, que reduziu em 8,3% as necessidades de 2014.

Assim, o suprimento de energia para a Elektro foi realizado (i) 59,2% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 20,5% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 9,3% decorreram de compras no mercado *spot*, (iv) 2,1% provém de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa), (v) 8,9% provenientes de outras fontes, tais como Contratos de Cotas decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13 e de também por compra de energia de Geração Distribuída.

Para os próximos anos, parte do volume necessário para suprir o nosso mercado, já foi adquirido em leilões ocorridos em anos anteriores, assim como nos leilões realizados em 2014 e 2015:

- (i) 19º Leilão de Energia Nova A-3, ocorrido em 6 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2017;
- (ii) 20º Leilão de Energia Nova A-5, ocorrido em 28 de novembro de 2014, com a aquisição de 119,98 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2019;
- (iii) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 05 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015;
- (iv) Para suprir parte do mercado de 2015, ocorreu em 15 de janeiro de 2015 o 18º Leilão de Ajuste com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 30 de junho de 2015;
- (v) Alocação de novas cotas de garantia física a partir de 2015 devido ao fim da vigência dos contratos de geração principalmente a partir de julho de 2015.

O restante deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados a partir de 2015, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis.

Com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa enfrentados pelas distribuidoras de energia nesse período, o governo brasileiro emitiu, em 8 de março de 2013, o Decreto nº 7.945, que determinou o repasse de recursos da CDE para as distribuidoras, sendo que contabilização desses repasses em 2013 para a Elektro totalizou R\$ 467,0 milhões.

Frente ao cenário de aumento dos custos de energia e exposição involuntária das companhias ao mercado *spot* e dado que os repasses de CDE definidos por meio do Decreto 7.945/13 haviam sido definidos apenas para o ano de 2013, em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14 alterando o Decreto 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho Aneel nº 515/14, foi de R\$ 100,1 milhões.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição

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

involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade por disponibilidade, e normatizando o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução 612/14 e em 22 de abril de 2014 o Despacho 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Os custos cobertos por essa operação deveriam compreender o período fevereiro a dezembro de 2014. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento, no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões, que novamente foi insuficiente, cobrindo parcialmente os custos incorridos até outubro. A CCEE liquida esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas eram estabelecidas mensalmente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuíam nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

Assim, em dezembro de 2014, a Companhia havia recebido R\$ 963,2 milhões para a cobertura de custos. O valor recebido por competência é assim apresentado:

Competência	fev/14	mar/14	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	TOTAL
Despacho ANEEL	1.256/14	1.443/14	1.696/14	2.866/14	3.017/14	3.588/14	3.968/14	4.288/14	4.657/14	
Montante (R\$ milhões)	305,2	274,9	150,7	88,5	18,6	20,5	17,3	56,6	31,0	963,2

Desta forma, até 31 de dezembro de 2014 foi contabilizado na rubrica “Energia comprada para revenda”, como redutor de custos de energia, o montante de R\$ 1,06 bilhão, compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre o caixa da Companhia, uma vez que os Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros foram considerados no resultado a partir de 10 de dezembro.

Adicionalmente, em 30 de abril de 2014 ocorreu o 13º Leilão de Energia Existente A-0, no qual a Elektro adquiriu 212 MWmed, o que contribuiu para redução da sua exposição involuntária ao mercado *spot* para o ano de 2014. A Elektro e as demais distribuidoras contam com os leilões de energia promovidos pela CCEE como o principal mecanismo para a compra de energia sendo que, frustrações ocorridas neste mecanismo pela oferta insuficiente frente à demanda pleiteada, e então eventual exposição, são consideradas como involuntárias, o que não implicará em penalidades sendo respectivo custo repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

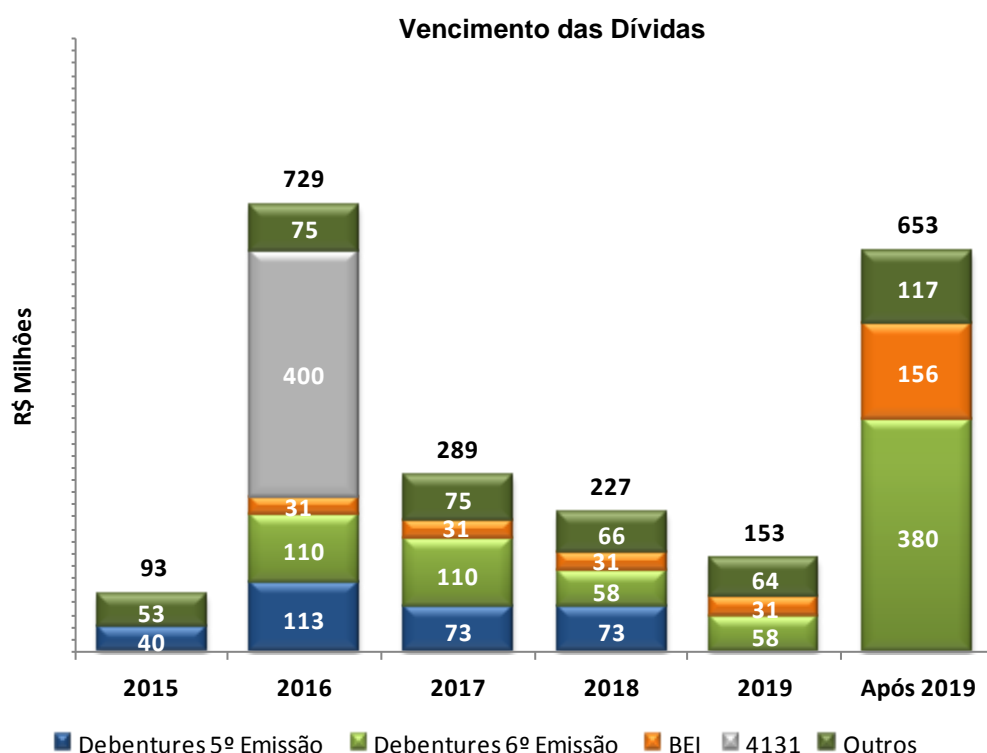
Na opinião dos diretores da Companhia, a pressão adicional sobre seu caixa devido a esses fatores relacionados ao custo de energia é uma situação administrável e temporária. A Companhia possui um caixa robusto e grau de liquidez adequado e, caso haja necessidade de captar recursos para esta finalidade, os diretores da Companhia entendem que a Elektro tem plena capacidade para fazê-lo, podendo acessar o mercado financeiro e de capitais em seus inúmeros 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 nacional de classificação de risco. A Companhia dispõe também de limites de conta garantida para eventuais necessidades de curto prazo.

F. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas

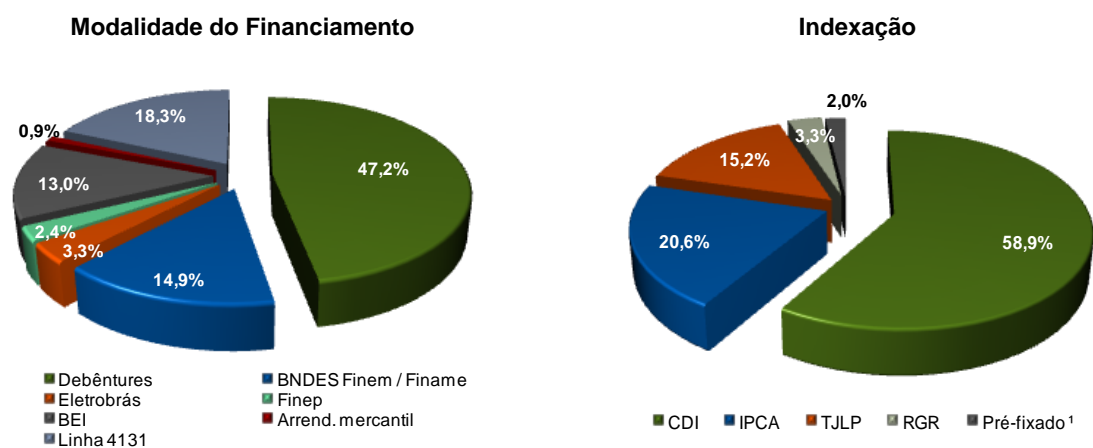
Conforme já apresentado no item 10.1.B, a Companhia vem registrando nível de alavancagem prudente, com uma relação de 42% de capital de terceiros para 58% de capital próprio, em 31 de dezembro de 2014. Este nível está entre os menores do setor.

O endividamento da Companhia apresenta um perfil de vencimento diversificado e conservador, uma vez que a dívida de longo prazo correspondia, em 31 de dezembro de 2014, a 94% do total do endividamento.

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



Em 31 de dezembro de 2014, o endividamento da Elektro apresentava as seguintes características:



¹ Consideram recursos da FINEP sem indexação.

As dívidas da Companhia estão detalhadas abaixo:

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

Saldo em 31 de dezembro de 2014:

Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Saldo em 31/12/2014
Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	2,19
Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,19
Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	7,18
Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,28
Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	16,86
Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,26
Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	15,95
Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	17,65
Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	11,17
Programa Luz Para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	0,33
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	20,98
FINEP - 3º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Nov/2020	5,00%	5,94
FINEP - 4º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Mar/2021	5,00%	17,99
FINEP - 5º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Jun/2022	TJLP + 0,50%	7,80
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ⁽³⁾	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2016	CDI + 0,98%	83,60
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ⁽⁴⁾	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	224,99
Debentures 6ª Emissão - 1ª Série ⁽⁵⁾	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2017	CDI + 0,74%	227,69
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁶⁾	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2019	IPCA + 5,10%	116,84
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁷⁾	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2022	IPCA + 5,50%	386,00
Banco Europeu de Investimento ^{(8) (9)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Out/2025	CDI - 0,30%	285,95
FINAME SE 2011	Subestação movel	Jan/2021	5,50%	125,52
BNDES Finem - Capex 2011-2012 ^{(1) (2)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	4,34
BNDES Finem - Capex 2013-2014 ^{(10) (11)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Dez/2023	3,5% e de TJLP a TJLP + 3,08%	196,59
Linha de 4131 - Citibank	Capital de Giro	Jun/2016	103% CDI	150,93
Linha de 4131 - HSBC	Capital de Giro	Jun/2016	104,9% CDI	151,17
Linha de 4131 - Banco de Tokyo	Capital de Giro	Jun/2016	103% CDI	100,35
Total dos Financiamentos				2.178,8

(1) Subcréditos A, B, C, D e E: TJLP+2,03%; Subcréditos F, G, H, I e J: TJLP+3,03%; Subcréditos K, L e M: TJLP+1,63%; Subcrédito N: TJLP
(2) Subcréditos A, B, E, F, G, J, K, L e N começaram em Junho de 2013. Subcréditos C, D, H, I, e N começam em janeiro de 2014.
(3) 33,33% em ago2014, 33,33% em ago2015 e 33,34% em ago2016
(4) 33,33% em ago2016, 33,33% em ago2017 e 33,34% em ago2018
(5) 50% em set2016 e 50% em set2017
(6) 50% em set2018 e 50% em set2019
(7) 33,33% em set2020, 33,33% em set2021 e 33,34% em set2022
(8) Variação Cambial + 3,4020%
(9) Três anos de carência. Pagamentos começam em out2016
(10) Operação direta BNDES: Subcréditos A e C: TJLP + 2,06%; Subcréditos B e D: TJLP + 3,06%; Subcrédito E: 3,5%; Subcrédito F: TJLP
(11) Operação indireta Banco do Brasil: Subcréditos A e C: TJLP + 2,08%; Subcréditos B e D: TJLP + 3,08%; Subcrédito E: 3,5%; Subcrédito F: TJLP

Saldo em 31 de dezembro de 2013:

Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Saldo em 31/12/2013
Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	3,4
Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,3
Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	9,5
Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,4
Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	20,4
Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,3
Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	18,6
Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	0,4
Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	20,2
Programa Luz Para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	12,6
FINEP - 1º Ciclo	Pesquisa e Desenvolvimento	Out/2014	TJLP + 0,94%	4,3
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	28,0
FINEP - 3º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Nov/2020	5,00%	3,8
FINEP - 4º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Mar/2021	5,00%	18,0
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ⁽³⁾	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2016	CDI + 0,98%	124,5
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ⁽⁴⁾	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	211,1
Debentures 6ª Emissão - 1ª Série ⁽⁵⁾	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2017	CDI + 0,74%	226,5
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁶⁾	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2019	IPCA + 5,10%	109,6
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁷⁾	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2022	IPCA + 5,50%	362,2
Banco Europeu de Investimento ^{(8) (9)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Out/2025	CDI - 0,30%	285,1
FINAME SE 2011	Subestação movel	Jan/2021	5,50%	5,1
BNDES Finem - Capex 2011-2012 ^{(1) (2)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	152,8
Total dos Financiamentos				1.617,0

(1) Subcréditos A, B, C, D e E: TJLP+2,03%; Subcréditos F, G, H, I e J: TJLP+3,03%; Subcréditos K, L e M: TJLP+1,63%; Subcrédito N: TJLP
(2) Subcréditos A, B, E, F, G, J, K, L e N começaram em Junho de 2013. Subcréditos C, D, H, I, e N começam em janeiro de 2014.
(3) 33,33% em ago2014, 33,33% em ago2015 e 33,34% em ago2016
(4) 33,33% em ago2016, 33,33% em ago2017 e 33,34% em ago2018
(5) 50% em set2016 e 50% em set2017
(6) 50% em set2018 e 50% em set2019
(7) 33,33% em set2020, 33,33% em set2021 e 33,34% em set2022
(8) Variação Cambial + 3,4020%
(9) Três anos de carência. Pagamentos começam em out2016

Saldo em 31 de dezembro de 2012:

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

Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros a.a.	R\$ Milhões
				Saldo em 31/12/2012
				Total
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	4,6
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,4
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	11,7
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,5
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	24,0
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,4
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	21,3
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	0,4
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	22,8
Eletrobrás - 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
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ^{(1) (6)}	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2016	CDI + 0,98%	123,6
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ^{(2) (6)}	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	199,4
Debentures 6ª Emissão - 1ª Série ^{(3) (6)}	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2017	CDI + 0,74%	225,0
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ^{(4) (6)}	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2019	IPCA + 5,10%	103,6
Debentures 6ª Emissão - 3ª Série ^{(5) (6)}	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2022	IPCA + 5,50%	342,3
Empréstimo 4131 ⁽⁷⁾	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
BNDES Finem - Capex 2011-2012	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	127,2
Total dos Financiamentos				R\$ 1.642,6⁽⁸⁾

(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

(ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

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

(iii) Subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação previsto em contrato entre as dívidas da Companhia para os anos de 2012, 2013 e 2014 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, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário em 31 de dezembro de 2014.**

- 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, caso:
 - 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.

Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição estes valores. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia.

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

Para mais detalhes, vide 2º aditamento da Escritura da 5ª Emissão de Debêntures cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX).

Em 10 de dezembro de 2014 foi aprovado o Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia. Esta aprovação garantiu que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA e outros itens financeiros (incluindo itens da Parcela B) sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. Com a emissão da Deliberação CVM 732 de 09 de dezembro de 2014 foi autorizado o reconhecimento dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica. Com isso, as variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica não cobertos pela tarifa vigente estão demonstradas como Valores a Receber ou a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros no Balanço Patrimonial e na Demonstração de Resultados. Com isso, elimina-se a necessidade do cálculo dos *covenants* com base no EBITDA Ajustado, conforme a aprovação em 28 de novembro de 2013 acima mencionada.

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 5ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: 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, 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 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Conforme já mencionado, a metodologia de cálculo do EBITDA foi alterada em 28 de novembro de 2013, em Assembleia Geral de Debenturistas, a fim de incluir em sua composição os Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros.

Para mais detalhes, vide 2º aditamento da Escritura da 6ª Emissão de Debêntures cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX).

Como mencionado acima, o ajuste nos cálculos do EBITDA, considerando os Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros em sua composição não se faz mais necessário, dada aprovação pela ANEEL do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão que autorizou o reconhecimento dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora,

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

ra e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.

3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 6ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos dos contratos **FINEM** celebrados 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 AJUSTADO menor ou igual a 3,0; e
 - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.

Em 10 de outubro de 2013 foi aprovada pelo BNDES a alteração da metodologia de cálculo deste *covenant* com a mudança na definição de EBITDA, que passou a se denominar EBITDA AJUSTADO em função da exclusão dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros e Outras Receitas Operacionais, tais como ganho com plano de pensão, lucro na alienação de imobilizado, dentre outros itens.

Como mencionado acima, o ajuste nos cálculos do EBITDA, considerando os Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros em sua composição não se faz mais necessário, dada aprovação pela ANEEL do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão que autorizou o reconhecimento dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica

2. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.
- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a ELETROBRÁS, a Companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. 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.
 2. Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.
 - Nos termos do contrato celebrado em 2013 com o Banco Europeu de Investimento (BEI), a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. Solicitar aprovação prévia para mudanças de controle ou alterações de estrutura societária, estando sujeita ao vencimento antecipado da dívida.
 2. Pré-pagar parcial ou totalmente a dívida caso haja o pagamento antecipado de outras dívidas contratadas pela Companhia, em algumas situações específicas previstas em contrato.

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

Abster-se de alienar ativos sem a prévia autorização do banco, exceto nos casos previstos em contrato, tal como caso a alienação não exceda 5% do valor total dos ativos, dentro do curso normal dos negócios da Companhia.

- Nos termos do contrato celebrado em 2014 com os bancos HSBC e Bank of Tokyo para financiamento em moeda estrangeira por meio do instrumento de Lei número 4131, de 3 de setembro de 1972, a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. Manter, ao final de cada trimestre, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA AJUSTADO menor ou igual a 3,0; e
 - EBITDA AJUSTADO/Despesas Financeiras Líquidas menor ou igual a 2,0.

Como mencionado acima, o ajuste nos cálculos do EBITDA, considerando os Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros em sua composição não se faz mais necessário, dada aprovação pela ANEEL do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão que autorizou o reconhecimento dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica

Obrigações de observância de Índices e Limites Financeiros, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário em 31 de dezembro de 2013

- 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, 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 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Ativos e Passivos Regulatórios e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios.

Para mais detalhes, vide 2º aditamento da Escritura da 5ª Emissão de Debêntures cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX).

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 5ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

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

- 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, 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 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Conforme já mencionado, a metodologia de cálculo do EBITDA foi alterada em 28 de novembro de 2013, em Assembleia Geral de Debenturistas, a fim de incluir em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios.

Para mais detalhes, vide 2º aditamento da Escritura da 6ª Emissão de Debêntures cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX).

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 6ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos dos contratos **FINEM** celebrados 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 AJUSTADO menor ou igual a 3,0; e
 - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.

Em 10 de outubro de 2013 foi aprovada pelo BNDES a alteração da metodologia de cálculo deste *covenant* com a mudança na definição de EBITDA, que passou a se denominar EBITDA AJUSTADO em função da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios e Outras Receitas Operacionais, tais como ganho com plano de pensão, lucro na alienação de imobilizado, dentre outros itens.

2. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.
- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a ELETROBRÁS, a Companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. 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.
 2. Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações,

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

no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.

- Nos termos do contrato celebrado em 2013 com o Banco Europeu de Investimento (BEI), a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. Solicitar aprovação prévia para mudanças de controle ou alterações de estrutura societária, estando sujeita ao vencimento antecipado da dívida.
 2. Pré-pagar parcial ou totalmente a dívida caso haja o pagamento antecipado de outras dívidas contratadas pela Companhia, em algumas situações específicas previstas em contrato.
 3. Abster-se de alienar ativos sem a prévia autorização do banco, exceto nos casos previstos em contrato, tal como caso a alienação não exceda 5% do valor total dos ativos, dentro do curso normal dos negócios da Companhia.

Obrigação de observância de Índices e Limites Financeiros, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário 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, 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 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Para mais detalhes, vide cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX) da escritura da emissão.
 2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expreso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
 3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 5ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: 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, 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 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Para mais detalhes, vide cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX) da escritura da emissão.

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

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expreso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 6ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- 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.
 2. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.
- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a ELETROBRÁS, a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. 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.
 2. Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento

G. Limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia dispunha, em 31 de dezembro de 2014, de 7 contratos de financiamento com valores a sacar a partir de janeiro de 2015, totalizando R\$ 74,7 milhões já contratados disponíveis para utilização.

Abaixo seguem as tabelas dos financiamentos contratados com valores a sacar no ano subsequente para os últimos três exercícios sociais:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2014**

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/14	Valor a sacar a partir de Jan/2015
BNDES FINEM 2011-2012	188,479	167,421	-
BNDES FINEM 2013-2014	348,392	196,070	67,100
Eletrobrás - Luz para Todos MS - 5ª fase	0,757	-	0,000
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	15,759	14,183	1,576
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 7ª fase	8,769	-	0,000
FINEP 4º Ciclo	22,185	17,954	4,230
FINEP 5º Ciclo	14,627	7,753	1,755
Total Financiamentos	598,968	403,381	74,662

Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2013

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/13	Valor a sacar a partir de Jan/2014
BNDES FINEM 2011-2012	188.479	166.845	913
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	15.759	14.183	1.576
FINEP 3º Ciclo	7.733	3.808	2.118
FINEP 4º Ciclo	22.185	17.954	4.230
BNDES FINEM 2013-2014	348.392	-	348.392
Total Financiamentos	863.597	483.840	357.229

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 - Capex 2011-2012	188.479	126.435	58.003
FINEP - 3º Ciclo	7.733	3.808	3.435
Luz para Todos SP6	21.624	16.332	5.292
Total Financiamentos	217.836	146.575	66.730

H. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras***Comparação entre os saldos dos balanços encerrados em 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012***

A Administração apresenta o Balanço Patrimonial de 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre os itens mais relevantes:

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

Ativo	2014		2013		2012		Variação 2014 x 2013		Variação 2013 x 2012	
	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Circulante	2.044.225	35,2%	1.223.769	26,6%	1.350.138	29,6%	820.456	67,0%	(126.369)	-9,4%
Caixa e equivalentes de caixa	578.648	10,0%	467.630	10,2%	583.148	12,8%	111.018	23,7%	(115.518)	-19,8%
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	740.544	12,8%	633.760	13,8%	630.692	13,8%	106.784	16,8%	3.068	0,5%
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	503.016	8,7%	-	0,0%	-	0,0%	503.016	0,0%	-	0,0%
Tributos a compensar	40.579	0,7%	47.552	1,0%	68.975	1,5%	(6.973)	-14,7%	(21.423)	-31,1%
Caução de fundos e depósitos vinculados	7.776	0,1%	8.782	0,2%	27.885	0,6%	(1.006)	-11,5%	(19.103)	-68,5%
Outros créditos	173.662	3,0%	66.045	1,4%	39.438	0,9%	107.617	162,9%	26.607	67,5%
Não circulante	3.757.767	64,8%	3.377.611	73,4%	3.208.580	70,4%	380.156	11,3%	169.031	5,3%
Parcelamentos de débitos e supridores	28.024	0,5%	32.251	0,7%	37.233	0,8%	(4.227)	-13,1%	(4.982)	-13,4%
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	284.019	4,9%	-	0,0%	-	0,0%	284.019	0,0%	-	0,0%
Tributos a compensar	80.770	1,4%	62.936	1,4%	43.275	0,9%	17.834	28,3%	19.661	45,4%
Caução de fundos e depósitos vinculados	10.471	0,2%	12.595	0,3%	11.650	0,3%	(2.124)	-16,9%	945	8,1%
Depósitos judiciais	102.081	1,8%	88.642	1,9%	76.065	1,7%	13.439	15,2%	12.577	16,5%
Tributos diferidos	764.915	13,2%	828.465	18,0%	856.024	18,8%	(63.550)	-7,7%	(27.559)	-3,2%
Outros créditos	42.159	0,7%	42.566	0,9%	41.955	0,9%	(407)	-1,0%	611	1,5%
Ativo indenizável (concessão)	700.242	12,1%	590.951	12,8%	457.896	10,0%	109.291	18,5%	133.055	29,1%
Imobilizado	17.939	0,3%	11.179	0,2%	15.632	0,3%	6.760	60,5%	(4.453)	-28,5%
Ativo intangível	1.727.147	29,8%	1.708.026	37,1%	1.668.850	36,6%	19.121	1,1%	39.176	2,3%
Total do Ativo	5.801.992	100,0%	4.601.380	100,0%	4.558.718	100,0%	1.200.612	78,3%	42.662	-4,1%

Caixa e equivalente de caixa

Em 2014 observou-se um aumento da ordem de 24% no saldo de caixa e equivalentes de caixa em relação a 2013. Esse movimento decorre principalmente: (i) da captação de novos empréstimos 4131, BNDES-FINEM e FINEP no valor total de R\$ 607,7 milhões, maior recebimento de subsídios tarifários e baixa renda e juros sobre aplicação financeira, parcialmente compensado pelo pagamento de dividendos de 2013, dividendos intermediários e JCP de 2014 no valor total de R\$ 255,6MM, pela amortização de principal e juros de debêntures e empréstimos e maior exposição de caixa para custos de energia não cobertos pela conta ACR e CDE.

A redução da ordem de 20% no saldo de caixa e equivalentes de caixa de 2013 em relação a 2012. Esse movimento decorre principalmente: (i) da alta dos custos de energia ao longo do ano e (ii) menor montante de captações de empréstimos e debêntures em 2013, comparativamente a 2012, e maior amortização de empréstimos e financiamentos, devido à 6ª emissão de debêntures ocorrida em 2012 no valor de R\$ 650 milhões e cujos recursos foram utilizados para a liquidação da 4ª emissão, em setembro de 2012, no montante de R\$ 300 milhões e liquidação do empréstimo em moeda estrangeira (linha 4131) no montante de R\$ 360 milhões, o que só ocorreu em abril de 2013, no seu vencimento. Esses fatores foram parcialmente compensados pelos (iii) repasses de CDE para minimizar os impactos dos custos de energia e (iv) menores dividendos e juros sobre capital próprio pagos.

Tributos a compensar

Em 2014 houve redução no curto prazo nos tributos a compensar devido a utilização de crédito de ICMS sobre subvenção demais classes, parcialmente compensado pelo aumento das antecipações de IR e CS devido ao maior resultado no ano de 2014. O aumento no longo prazo deve-se à constituição de créditos de ICMS sobre ativo imobilizado. Comparando-se o saldo de 2013 com o observado em 2012, observa-se redução no curto prazo nos tributos a compensar devido à compensação de saldo de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS) no exercício. O aumento no longo prazo deve-se à constituição de créditos de ICMS sobre ativo imobilizado.

Caução de Fundos

O saldo no período de 2014 comparativamente a 2013 no curto prazo e longo prazo não apresentaram variações significativas. A redução no saldo de 2013 comparativamente a 2012 foi motivada pela alteração na forma de cálculo pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das garantias para compra de energia, conforme Resolução Normativa nº 531/2012. Anteriormente levava-se em consideração o resultado da contabilização do mês anterior, do mês atual dos 4 meses seguintes. Atualmente, é considerada a posição contratual no mês, acrescido de 5% de margem de segurança.

Depósitos Judiciais

O aumento do saldo em 2014 quando comparado a 2013 deve-se a ingresso de novos depósitos judiciais (R\$ 13,4 milhões), atualização monetária de todos os depósitos existentes (R\$ 1,8 milhões) parcialmente compensado por liberações (R\$ 1,8 milhões). A variação entre 2013 e 2012 deve-se a novos depósitos judiciais (R\$ 10,7 milhões) e atualização monetária de todos os depósitos existentes (R\$ 3,7 milhões).

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

Tributos diferidos

A redução desse grupo no período corrente, quando comparado a 2013, decorre principalmente da amortização do benefício fiscal do ágio incorporado da Iberdrola e Terraço e IR/CS diferido sobre ajuste dos CPC's⁶. A redução no saldo dos tributos diferidos entre 2013 e 2012 decorre dos mesmos efeitos ocorridos entre 2014 e 2013.

Ativo Indenizável (Concessão)

O ativo indenizável cresceu 18,5% em 2014 comparativamente a 2013 devido principalmente à bifurcação das adições dos investimentos (R\$ 95,4 milhões), marcação a mercado do ativo financeiro pelo IGP-M (R\$ 11,7 milhões) e adições (+R\$ 2,2 milhões). Em 2013 na comparação com 2012 verifica-se um crescimento de 29,1%, devido principalmente à bifurcação das adições dos investimentos (R\$ 115,5 milhões) e marcação a mercado do ativo financeiro pelo IGP-M (R\$ 18,8 milhões).

Ativo Intangível

A variação positiva no saldo do ativo intangível em 2014 em relação a 2013 foi motivada pelas adições (+R\$ 293 milhões), parcialmente compensadas pelas amortizações (-R\$ 148,8 milhões), bifurcação dos investimentos (-R\$ 95,4 milhões) e pelas baixas de ativos (-R\$ 29,7 milhões). O crescimento entre 2013 e 2012 foi motivada pelas adições (+R\$ 314 milhões), parcialmente compensadas pelas amortizações (-R\$ 142,6 milhões), bifurcação dos investimentos (-R\$ 115,5 milhões) e pelas baixas de ativos (-R\$ 16,7 milhões).

	2014		2013		2012		Variação 2014 x 2013		Variação 2013 x 2012	
	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Passivo e Patrimônio Líquido										
Circulante	1.049.027	18,1%	808.162	17,6%	1.160.377	25,5%	240.865	29,8%	109.372	-30,4%
Fornecedores e supridores de energia elétrica	488.071	8,4%	468.013	10,2%	425.090	9,3%	20.058	4,3%	42.923	10,1%
Empréstimos e financiamentos	65.459	1,1%	60.871	1,3%	407.677	8,9%	4.588	7,5%	(346.806)	-85,1%
Debêntures	65.294	1,1%	63.933	1,4%	20.396	0,4%	1.361	2,1%	43.537	213,5%
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	171.745	3,0%	-	0,0%	-	0,0%	171.745	0,0%	-	0,0%
Tributos a recolher	124.072	2,1%	116.386	2,5%	103.296	2,3%	7.686	6,6%	13.090	12,7%
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	54.330	0,9%	46.913	1,0%	46.523	1,0%	7.417	15,8%	390	0,8%
Obrigações P&D e eficiência energética	26.352	0,5%	8.850	0,2%	11.701	0,3%	17.502	197,8%	(2.851)	-24,4%
Outros passivos	53.704	0,9%	43.196	0,9%	145.694	3,2%	10.508	24,3%	(102.498)	-70,4%
Não circulante	2.529.346	43,6%	1.740.463	37,8%	1.461.969	32,1%	788.883	45,3%	389.082	19,0%
Empréstimos e financiamentos	1.092.596	18,8%	525.892	11,4%	256.913	5,6%	566.704	107,8%	268.979	104,7%
Debêntures	972.502	16,8%	968.276	21,0%	971.464	21,3%	4.226	0,4%	(3.188)	-0,3%
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	215.571	3,7%	-	0,0%	-	0,0%	215.571	0,0%	-	0,0%
Obrigações P&D e eficiência energética	15.346	0,3%	29.998	0,7%	27.042	0,6%	(14.652)	-48,8%	2.956	10,9%
Plano especial de aposentadoria	-	0,0%	-	0,0%	8.719	0,2%	-	0,0%	(8.719)	-100,0%
Provisão para ações judiciais e regulatórias	219.088	3,8%	202.733	4,4%	186.674	4,1%	16.355	8,1%	16.059	8,6%
Outros passivos	14.243	0,2%	13.564	0,3%	11.157	0,2%	679	5,0%	2.407	21,6%
Patrimônio líquido	2.223.619	38,3%	2.052.755	44,6%	1.936.372	42,5%	170.864	8,3%	684.111	6,0%
Capital social	952.492	20,7%	952.492	20,7%	952.492	20,7%	-	0,0%	-	0,0%
Reservas de capital	765.882	16,6%	765.882	16,6%	765.882	16,6%	-	0,0%	-	0,0%
Pagamentos baseados em ações	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Reservas de lucros	171.422	3,7%	171.422	3,7%	171.422	3,8%	-	0,0%	0	0,0%
Outros resultados abrangentes	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Dividendos adicionais propostos	333.823	7,3%	162.959	3,5%	46.576	1,0%	170.864	104,9%	116.383	249,9%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	5.801.992	100,0%	4.601.380	100,0%	4.558.718	100,0%	1.200.612	26,1%	1.182.565	0,9%

Fornecedores e Supridores de Energia Elétrica

Em 2014 o aumento no saldo de fornecedores, quando confrontado com 2013, decorre, principalmente, do maior despacho de usinas térmicas e maior volume de compras de energia no mercado spot a preços elevados do PLD. A conta de fornecedores e supridores de energia elétrica apresentou um aumento de 4,3%, passando de R\$ 468 milhões em 31 de dezembro de 2013 para R\$ 488 milhões em 31 de dezembro de 2014.

Em 2013 o aumento no saldo de fornecedores, quando confrontado com mesmo período de 2012, decorre, principalmente, do maior despacho de usinas térmicas e maior volume de compras de energia no mercado *spot* a preços elevados do PLD. Esse movimento é uma continuidade do observado em 2012 comparativamente a 2011, quando a conta de fornecedores e supridores de energia elétrica apresentou um aumento de 38,2%, passando de R\$ 307,5 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$ 425,1 milhões em 31 de dezembro de 2012. Naquela ocasião a variação foi motivada, principalmente, pelo aumento de compra de energia proveniente de fontes termelétricas, que apresentam tarifas mais elevadas, em razão do cenário de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

⁶ Plano de Pensão, Leasing, Reversão dos Ativos e Passivos Regulatórios, Marcação a Mercado *Swap*, Reversão Fiscal Diferimento e Contrato de Concessão – Marcação a Mercado.

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

Empréstimos e financiamentos

O aumento no saldo do longo prazo em 2014 comparativamente a 2013 deve-se principalmente pela liberação de empréstimos no valor total de R\$ 607,4 milhões (linha 4131, BNDES-FINEM e FINEP). Comparando-se o ano de 2013 contra 2012, a conta de empréstimos e financiamentos em curto prazo reduziu R\$ 346,8 milhões devido liquidação do empréstimo em moeda estrangeira (linha 4131), o aumento no longo prazo refere-se a liberações do 4º ciclo do FINEP e BNDES – FINEM e da liberação do financiamento contratado com o Banco Europeu de Investimentos (BEI).

Segue abaixo a composição da conta Empréstimos e Financiamentos em 2014 e 2013:

	31/12/2014	31/12/2013	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	469.954	309.414			
BNDES					
Finame SE 2011	4.341	5.054	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão Fideiúcia de Direitos Creditórios
Finem CAPEX 2011/2012	125.519	152.805	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	
Finem 2013/2014	196.588	-	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	
Custos com emissão - BNDES	(300)	(246)			
Eletrobrás					
Eletrobrás - Luz para Todos ⁽¹⁾	72.087	86.030	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Finep - 1º Ciclo	-	4.312	TJLP + 0,94% a.a.	Início: 15/10/2010 até 15/10/2014	
Finep - 2º Ciclo	20.980	27.974	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	Carta de Fiança
Finep - 3º Ciclo	5.939	3.816	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finep - 4º Ciclo	17.993	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finep - 5º Ciclo	7.804	-	TJLP + 0,5% a.a.	Início: 15/10/2016 até 15/10/2022	
Arrendamento mercantil	19.003	11.676	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	
Moeda Estrangeira	688.101	277.349			
Banco Europeu de Investimento	344.320	282.762	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
Swap Empréstimo BEI	(58.373)	(5.205)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Bank Of Tokyo	118.243	-	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	17/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Bank of Tokyo	(17.892)	-	103,0% do CDI a.a.	17/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Citi	174.942	-	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	09/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Citi	(23.768)	-	103,0% do CDI a.a.	09/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário 4131 HSBC	178.496	-	Libor 3mL + 0,8500% ⁽⁴⁾	15/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 HSBC	(27.568)	-	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(299)	(208)			
Total	1.158.055	586.763			
Circulante	65.459	60.871			
Não circulante	1.092.596	525.892			

⁽¹⁾ O projeto Luz para Todos está relacionado a dez contratos de financiamento.

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

⁽³⁾ Os prazos de amortização do arrendamento mercantil estão considerados no parágrafo abaixo.

⁽⁴⁾ Taxa Libor de 3 meses

Debêntures

O saldo no período de 2014 comparativamente a 2013 no curto prazo e longo prazo não apresetaram variações significativas. No ano de 2013 comparativamente a 2012 a conta de debêntures no curto prazo apresentou aumento decorrente da apropriação dos encargos e transferência do longo para curto prazo, parcialmente compensado pelo pagamento de juros das debêntures da 5ª e 6ª emissão. A redução no longo prazo refere-se à transferência para curto prazo, parcialmente compensada pela contabilização da variação monetária.

Provisão para ações judiciais e regulatórias, líquidas

Em 2014 os principais ingressos que influenciaram o aumento nas contingências prováveis estão relacionados a (i) provisão cível referente ao uso da faixa de domínio de rodovias – DER (R\$ 5,4 milhões) e (ii) provisões de autos de infração regulatórios, em sede de contencioso administrativo (R\$ 3,9 milhões). As liquidações ocorridas no período estão relacionadas a diversos processos cíveis, trabalhistas, regulatórios e de desapropriação e servidão pulverizados totalizando R\$ 8,5 milhões.

Entre 2013 e 2012 as provisões relacionadas a ações judiciais tiveram aumento de 9%, passando de R\$ 186,7 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$ 202,7 milhões em 31 de dezembro de 2013. Os principais ingressos que influenciaram o aumento nas contingências prováveis estão relacionadas a i) provisão cível referente ao uso da faixa de domínio de rodovias – DER (R\$ 6,7 milhões), (ii) provisões e auto de infração regulatórios, , em sede de contencioso administrativo (R\$ 4,8 milhões). As liquidações

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

ocorridas no período estão relacionadas a diversos processos cíveis, trabalhistas, regulatórios e de desapropriação e servidão pulverizados totalizando R\$ 9,6 milhões.

Outros passivos

Em 2014 o saldo de outros passivos no Ativo Circulante aumentou em 24,3% decorrente do aumento da COSIP que esta relacionado com o aumento de 11 prefeituras na base de cálculo quando comparado com 2013, o Não Circulante não apresenta movimentações significativas. Entre 2013 e 2012 o total de outros passivos no Ativo Circulante e Não Circulante possuem resultado quase linear.

Principais Variações nas Contas de Resultado

	2014		2013		2012		Variação 2014 x 2013		Variação 2013 x 2012	
	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Receitas operacionais líquidas	4.762.815	-100,0%	3.549.334	-100,0%	3.569.543	-100,0%	1.213.481	34,2%	(20.209)	-0,6%
Custo do serviço de energia elétrica e operação	(3.558.953)	-74,7%	(2.585.347)	-72,8%	(2.559.731)	-71,7%	(973.606)	37,7%	(25.616)	1,0%
Energia comprada para revenda	(3.012.488)	-63,3%	(2.077.278)	-58,5%	(2.078.594)	-58,2%	(935.210)	45,0%	1.316	-0,1%
Gastos com pessoal	(221.486)	-4,7%	(213.822)	-6,0%	(204.639)	-5,7%	(7.664)	3,6%	(9.183)	4,5%
Gastos com materiais	(35.534)	-0,7%	(34.635)	-1,0%	(32.163)	-0,9%	(899)	2,6%	(2.472)	7,7%
Gastos com serviços de terceiros	(72.445)	-1,5%	(72.168)	-2,0%	(69.982)	-2,0%	(277)	0,4%	(2.186)	3,1%
Depreciação	(3.083)	-0,1%	(4.453)	-0,1%	(5.670)	-0,2%	1.370	-30,8%	1.217	-21,5%
Amortização de ativo intangível	(148.751)	-3,1%	(142.589)	-4,0%	(134.290)	-3,8%	(6.162)	4,3%	(8.299)	6,2%
Outras despesas operacionais líquidas	(65.166)	-1,4%	(40.402)	-1,1%	(34.393)	-1,0%	(24.764)	61,3%	(6.009)	17,5%
Custo de construção	(295.195)	-6,2%	(313.272)	-8,8%	(286.918)	-8,0%	18.077	-5,8%	(26.354)	9,2%
Lucro operacional bruto	908.667		650.715		722.894		257.952	39,6%	(72.179)	-10,0%
Despesas operacionais	(158.521)	-3,3%	(150.645)	-4,2%	(195.759)	-5,5%	(7.876)	5,2%	45.114	-23,0%
Despesas com vendas	(16.522)	-0,3%	(15.504)	-0,4%	(16.234)	-0,5%	(1.018)	6,6%	730	-4,5%
Despesas gerais e administrativas	(73.572)	-1,5%	(60.539)	-1,7%	(58.887)	-1,6%	(13.033)	21,5%	(1.652)	2,8%
Outras despesas operacionais líquidas	(68.427)	-1,4%	(74.602)	-2,1%	(120.638)	-3,4%	6.175	-8,3%	46.036	-38,2%
Resultado do serviço	750.146	15,8%	500.070	14,1%	527.135	14,8%	250.076	50,0%	(27.065)	-5,1%
Resultado financeiro	(114.220)		(50.214)		(55.211)		(64.006)	127,5%	4.997	-9,1%
Receitas financeiras	123.238	2,6%	101.805	2,9%	89.877	2,5%	21.433	21,1%	11.928	13,3%
Despesas financeiras	(188.116)	-3,9%	(116.256)	-3,3%	(139.242)	-3,9%	(71.860)	61,8%	22.986	-16,5%
Variação monetária e cambial líquida	(49.342)	-1,0%	(35.763)	-1,0%	(5.846)	-0,2%	(13.579)	38,0%	(29.917)	511,8%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	635.926		449.856		471.924		186.070		(22.068)	
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(196.896)	-4,1%	(126.162)	-3,6%	(134.410)	-3,8%	(70.734)	56,1%	8.248	-6,1%
Imposto de renda	(98.201)	-2,1%	(76.129)	-2,1%	(80.212)	-2,2%	(22.072)	29,0%	4.083	-5,1%
Imposto de renda diferido	(46.126)	-1,0%	(16.238)	-0,5%	(18.298)	-0,5%	(29.888)	184,1%	2.060	-11,3%
Contribuição social	(35.963)	-0,8%	(27.950)	-0,8%	(29.313)	-0,8%	(8.013)	28,7%	1.363	-4,6%
Contribuição social diferida	(16.606)	-0,3%	(5.845)	-0,2%	(6.587)	-0,2%	(10.761)	184,1%	742	-11,3%
Lucro líquido do Exercício	439.030	9,2%	323.694	9,1%	337.514	9,5%	115.336	35,6%	(13.820)	-4,1%

Receitas operacionais líquidas

As Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 4.763 milhões em 2014, registrando aumento de 34,2% em relação a 2013 (R\$ 3.549 milhões). A variação observada deve-se principalmente à:

- Reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;
- Registro contábil dos Ativos e Passivos Regulatórios a partir de 10 de dezembro de 2014, que passaram a ser demonstrados nas receitas da Companhia como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, ampliando em R\$ 399,7 milhões as Receitas Operacionais;
- Crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 3,9%, em especial no consumo das classes residencial e comercial;
- Incremento de R\$ 234,6 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 150,2 milhões; (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário no valor de R\$ 73,3 milhões e (c) na remuneração do ativo financeiro no montante de R\$ 13,6 milhões; e
- Parcialmente compensados pela menor receita de uso do sistema de distribuição, com redução de R\$ 15,9 milhões.

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

Em 2013, as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3.549 milhões, registrando retração de 0,6% em relação a 2012 (R\$ 3.570 milhões). As variações observadas devem-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) revisão tarifária extraordinária ocorrida em 24 de janeiro de 2013 em decorrência da Lei 12.783/13, que desonerou da tarifa a maior parte dos encargos setoriais e que implicou, para a Elektro, numa redução média nas tarifas de 20,34%, sem impacto na margem operacional, pois houve também redução nas deduções à Receita referentes aos encargos setoriais (extinção da CCC, RGR e redução da CDE em 75%) na mesma proporção, bem como dos preços e tarifas de transmissão e energia comprada. Adicionalmente, a queda na Receita implicou em redução de todos os tributos incidentes sobre a mesma. Principalmente por esses motivos, observa-se uma queda na Receita Líquida menor do que na Receita Bruta;
- (iii) baixo crescimento da classe industrial, resultado do tímido desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- (iv) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (v) crescimento de mercado de 3,6%, em especial das classes de consumo residencial e comercial;
- (vi) incremento de R\$ 26,4 milhões na Receita de Construção⁷, resultado do maior volume de investimentos.

Energia comprada para revenda

O Custo da Energia Comprada para Revenda registrou incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados. De forma a reduzir estes impactos, foram repassados via CDE o montante de R\$ 100,1 milhões, referente à competência de janeiro de 2014 e, adicionalmente, R\$ 963,2 milhões cobrindo parcialmente os custos das competências de fevereiro a outubro do mesmo ano por meio da Conta no ACR. Com isso, o total contabilizado como redutor de custos de energia comprada em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 1,06 bilhão.

Em 2013 o Custo da Energia Comprada para Revenda apresentou retração de 0,1%, devido aos repasses de recursos da CDE, definidos por meio do Decreto 7.945/13, que totalizaram para Elektro R\$ 467,0 milhões e foram registrados no Resultado como redutores do Custo de Energia Comprada. Se comparado o custo de energia em 2013 com o custo registrado em 2012, o aumento seria da ordem de 22,4%.

Depreciação e Amortização

A evolução na depreciação e amortização no ano de 2014 quando comparado com 2013 e de 2013 quando comparado a 2012 refere-se ao aumento dos investimentos realizados. Na comparação do ano de 2012 com o ano de 2011 verifica-se que 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.

⁷ 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

Outras Despesas Operacionais líquidas

O aumento em 2014 deve-se, principalmente, ao reajuste salarial de 7% ocorrido em julho de 2014 e aumento da despesa com PLR dos gestores e especialistas, os quais estão vinculados ao aumento do EBITDA. A redução observada em 2013 deve-se a eficiências pulverizadas em diversos processos, destacando-se a redução da PDD (provisão para devedores duvidosos). A variação da conta em 2012 comparativamente a 2011 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 no ano de 2014 foi de R\$ 750,1 milhões, com aumento de 50% em relação a 2013 (R\$ 500,1 milhões), e a margem no Resultado do Serviço passou de 14,1% em 2013 para 15,8% em 2014, decorrente dos impactos já descritos anteriormente nas Receitas Operacionais Líquidas, no Custo de Energia Comprada e repasses de CDE, que compensaram o aumento dos custos de energia, parcialmente compensada pelo aumento dos Custos e Despesas Operacionais. A redução do Resultado do Serviço de 2012 em relação a 2011 também é decorrente principalmente do efeito da redução das tarifas sobre a Receita combinado ao aumento do Custo da Energia Comprada, parcialmente compensados pela redução nos Custos e Despesas Operacionais.

O Resultado do Serviço no ano de 2013 foi de R\$ 500,1 milhões, com redução de 5,1% em relação a 2012 (R\$ 527,1 milhões), e a margem no Resultado do Serviço passou de 14,8% em 2012 para 14,1% em 2013, decorrente dos impactos já descritos anteriormente nas Receitas Operacionais Líquidas e no Custo de Energia Comprada, parcialmente compensados pela redução dos Custos e Despesas Operacionais e repasses de CDE, que compensaram o aumento dos custos de energia. A redução do Resultado do Serviço de 2012 em relação a 2011 também é decorrente principalmente do efeito da redução das tarifas sobre a Receita combinado ao aumento do Custo da Energia Comprada, parcialmente compensados pela redução nos Custos e Despesas Operacionais.

Resultado Financeiro

Durante o ano de 2014, houve grande necessidade de recursos financeiros para saldar os gastos com a compra de energia a preços mais altos, bem como todos os demais compromissos financeiros da Companhia. Diante deste cenário, a Elektro fez uma captação preventiva com o objetivo de assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio, bem como a capacidade de honrar seus compromissos e manter o nível de investimentos. Assim, o Resultado Financeiro apresentou despesa financeira líquida com aumento de R\$ 64,0 milhões em relação ao ano anterior. Além do maior saldo médio da dívida no período, a maior despesa financeira foi impactada pelo aumento dos seus indexadores (IPCA, IGP-M e CDI).

O Resultado Financeiro em 2013 apresentou redução de 9,1% (R\$ 5,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Observa-se que as maiores despesas de juros e variação monetária relacionadas ao maior saldo médio de dívida bruta do período (empréstimos, financiamentos e debêntures), foram compensadas pelo aumento das receitas de aplicações financeiras, devido ao maior saldo médio de caixa em 2013 e incremento na atualização do Ativo Financeiro.

Em 2012 a despesa líquida foi de R\$ 55,2 milhões, apresentando redução de 24,0% 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 (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\$ 439,0 milhões no acumulado de janeiro a dezembro de 2014, com incremento de 35,6% quando comparado ao mesmo período de 2013 (R\$ 323,7 milhões) e a margem líquida passou de 9,1% em 2013 para 9,3% em 2014.

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

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 323,7 milhões em 2013, com redução de 4,1% quando comparado a 2012 (R\$ 337,5 milhões) e a margem líquida passou de 9,5% em 2012 para 9,1% em 2013. A redução do Lucro Líquido em 2012 comparativamente a 2011 foi de 31,5%. Os principais motivos para essas variações são os mesmos apontados acima para as variações da Receita Operacional Líquida e Resultado do Serviço.

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

2014

A Receita Operacional Bruta da Elektro foi de R\$ 6,5 bilhões em 2014, um aumento de 34,2% em relação a 2013 (R\$ 4,8 bilhões). Já as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 4,7 bilhões, registrando aumento de 34,2% em relação a 2013 (R\$ 3,5 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente à:

- (i) Reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;
- (ii) Registro contábil dos Ativos e Passivos de Parcela A e outros componentes financeiros a partir de 10 de dezembro de 2014, que passaram a ser demonstrados nas receitas da Companhia como Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros, ampliando em R\$ 399,7 milhões as Receitas Operacionais;
- (iii) Crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 3,9%, em especial no consumo das classes residencial e comercial;
- (iv) Incremento de R\$ 234,6 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 150,2 milhões; (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário no valor de R\$ 73,3 milhões e (c) na remuneração do ativo financeiro no montante de R\$ 13,6 milhões; e
- (v) Parcialmente compensados pela menor receita do uso do sistema de distribuição, com redução de R\$ 15,9 milhões, devido ao menor índice de produção industrial verificado no país.

2013

A Receita Operacional Bruta da Elektro foi de R\$ 4,8 bilhões em 2013, uma redução de 10,3% em relação a 2012 (R\$ 5,4 bilhões). Já as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3,5 bilhões, registrando retração de 0,6% em relação a 2012 (R\$ 3,6 bilhões). As variações observadas devem-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) Revisão tarifária extraordinária ocorrida em 24 de janeiro de 2013 em decorrência da Lei 12.783/13, que desonerou da tarifa a maior parte dos encargos setoriais e que implicou, para a Elektro, numa redução média nas tarifas de 20,34%, sem impacto na margem operacional, pois houve também redução nas deduções à Receita referentes aos encargos setoriais (extinção da CCC, RGR e redução da CDE em 75%) na mesma proporção, bem como dos preços e tarifas de transmissão e energia comprada. Adicionalmente, a queda na Receita implicou em redução de todos os tributos incidentes sobre a mesma. Principalmente por esses motivos, observa-se uma queda na Receita Líquida menor do que na Receita Bruta;
- (iii) Baixo crescimento da classe industrial, resultado do tímido desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

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

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- (iv) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (v) crescimento de mercado de 3,6%, em especial das classes de consumo residencial e comercial;
- (vi) incremento de R\$ 26,4 milhões na Receita de Construção, resultado do maior volume de investimentos, o que, no entanto, não tem impacto líquido no Resultado da Companhia, uma vez que é uma contrapartida das variações do Custo de Construção, dado que não há margem de contribuição na prestação deste serviço pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (maiores detalhes vide Nota Explicativa nº 12.3 das Demonstrações Financeiras da Companhia).

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) 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).

Esse efeito foi compensado por:

- (ii) 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%;
- (i) 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;
- (ii) 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
- (iii) 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.

(ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

2014

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, com incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado spot a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados conforme motivos detalhados no item 4 deste Relatório. De forma a reduzir estes impactos, foram repassados via CDE o montante de R\$ 100,1 milhões, referente à competência de janeiro de 2014 e adicionalmente R\$ 963,2 milhões cobrindo parcialmente os custos das competências de fevereiro a

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

outubro do mesmo ano por meio da Conta no ACR. Com isso, o total contabilizado como redutor de custos de energia comprada em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 1,06 bilhão.

Assim, o aumento dos custos de energia comprada foi de 45,0% (R\$ 935,2 milhões) no acumulado de 2014 em relação ao ano anterior, devido, dentre outros fatores, à exposição involuntária e ao crescimento de mercado. Os custos incorridos até 26 de junho de 2014 foram contemplados no reajuste tarifário da Elektro e estão sendo recuperados ao longo do ano regulatório vigente (de setembro de 2014 a agosto de 2015), recompondo o caixa. Os custos relativos aos períodos posteriores a 26 de junho já estão reconhecidos como ativos financeiros e serão considerados nos próximos processos tarifários a serem homologados pela ANEEL.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 705,0 milhões, com incremento de 7,0% (R\$ 46,3 milhões) em relação a 2013, acompanhando o movimento apresentado pelos índices de inflação do período.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 902,0 milhões, representando um aumento 39,4% em relação ao EBITDA de 2013 (R\$ 647,1 milhões) e elevação da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 18,2% em 2013 para 19,0% em 2014), decorrente do aumento na Receita Operacional Bruta da Companhia, conforme os efeitos descritos acima.

Durante o ano de 2014, houve grande necessidade de recursos financeiros para saldar os gastos com a compra de energia a preços mais altos, bem como todos os demais compromissos financeiros da Companhia. Diante deste cenário, a Elektro fez uma captação preventiva com o objetivo de assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio, bem como a capacidade de honrar seus compromissos e manter o nível de investimentos. Assim, o Resultado Financeiro apresentou despesa financeira líquida com aumento de R\$ 64,0 milhões em relação ao ano anterior. Além do maior saldo médio da dívida no período, resultante de captações preventivas necessárias para manter a robustez de caixa da Companhia, a maior despesa financeira foi impactada pelo aumento dos seus indexadores (IPCA, IGP-M e CDI).

Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro registrou lucro líquido de R\$ 439,0 milhões no acumulado de janeiro a dezembro de 2014, com incremento de 35,6% quando comparado ao mesmo período de 2013 (R\$ 323,7 milhões) e a margem líquida passou de 9,1% em 2013 para 9,2% em 2014.

2013

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 vem registrando incrementos significativos desde o último trimestre de 2012. Se comparado o custo de energia em 2013 com o custo registrado em 2012, o aumento seria da ordem de 22,4%, reflexo do despacho de energia térmica, mais cara, e da exposição involuntária ao mercado *spot* de compra de energia devido, dentre outros fatores, à insuficiência na distribuição de cotas de energia das usinas que aceitaram a renovação das concessões conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13, falta de oferta de energia por parte dos geradores nos leilões ocorridos em 2013, rescisão de contratos devido à revogação da autorização de algumas usinas pela Aneel e atraso na operação comercial de outras usinas, com postergações de cronogramas aprovados pela Aneel e/ou liminares judiciais concedidas para suspensão do início de suprimento dos CCEARs firmados.

Como consequência da elevação dos custos de compra de energia das distribuidoras pelos motivos citados anteriormente e considerando que tais custos não são gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição (sendo, em circunstâncias normais, repassados às tarifas dentro do processo de reajuste tarifário), o governo brasileiro emitiu, em 8 de março de 2013, o Decreto nº 7.945, que determina o repasse de recursos da CDE para as distribuidoras, com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa enfrentados nesse período. Devido a esses repasses, o custo de energia comprada líquido apresentou retração de 0,1%, registrando R\$ 2.077 milhões em 2013, frente a R\$ 2.079 milhões em 2012. Esses repasses de CDE totalizaram para a Elektro R\$ 467 milhões e foram registrados no Resultado como redutores do Custo de Energia Comprada.

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

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 658,7 milhões, registrando retração de 2,7% (R\$ 18,2 milhões) em relação a 2012, tendo em vista os resultados das eficiências obtidas principalmente a partir do 2º semestre de 2012 por meio de inovações e melhorias de processos.

O Resultado do Serviço no ano de 2013 foi de R\$ 500,1 milhões, com redução de 5,1% em relação a 2012 (R\$ 527,1 milhões), e a margem no Resultado do Serviço passou de 14,8% em 2012 para 14,1% em 2013, decorrente dos impactos já descritos anteriormente nas Receitas Operacionais Líquidas e no Custo de Energia Comprada, parcialmente compensados pela redução dos Custos e Despesas Operacionais e repasses de CDE, que compensaram o aumento dos custos de energia.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 647,1 milhões, com redução de 3,0% em relação ao EBITDA de 2012 (R\$ 667,1 milhões) e diminuição da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 18,7% em 2012 para 18,2% em 2013), decorrente das mesmas variações no Resultado do Serviço descritas acima.

O Resultado Financeiro em 2013 apresentou redução de 9,1% (R\$ 5,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Observa-se que as maiores despesas de juros e variação monetária relacionadas ao maior saldo médio de dívida bruta do período (empréstimos, financiamentos e debêntures), foram compensadas pelo aumento das receitas de aplicações financeiras, devido ao maior saldo médio de caixa em 2013 e incremento na atualização do Ativo Financeiro, devido aos maiores investimentos no período.

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 323,7 milhões em 2013, com redução de 4,1% quando comparado a 2012 (R\$ 337,5 milhões) e a margem líquida passou de 9,5% em 2012 para 9,1% em 2013.

Os Resultados da Companhia em 2012 e 2013 estão impactados por eventos que foram e serão repassados às tarifas nos Reajustes Tarifários subsequentes. As Receitas Operacionais Líquidas (ROL) contém um efeito negativo de R\$ 22,6 milhões em 2013 frente a um efeito positivo de R\$ 256,7 milhões em 2012, relacionado, principalmente, com a postergação da Revisão Tarifária de agosto de 2011 para agosto de 2012. O EBITDA contém ainda, além do efeito dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros sobre a Receita, o impacto dos Custos de Energia Comprada, que são repassados em reajustes tarifários subsequentes, negativo de R\$ 157,3 milhões em 2013 e de R\$ 245,7 milhões em 2012. Se efetuados os ajustes para exclusão desses eventos em ambos os períodos, considerando os repasses desses valores nas tarifas da Companhia, o EBITDA ajustado seria de R\$ 827,0 milhões em 2013 e de R\$ 656,1 milhões em 2012, o que significaria um crescimento de 26,0% neste período. Da mesma forma, o Resultado do Serviço ajustado seria de R\$ 680,0 milhões no acumulado de janeiro a dezembro de 2013 contra R\$ 516,1 milhões em 2012, o que representaria um incremento de 31,8%. Os fatores que motivaram esse crescimento são aqueles já comentados na variação da ROL, adicionados a variação positiva nas contas de Gastos e Despesas Operacionais de R\$ 18,2 milhões já descrita anteriormente.

Considerando os efeitos destes mesmos ajustes no EBITDA e Resultado do Serviço, líquidos de Imposto de Renda e Contribuição Social, o Lucro Líquido de 2013 seria de R\$ 442,4 milhões frente a R\$ 330,3 milhões em 2012, implicando em um crescimento de 33,9% no Lucro Líquido pró-forma, motivado pelos efeitos mencionados anteriormente.

A Elektro 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 serão ajustados a partir da Revisão ou Reajuste Tarifário subsequente, conforme a regulação do setor.

2012

Além dos fatores que impactaram a Receita em 2012, 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 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 CCEE das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as

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

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 elevados, além do aumento da cotação do dólar da energia comprada de Itaipu. Conforme legislação vigente, esses custos foram repassados às tarifas no reajuste tarifário subsequente, ocorrido em agosto de 2013.

Os Custos e Despesas Operacionais somaram R\$ 676,9 milhões, registrando redução de 11,6% (R\$ 88,6 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\$ 527,1 milhões, com redução da margem, que passou de 21,9% em 2011 para 14,8% 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.

O EBITDA¹ encerrou o período em R\$ 667,1 milhões, com redução na margem EBITDA em relação a 2011 (de 26,4% em 2011 para 18,7% 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\$ 256,7 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\$ 656,1 milhões, apresentando uma redução de 15,1%. 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.

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 (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\$ 337,5 milhões em 2012, com redução na margem líquida, quando comparado ao mesmo período do ano anterior, passando de 13,8% em 2011 para 9,5% em 2012.

¹ 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

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.

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 de Parcela A e outros componentes financeiros.

Reajuste Tarifário 2014

Em 27 de agosto de 2014 ocorreu o Reajuste Tarifário da Elektro, homologado pela Resolução nº 1.778 da ANEEL, de 19 de agosto de 2014. O reajuste considerou a (i) correção da Parcela B, incluindo os Custos Operacionais da companhia, por IGP-M menos Fator X, (ii) devolução da última parcela do componente financeiro referente à postergação da Revisão Tarifária de 27 de agosto de 2011 para 27 de agosto de 2012, atualizado pela Selic, no valor de R\$ 99.814 e (iii) principalmente pelo aumento na ordem de 43% nos custos com a compra de energia. Ao longo do ano de 2014 a Companhia sofreu com o descasamento de caixa decorrente deste aumento nos custos, o qual foi parcialmente amenizado por meio dos recursos da CDE, empréstimos governamentais via Conta ACR e empréstimo bancários.

Considerando todos estes efeitos, as tarifas da Elektro foram reajustadas em média 37,78%, permitindo, assim, a recuperação gradual dos resultados ao longo do próximo ano regulatório.

Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária e Revisão Tarifária Extraordinária

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 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

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

3º Ciclo de Revisão Tarifária. Para este último item, foi definido que o montante, no valor de R\$ 253,4 milhões, seria devolvido para os consumidores através das tarifas nos reajustes tarifários subsequentes, a partir do Reajuste Tarifário Anual de 2012. No reajuste tarifário de 2012, cuja tarifa vigorou até agosto de 2013, foi incorporada a devolução de um terço deste valor. No reajuste tarifário de 2013 foi contemplada a devolução de mais um terço deste valor, atualizado pela Selic, e o saldo remanescente será devolvido para os consumidores por meio das tarifas com vigência a partir de 27 de agosto de 2014.

O efeito do 3º Ciclo de Revisão Tarifária da Elektro 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.

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 seriam indenizados tendo por base o denominado Valor Novo de Reposição (VNR), e as tarifas a partir de então contemplariam os custos de Operação e Manutenção (O&M) desses ativos. Para as concessionárias de Distribuição também haveria condições específicas a serem estabelecidas pela Aneel em contrato de concessão ou termo aditivo. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Adicionalmente, a Lei extinguiu a arrecadação dos encargos setoriais, quais sejam: (i) CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), (ii) RGR (Reserva Global de Reversão), além de reduzir a arrecadação da (iii) CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) em 75%. No intuito de contemplar estas reduções nas tarifas de todas as concessionárias, a Aneel realizou Revisões Tarifárias Extraordinárias envolvendo todas as distribuidoras do Brasil. No caso da Elektro, as tarifas foram reduzidas em 20,34% em média, em 24 de janeiro de 2013, conforme Resolução Homologatória 1.435/13. Esta redução decorre exclusivamente da alteração dos encargos setoriais, sem efeito na Margem Operacional e implicou apenas em ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis), não gerando alterações da Parcela B (custos gerenciáveis).

Adicionalmente, em fevereiro de 2015, de modo a restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras face aos aumentos nos custos incorridos com a compra de energia desde o fim do ano de 2012, quando teve início o período de escassez hídrica que impactou no baixo nível de reservatórios, a ANEEL procedeu com Revisões Tarifárias Extraordinárias, discutidas no âmbito da Audiência Pública 07/2015. Essa revisão atingiu alguns itens de Parcela A que sofreram aumento expressivo, sem a cobertura tarifária prévia: o encargo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e custos com contratação de energia (aumento do preço cobrado por Itaipu e compras realizadas no 14º Leilão de Energia Existente e no 18º Leilão de Ajuste). Como resultado, a Elektro teve um incremento de sua tarifa em 24,25%, com novos valores a serem aplicados a partir de 01 de março de 2015.

Impactos na Receita

Em 2014 as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 4,7 bilhões, registrando aumento de 34,2% em relação a 2013 (R\$ 3,5 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente à: (i) Reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas; (ii) Registro contábil dos Ativos e Passivos de Parcela A e outros componentes financeiros a partir de 10 de dezembro de 2014, que passaram a ser demonstrados nas receitas da Companhia como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, ampliando em R\$ 399,7 milhões as Receitas Operacionais; (iii) Crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 3,9%, em especial no consumo das classes residencial e comercial; (iv) Incremento de R\$ 234,6 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 150,2 milhões; (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário no valor

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

de R\$ 73,3 milhões e (c) na remuneração do ativo financeiro no montante de R\$ 13,6 milhões; e (v) Parcialmente compensados pela menor receita do uso do sistema de distribuição, com redução de R\$ 15,9 milhões, devido ao menor índice de produção industrial verificado no país.

Em 2013 as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3,5 milhões, registrando retração de 0,6% em relação a 2012 (R\$ 3,6 milhões). As variações observadas devem-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%, parcialmente compensada pelo (ii) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% e pelo (iii) crescimento de mercado de 3,6%, em especial das classes de consumo residencial e comercial.

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 ao (i) 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). Esse efeito foi compensado pela (ii) 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%, (iii) 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, (iv) redução da Receita de Construção devido ao menor volume total de Investimentos em 2012 em relação a 2011 e (v) 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.

Em 2011 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, 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.

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 a receita, que é reajustada anualmente conforme os indicadores de preços da economia, bem como 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).

2014

Em 2014, cita-se o Custo da Energia Comprada para Revenda que registrou incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado *spot* a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados. De forma a reduzir estes impactos, foram repassados via CDE o montante de R\$ 100,1 milhões, referente à competência de janeiro de 2014 e adicionalmente R\$ 963,2 milhões cobrindo parcialmente os custos das competências de fevereiro a outubro do mesmo ano por meio da Conta no ACR. Com isso, o total contabilizado como redutor de custos de energia comprada em 31 de dezembro de 2014 foi de R\$ 1,06 bilhão.

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

Durante o ano de 2014, houve necessidade de recursos financeiros para saldar os gastos com a compra de energia a preços mais altos, bem como todos os demais compromissos financeiros da Companhia. Diante deste cenário, a Elektro manteve sua gestão de caixa prudente visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio, bem como a capacidade de honrar seus compromissos e manter o nível de investimentos. Com isso, apresentou maior saldo médio de dívida, que atrelado ao aumento dos indexadores dessas dívidas (IPCA, IGP-M e CDI), foi um dos principais fatores para o incremento de despesa financeira de R\$ 64,0 milhões em relação ao ano anterior.

2013

Em 2013, cita-se como principais variações de preços de insumos o custo da energia comprada para revenda, cujo aumento foi da ordem de 22,4%, reflexo do despacho de energia térmica, mais cara, e da exposição involuntária ao mercado *spot* de compra de energia, conforme detalhado no item 10.2.A.II. No entanto, devido aos repasses de recursos da CDE definidos pelo governo com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa para as distribuidoras desse aumento dos custos, o custo de energia comprada líquido apresentou retração de 0,1%, registrando R\$ 2.077,3 milhões em 2013, frente a R\$ 2.078,6 milhões em 2012.

O Resultado Financeiro em 2013 apresentou redução de 9,1% (R\$ 5,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Observa-se que as maiores despesas de juros e variação monetária relacionadas ao maior saldo médio de dívida bruta do período (empréstimos, financiamentos e debêntures), foram compensadas pelo aumento das receitas de aplicações financeiras, devido ao maior saldo médio de caixa em 2013 e incremento na atualização do Ativo Financeiro, devido aos maiores investimentos no período.

Não houve variação relevante no resultado da companhia atribuído às variações de câmbio e juros no exercício social de 2013.

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 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 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 / 10.3 - 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 relevante em nenhuma sociedade.

C. EVENTOS OU OPERAÇÕES NÃO USUAIS**Principais Leis e Decretos que afetaram a Companhia ao longo de 2013 e 2014****(i) Reajuste Tarifário**

O reajuste tarifário anual aconteceu no dia 27 de agosto de 2014, conforme previsto no Contrato de Concessão. O reajuste médio foi de 37,78% e permitirá, ao longo do próximo ano regulatório, a recuperação gradual do caixa da Companhia, que apresenta descasamento decorrente dos aumentos nos custos.

(ii) Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13

O Governo Federal oficializou por meio da referida lei, 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. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei nº 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Como resultado das novas regras estabelecidas pela Lei nº 12.783/13, algumas geradoras decidiram pela não renovação das concessões. Além disso, houve a rescisão de contratos dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização de algumas usinas pela ANEEL e atraso na operação comercial de outras usinas. Desta forma, a insuficiência de contratos fez com que as distribuidoras tivessem que comprar essa energia no mercado de curto prazo, gerando custos elevados na compra de energia. Somam-se a isso as condições hidro energéticas desfavoráveis desde o último trimestre de 2012, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados, e o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado de curto prazo. O Governo Federal, dentre outras medidas, emitiu os Decretos nº 7.891/13 e nº 7.945/13, que incluíram a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo e cobrir o custo adicional decorrente do despacho de usinas termelétricas (vide nota 23).

(iii) Decretos nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em março, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100.161.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade por disponibilidade, e normatizando o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16

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

de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e em 22 de abril de 2014 o Despacho nº 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento, no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões. A CCEE liquida esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas eram estabelecidas mensalmente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuíam nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

Os custos cobertos por essa operação deveriam compreender o período de fevereiro a dezembro de 2014, porém foram parcialmente suficientes. Assim, em dezembro de 2014, a Companhia havia recebido R\$ 963.174 (nota 23) para a cobertura de custos. O valor recebido por competência é assim apresentado:

Competência	fevereiro/14	março/14	abril/14	maio/14	junho/14	julho/14	agosto/14	setembro/14	outubro/14	Total
Despacho ANEEL nº	1.256/14	1.443/14	1.696/14	2.866/14	3.017/14	3.588/14	3.968/14	4.288/14	4.657/14	
Valor	305.162	274.914	150.653	88.515	18.550	20.514	17.335	56.555	30.976	963.174

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**10.4. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES SOBRE:****A. Mudanças significativas nas práticas contábeis****• Pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC até 31 de dezembro de 2014:**

Os pronunciamentos técnicos emitidos e revisados pelo CPC, vigentes em 31 de dezembro de 2014, e que poderiam afetar a Companhia foram considerados nesta Demonstração Financeira:

Deliberação CVM nº 732 de 09 de dezembro de 2014, que aprova a Orientação Técnica OCPC 08 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, o qual trata do reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica, emitidos de acordo com as normas brasileiras e internacionais de contabilidade. A Companhia passou a reconhecer no ativo ou no passivo financeiros de forma prospectiva 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 incluídas na tarifa em reajuste ou revisão tarifária futuros. Os impactos da aplicação desse pronunciamento nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014 foi o reconhecimento de contas a receber e receita operacional de vendas no montante de R\$ 399.719.

• Pronunciamentos técnicos em fase de emissão pelo CPC e ainda não em vigor em 31 de dezembro de 2014:

IFRS 9 Instrumentos Financeiros (Vigência a partir de 01/01/2018), IFRS 15 Receitas de contratos com clientes (Vigência a partir de 01/01/2017), Alteração IAS 16 e IAS 38 Métodos aceitáveis de depreciação e amortização (Vigência a partir de 01/01/2016), Alteração IAS 1 (Vigência a partir de 01/01/2016), IFRS 7 Contratos de serviços (Vigência a partir de 01/01/2016), IAS 19 Benefícios a Empregados (Vigência a partir de 01/01/2016), IFRS 5 Reclassificação de ativo não circulante mantido para venda e mantido para distribuição aos sócios/acionistas (Vigência a partir de 01/01/2016).

• Pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC até 31 de dezembro de 2013:

Os pronunciamentos técnicos emitidos e revisados pelo CPC, vigentes em 31 de dezembro de 2013, e que poderiam afetar a Companhia foram considerados nesta Demonstração Financeira:

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”. Segue abaixo o detalhamento dos impactos desta alteração nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

Aplicação Retrospectiva CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados

Os principais impactos para a Companhia do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1), estão relacionados ao cálculo dos rendimentos esperados dos ativos, os quais a partir do exercício de 2013 devem utilizar a mesma taxa utilizada para o desconto da obrigação atuarial, e a aplicação dessa mesma taxa de juros sobre o limite de reconhecimento do ativo (“asset ceiling”). Como trata-se de mudança de política contábil, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a aplicação deve ocorrer de forma retrospectiva.

Adicionalmente, no que se refere a política contábil de reconhecimento dos componentes de custo de benefício definido, a Companhia registra (i) o custo do serviço no resultado, (ii) os juros líquidos sobre o valor líquido do passivo menos o ativo de benefício definido no resultado e (iii) remensurações do valor líquido de passivo menos o ativo de benefício definido em outros resultados abrangentes, conforme parágrafo 120 do CPC 33 (R1).

De acordo com o parágrafo 22 do CPC 23, quando uma mudança na política contábil é aplicada retrospectivamente, a Companhia deverá ajustar o saldo de abertura de cada componente do patrimônio líquido afetado para o período anterior mais antigo apresentado e os demais montantes comparativos

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

divulgados para cada período anterior apresentado, como se a nova política contábil tivesse sempre sido aplicada.

Os efeitos desta mudança na política contábil sobre os saldos anteriormente divulgados de 31 de dezembro de 2012 estão abaixo apresentados:

Conciliação da Demonstração de resultados	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Custo do serviço de energia elétrica e operação	(2.289.068)	(30.549)	(2.319.617)
Custos operacionais	(272.707)	(30.549)	(303.256)
Lucro operacional bruto	719.215	(30.549)	688.666
Resultado do serviço	529.325	(30.549)	498.776
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	471.116	(30.549)	440.567
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(137.380)	10.387	(126.993)
Lucro líquido do exercício	333.736	(20.162)	313.574
Conciliação da Demonstração do resultado abrangente	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Lucro líquido do exercício	333.736	(20.162)	313.574
Efeito do limite do ativo de benefício definido	130.032	17.112	147.144
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	8.054	(10.387)	(2.333)
Resultado abrangente do exercício	261.697	-	261.697
Conciliação Demonstração das mutações do patrimônio líquido	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Lucro líquido do exercício	333.736	(20.162)	313.574
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	(15.629)	20.162	4.533
Saldos em 31 de dezembro de 2012	1.917.456	-	1.917.456
Conciliação Demonstração dos fluxos de caixa	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Atividades operacionais			
Lucro líquido do exercício	333.736	(20.162)	313.574
Itens do lucro líquido que não afetam caixa	414.127	20.162	434.289
Plano de pensão	(23.684)	30.549	6.865
Tributos diferidos	35.272	(10.387)	24.885
Conciliação Demonstração do valor adicionado	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Distribuição do valor adicionado			
Pessoal	157.014	30.549	187.563
Impostos Federais	426.938	(10.387)	416.551
Lucros retidos	-	(20.162)	(20.162)

Não houve efeitos no balanço patrimonial em função de o superávit atuarial estar com seu valor em livros reduzido a zero, por conta do “*asset ceiling*”. Por essa razão, a Companhia optou por não apresentar o balanço de abertura do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 como parte das demonstrações financeiras.

- 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.

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

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

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 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:

	Custo	Obrigações especiais	Valor justo	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	518.151	(71.854)	11.599	457.896
Transferências de ativo intangível	115.506	-	-	115.506
Adições	-	(770)	-	(770)
Ajustes ao valor justo	-	-	18.814	18.814
Baixas	(1.607)	1.112	-	(495)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	632.050	(71.512)	30.413	590.951
Transferências de ativo intangível	95.394	-	-	95.394
Adições	-	2.191	-	2.191
Ajustes ao valor justo	-	-	11.706	11.706
Saldo em 31 de dezembro de 2014	727.444	(69.321)	42.119	700.242

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.

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

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, 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).

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)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	1.859.042	(372.086)	(52.522)	1.434.434	290.014	(8.423)	281.591
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)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	2.051.224	(321.527)	(322.625)	1.407.072	309.751	(47.973)	261.778

Plano de Incentivo baseado em Ações:

Em Assembleia Geral de Acionistas da Iberdrola S.A., realizada em 27 de maio de 2011, foi aprovado o estabelecimento de um Bônus Estratégico dirigido a executivos da Iberdrola S.A. e suas controladas, relacionadas com a realização dos objetivos estratégicos para o período 2011 - 2013 e liquidados pela entrega de ações da Iberdrola S.A.

A Elektro aprovou para alguns de seus executivos, em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 16 de novembro de 2012, as condições gerais de um Plano de Incentivo de Longo Prazo "2012-2013", em caráter substitutivo ao Bônus Estratégico, sem diferenças no que tange ao público beneficiado e as condições de outorga.

A transferência completa das ações se dará após o transcurso de outros 3 (três) anos (2014, 2015 e 2016), 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 passou 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.

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

Os contratos assinados ao final de 2012 substituíram para todos os fins o Bônus Estratégico, mantidas as condições e valores originais. O valor registrado deste benefício em 2012 foi de R\$ 2.034 mil e o valor acumulado no passivo exigível foi de R\$ 5.106 mil.

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 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012.

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

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 2014, comparadas ao mesmo exercício de 2013, 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 2013 e 2012.

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 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.

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.

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 (correntes e diferidos)

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

Em 12 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 627, convertida na Lei nº 12.973 de 13 de maio de 2014 que, dentre outras disposições, revogou o Regime Tributário Transitório – RTT e facultou aos contribuintes realizar a opção pelos seus efeitos a partir do exercício de 2014 ou de 2015. A Companhia realizou opção pelos efeitos somente a partir do exercício de 2015, razão pela qual em 31 de dezembro de 2014 não há efeitos a serem considerados nas Demonstrações Financeiras decorrentes da Lei nº 12.973/14.

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.

Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros

A Companhia passou a reconhecer no ativo ou no passivo financeiro 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 incluídas na tarifa em reajuste ou revisão tarifária futuros.

Os embasamentos legais para tal reconhecimento nas Demonstrações Societárias são: Norma Brasileira de Contabilidade – CTG08 de 05 de dezembro de 2014 e Deliberação CVM nº 732 de 09 de dezembro de 2014 que aprova a Orientação Técnica OCPC 08 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, que trata do reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica, emitidos de acordo com as normas brasileiras e internacionais de contabilidade.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.3. 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 possam 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 mapa dos processos de negócio. Adicionalmente, quaisquer falhas identificadas na execução de controles, são corrigidas por meio da aplicação de planos de ação com o objetivo de garantir a efetividade na execução no encerramento do exercício.

Durante o exercício de 2014, a efetividade dos controles internos, classificados como “críticos”, foi testada pela área de Auditoria Interna da Companhia. Os testes foram realizados seguindo a metodologia estabelecida pela Auditoria Corporativa da empresa. A definição do ambiente de controle segue os padrões da Lei Norte Americana Sarbanes-Oxley (SOX), mesmo a Companhia não estando obrigada a esta exigência. Os resultados destes testes têm contribuído para o fortalecimento da efetividade dos controles, bem como para a disseminação da importância destas ações dentro da organização.

A Companhia possui também controle de acesso de seu sistema corporativo (SAP) utilizado na gestão das atividades financeiras e de seu sistema comercial (UE), assegurando uma maior efetividade quanto a 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 no Relatório do Auditor Independente referente às Demonstrações Financeiras de 2014, divulgado em 24 de fevereiro de 2015, 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 que são apropriados nas circunstâncias.

Complementarmente à auditoria das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014, os auditores independentes emitiram “Carta de Recomendação – memorando de sugestões sobre procedimentos contábeis e controles internos”. Como resultado desta avaliação foram feitas à Companhia, sugestões de aprimoramento dos controles internos. Na avaliação da Diretoria, nenhuma das sugestões feitas pelos auditores independentes se configura como uma deficiência significativa do sistema contábil e de controles internos.

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 foram 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 foram integralmente utilizados para a liquidação das debêntures da 2ª emissão e para o reforço do capital de giro da Companhia.

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 2014 e de 2013, bem como os pagamentos futuros que a Sociedade fará com base nesses contratos.

	31/12/2014	31/12/2013
Despesas reconhecidas no período		
Locação de equipamentos e serviços de informática	13.182	15.030
Locação de infraestrutura de pontos de atendimento (<i>Callcenter</i>)	3.604	4.196
Locação de computadores	2.726	3.428
Locação de imóveis	4.147	2.704
Locação de impressoras	656	76
Locação de veículos	220	333
Total	24.535	25.767

Vencimento dos compromissos futuros	
2015	4.683
2016	1.960
2017	1.051
2018	1.196
Após 2018	2.120
Total	11.010

(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\$ 38,2 milhões (base 31 de dezembro de 2014), conforme abaixo:

- Cobrança efetuada por empresa terceirizada: R\$ 7,8 milhões
- Cobrança efetuada juridicamente: R\$ 30,4 milhões

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

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

(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 2014, 59,2% do suprimento de energia para a Elektro foi realizado através de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado.

Os leilões regulados são três tipos:

- 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 A-3 e A-5). O período de suprimento é de até 25 anos para usinas termelétricas ou outras fontes 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 15 anos, sem distinção da fonte;
- Leilão de Ajuste – possibilita a aquisição, 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 já realizados são descritos a seguir:

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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
15º Leilão de Ajuste	2013	27/03/2013	-	-
16º Leilão de Ajuste	2013	cancelado	-	-
11º Leilão de Energia Existente (A-0)	2013	24/06/2013	-	-
17º Leilão de Ajuste	2013	08/08/2013	-	-
16º Leilão de Energia Nova (A-5)	2018	29/08/2013	36,2	125,0
17º Leilão de Energia Nova (A-3)	2016	18/11/2013	28,4	124,4
18º Leilão de Energia Nova (A-5)	2018	13/12/2013	73,3	109,9
12º Leilão de Energia Existente (A-1)	2014	17/12/2013	288,6	177,2
13º Leilão de Energia Existente (A-0)	2014	30/04/2014	211,7	268,3
19º Leilão de Energia Nova (A-3)	2017	06/06/2014	5,8	126,2
20º Leilão de Energia Nova (A-5)	2019	28/11/2014	120,0	196,1
14º Leilão de Energia Existente (A-1)	2015	05/12/2014	28,0	197,1
18º Leilão de Ajuste (A-1)	2015	15/01/2015	51,3	387,1

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

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios***(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

Não aplicável, uma vez que todos os itens que afetaram os resultados da Companhia foram evidenciados nas Demonstrações Financeiras.

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

(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.

C. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável, uma vez que todos os itens que afetaram os resultados da Companhia foram evidenciados nas Demonstrações Financeiras.

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, INDICANDO:(A) COMO TAIS ITENS ALTERAM OU PODERÃO VIR A ALTERAR AS RECEITAS, AS DESPESAS, O RESULTADO OPERACIONAL, AS DESPESAS FINANCEIRAS OU OUTROS ITENS DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DO EMISSOR; (B) NATUREZA E O PROPÓSITO DA OPERAÇÃO; E (C) NATUREZA E MONTANTE DAS OBRIGAÇÕES ASSUMIDAS E DOS DIREITOS GERADOS EM FAVOR DO EMISSOR EM DECORRÊNCIA DA OPERAÇÃO.

Arrendamento mercantil operacional

(A)	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)	Arrendamentos obtidos por meio de contratos de aluguel de equipamentos, veículos e outros.
(C)	Em 31 de dezembro de 2014, as despesas incorridas na locação de infraestrutura de pontos de atendimento (callcenter), imóveis, veículos, computadores, impressoras e equipamentos e serviços de informática somaram R\$ 24,5 milhões.

Carteira de Recebíveis Baixada

(A)	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)	Carteira de recebíveis baixada para incobráveis, cujo critério segue a Instrução Normativa SRF nº 093/1997, art. 24.
(C)	Em 31 de dezembro de 2014, as cobranças efetuadas por empresa terceirizada somaram R\$ 7,8 milhões e as cobranças judiciais foram de R\$ 30,4 milhões.

Contratos de Compra Futura de Energia

(A)	Os custos incorridos nos contratos de compra de energia são reconhecidos no Resultado da Companhia, na linha de custos operacionais.
(B)	Os leilões de energia são o principal mecanismo através do qual a Companhia contrata a energia a ser distribuída em sua área de concessão e o longo período de suprimento contratado é inerente às características do negócio de distribuição de energia.
(C)	Em 2014, 59,2% do suprimento de energia para a Elektro foi realizado através de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado.