

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas, Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2012, em conjunto com as demonstrações contábeis elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira, acrescidas da Demonstração do Fluxo de Caixa, as quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da Guaraciaba Transmissora de Energia S.A. ("TP Sul") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores. **SETOR ELÉTRICO. O Sistema de Transmissão Interligado Nacional.** As primeiras linhas de transmissão foram implantadas pelas concessionárias de distribuição para ligar sua geração própria aos consumidores de sua área de atuação. A partir da década de 50, o Estado interveio constituindo empresas com o propósito de implantar e operar grandes parques de geração. Essas empresas (Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul) eram responsáveis também pela maioria das extensas linhas de alta tensão que transportavam a energia gerada aos centros de consumo. O restante do sistema interligado era composto por linhas de empresas de distribuição, atuando em suas respectivas áreas de concessão. A partir da criação da Eletrobrás, na década de 60, a expansão da geração e transmissão começa a ser planejada de modo a otimizar o atendimento ao mercado. A rede de transmissão em alta tensão que então se formava, interligando as usinas geradoras (de concessionárias de geração e distribuição) aos mercados consumidores (concessionárias distribuição e grandes consumidores) passa a ser chamada Sistema Interligado. Em 1973 é constituído o GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada - promovendo mecanismos de cooperação entre as empresas e o uso racional das instalações com baixos custos operacionais. O GCOI foi o embrião do atual ONS. A operação centralizada do Sistema Interligado tem como base a interdependência operativa entre as usinas, a interconexão dos sistemas elétricos e a integração dos recursos de geração e transmissão para o atendimento ao mercado. A interdependência operativa deriva do aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em sequência em várias bacias hidrográficas. Até meados da década de 90 o país tinha dois grandes subsistemas de transmissão: um para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste; outro para o Nordeste e parte da região Norte. A maior parcela da região Norte permanecia isolada. A geração em cada um desses subsistemas é majoritariamente hidráulica. Embora a estação chuvosa seja a mesma em quase todo o país (dezembro a abril), há diferenças na intensidade das precipitações: na região Norte, as chuvas são mais intensas e homogêneas ao longo do ano; já no Nordeste os meses secos podem ser muito rigorosos. Tal fato motivou os projetos de interligação Norte-Sul e Norte-Nordeste lidados nos últimos anos que permitiu a transferência de energia dos sistemas hídricos das regiões Norte (bacia do Tocantins) e Sul (principalmente Itaipu) para as regiões Sudeste e Nordeste. A partir da década

de 90, o Governo passa a patrocinar a mudança do modelo energético. Sob o novo modelo, tem-se a criação dos negócios Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, bem como a dissociação entre área de atuação e exploração da rede (isto é, a concessionária não está mais limitada a uma região específica de atuação). A maioria das empresas de distribuição é privatizada. Novas licitações são feitas para exploração de usinas geradoras e construção e operação de novas linhas de transmissão. A implantação do novo modelo do sistema elétrico impacta a rede de transmissão e seus operadores de forma especial. Passa a ser considerada como concessionária de transmissão a empresa responsável pela operação de linhas pertencentes à Rede Básica. Essas empresas têm remuneração própria, ao longo do período de concessão, independente da carga transportada e vinculada ao investimento na implantação e à disponibilidade das linhas. Pretende-se com o novo modelo facilitar a entrada de novos players no negócio Transmissão, aumentando a concorrência e a especialização. Através desses novos investimentos espera-se ampliar a capilaridade da rede de transmissão, com melhoria na confiabilidade e flexibilidade operativas. **O Segmento da Transmissão.** Pelo novo modelo, as concessões das novas linhas de transmissão passaram a ser ofertadas em leilão público. Regras claras e a baixa percepção de risco por parte dos investidores levaram o recém criado setor de Transmissão a um rápido crescimento, com a entrada de novos players e uma intensa competição que tem levado a deságios de mais de 50%. Após a entrada do governo Lula, modificações foram feitas no modelo de licitação de novas linhas, as principais sendo a transferência, para o Ministério de Minas e Energia, do gerenciamento das licitações e a permissão de que as concessionárias federais concorram aos leilões, desde que associadas e com participação minoritária. De modo geral, entretanto, essas modificações foram pequenas, não alterando a essência do modelo. O ONS tem cumprido dois papéis: o de ordenar a operação da Rede Básica e gerenciar o acesso de novos usuários, e o papel de nortear a expansão da Rede Básica no horizonte de 3 anos, indicando a transmissão necessária em cada região e os limites interregionais. O planejamento em horizonte superior a 3 anos, indicando as soluções estruturais para o sistema de transmissão, é de responsabilidade da EPE. Sendo a geração majoritariamente hidroelétrica, as novas linhas têm tido a função de integrar as bacias, transferindo grandes blocos de energia para regiões com escassez de chuva. A transmissão funciona assim como uma usina virtual, lançando mão da diversidade dos regimes de chuvas e vazões dos rios das principais bacias hidrográficas. Dados do ONS indicam que, desde 1998, a taxa de crescimento da rede evoluiu de 0,8% para 3% ao ano e os limites de transferência entre Itaipu/Região Sul para a Região Sudeste triplicaram, enquanto os das Regiões Norte/Sudeste para a Região Nordeste mais do que quadruplicaram. **A Guaraciaba.** A Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A. ("GTE" ou "Compa-

nhia"), Companhia privada, de capital fechado, foi constituída em 14/03/2012 e está estabelecida na Av. Presidente Vargas, 955 - 15º andar, Centro no Rio de Janeiro. A Companhia é uma Sociedade de Propósito Específico-SPE e tem por objeto social a exploração de concessões de Serviços Públicos de Transmissão de Energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica. Esta atividade é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia foi constituída a partir do Consórcio Guaraciaba que foi vencedor do Lote B do Leilão de Transmissão nº 02/2012, realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 09/03/2012. O contrato de concessão com a ANEEL foi assinado no dia 10.05.2012 com o prazo de 32 meses para entrada em operação. O Lote B é formado pela subestação Marimbondo II (500 kV), pelas linhas de transmissão 500 kV Ribeirãozinho-Rio Verde Norte e Rio Verde Norte - Marimbondo II, e pelo seccionamento das linhas de transmissão (500 kV) Marimbondo - Araraquara C1 e C2 na subestação Marimbondo II, nos estados de Mato Grosso, Goiás e Minas Gerais. As linhas de transmissão têm como objetivo escoar a energia gerada pelas usinas Teles Pires e Colider. Futuramente, outras usinas serão conectadas a esse tronco. Em 31/12/2012, o capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 14.501.000,00, dividido em 14.501.000 ações ordinárias nominativas subscritas e integralizadas, no valor nominal de R\$ 1,00 cada, pela State Grid Brazil Holding S.A. e Copel Geração de Energia S.A., na proporção de 51% e 49%, respectivamente.

	%
State Grid Brazil Holding S.A.	51%
Copel Geração de Energia S.A.	49%
	100%

O Objeto de nossa Sociedade é a prestação de Serviços Públicos de Transmissão de Energia, mediante a construção, operação e manutenção de instalações de transmissão. Nossa atividade é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. **EXERCÍCIO 2012.** Em 2012 a Guaraciaba encontra-se em fase de construção. **Agradecimentos.** Registramos nossos agradecimentos aos membros do Conselho de Administração pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da sociedade. Nossos especiais reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional. Também queremos deixar consignados nossos agradecimentos aos colaboradores, prestadores de serviços, seguradoras, usuários, entidades financeiras, demais agentes do Setor Elétrico e a todos que, direta ou indiretamente, colaboraram para o êxito das atividades da Empresa e para o cumprimento da nossa missão de concessionária. Rio de Janeiro, 14/03/2013. **A Administração.**

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 (Em reais)

Ativo	Nota	2012
Ativo circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	3	10.981.429,19
Adiantamentos	4	368.033,50
Impostos a recuperar		17.830,56
		11.367.293,25
Ativo não circulante		
Contas a receber - ativo financeiro indenizável	5	3.552.017,48
Ativo imobilizado		60.593,60
		3.612.611,08
Total do ativo		14.979.904,33
Passivo		
Passivo circulante		
Fornecedores	6	516.318,80
Salários e encargos		91.791,28
Impostos e contribuições sociais		88.335,19
Retenções contratuais	7	72.662,43
Outros passivos circulantes		510,00
		769.617,70
Patrimônio líquido	8	
Capital social		14.501.000,00
Prejuízo acumulado		(290.713,37)
		14.210.286,63
Total do passivo e do patrimônio líquido		14.979.904,33

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PERÍODO DE 14 DE MARÇO (DATA DE CONSTITUIÇÃO DA COMPANHIA) A 31 DE DEZEMBRO DE 2012 (Em reais)

	Capital social	Prejuízo Acumulado	Total
Constituição da Companhia e integralização de capital em 14 de março de 2012	1.000,00	-	1.000,00
Integralização de capital com emissão de 4.500.000 ações em 18 de maio de 2012	4.500.000,00	-	4.500.000,00
Integralização de capital com emissão de 10.000.000 ações em 8 de outubro de 2012	10.000.000,00	-	10.000.000,00
Prejuízo do período	-	(290.713,37)	(290.713,37)
Saldos em 31 de dezembro de 2012	14.501.000,00	(290.713,37)	14.210.286,63

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2012 (Em reais)

1. Informações gerais. A Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A. ("GTE" ou "Companhia"), Companhia privada, de capital fechado, foi constituída em 14 de março de 2012 e está estabelecida na Av. Presidente Vargas, 955 - 15º andar, Centro no Rio de Janeiro. A Companhia é uma Sociedade de Propósito Específico-SPE e tem por objeto social a exploração de concessões de Serviços Públicos de Transmissão de Energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica. Esta atividade é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). **1.1. Da concessão.** A Companhia foi constituída a partir do Consórcio Guaraciaba que foi o vencedor do Lote B do Leilão de Transmissão nº 02/2012, realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 09 de março de 2012. O Lote B é formado pela subestação Marimbondo II (500 kV), pelas linhas de transmissão 500 kV Ribeirãozinho-Rio Verde Norte e Rio Verde Norte - Marimbondo II, e pelo seccionamento das linhas de transmissão (500 kV) Marimbondo - Araraquara C1 e C2 na subestação Marimbondo II, nos estados de Mato Grosso, Goiás e Minas Gerais. As linhas de transmissão têm como objetivo escoar a energia gerada pelas usinas Teles Pires e Colider. Futuramente, outras usinas serão conectadas a esse tronco. A subestação Marimbondo II cumpre as funções de atender às regiões metropolitanas de Goiânia e Brasília e de proporcionar intercâmbio regional entre o Centro-Oeste e o Sudeste. **2. Resumo das principais práticas contábeis.** As demonstrações financeiras da Companhia para o período compreendido entre 14 de março (data de Constituição da Companhia) e 31 de dezembro de 2012 foram aprovadas pela Administração em 14 de março de 2013. As demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e com outras normas emitidas pela ANEEL, especificamente para as concessionárias do setor elétrico brasileiro. As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração da Companhia para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. A Companhia está em fase de construção das estruturas necessárias aos trabalhos de transmissão de energia elétrica. A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2012. As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor e apresentam arredondamentos em algumas apresentações. As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas a seguir: **2.1. Apuração do resultado.** O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício. **2.2. Receita operacional.** A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas. **2.2.1. Receita de concessão.** a) **Receita de construção.** A interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01 (R1)") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como próxima a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a transmissão de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo financeiro indenizável em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais, se houver. b) **Receita financeira de concessão.** A receita financeira de concessão corresponde a remuneração pela taxa de desconto, que corresponde a taxa interna de retorno do projeto, do fluxo incondicional de recursos estabelecido pelo poder concedente através da receita anual permitida (RAP). **2.2.2. Receita de juros.** A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro indenizável em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo. **2.3. Instrumentos financeiros.** Os instrumentos financeiros somente são reconhecidos a partir da data em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais dos instrumentos financeiros. Quando reconhecidos, são inicialmente registrados ao seu valor justo acrescido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à sua aquisição ou emissão, exceto no caso de ativos e passivos financeiros classificados na categoria ao valor justo por meio do resultado, onde tais custos são diretamente lançados no resultado do exercício. Sua mensuração subsequente ocorre a cada data de balanço de acordo com as regras estabelecidas para cada tipo de classificação de ativos e passivos financeiros. a) **Ativos financeiros.** Os principais ativos financeiros reconhecidos pela Companhia são: caixa e equivalentes de caixa, ativo financeiro indenizável e adiantamentos. b) **Passivos financeiros.** Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são: fornecedores e demais contas a pagar e retenções contratuais. Estes passivos financeiros não são usualmente negociados antes do vencimento. Após reconhecimento inicial são mensurados pelo custo amortizado pelo método da taxa efetiva de juros. Os juros, atualização monetária e va-

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PERÍODO DE 14 DE MARÇO (DATA DE CONSTITUIÇÃO DA COMPANHIA) A 31 DE DEZEMBRO DE 2012 (Em reais)

	Nota	2012
Receita de construção		3.552.017,48
Custo de construção	9	(3.483.893,60)
Lucro bruto		68.123,88
Despesas operacionais		(534.861,54)
Pessoal e administradores		(255.225,06)
Serviços de terceiros		(121.297,34)
Despesas Administrativas		(95.981,60)
Despesas com arrendamentos e aluguéis		(43.186,67)
Despesas com materiais		(16.903,34)
Despesas com tributos		(2.267,53)
Prejuízo antes do resultado financeiro		(466.737,66)
Resultado financeiro		176.024,29
Receita financeira		
Receitas de aplicações financeiras		178.637,41
Despesa financeira		
Juros		(2.613,12)
Prejuízo do período		(290.713,37)

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE PERÍODO DE 14 DE MARÇO (DATA DE CONSTITUIÇÃO DA COMPANHIA) A 31 DE DEZEMBRO DE 2012 (Em reais)

Prejuízo do período	(290.713,37)
Outros resultados abrangentes	-
Total de resultado abrangente do período	(290.713,37)

riação cambial, quando aplicáveis, são reconhecidos no resultado quando incorridos. c) **Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros.** Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando. Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem; Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado. **2.4. Caixa e equivalentes de caixa.** Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender os compromissos de caixa de curto prazo e, não, para investimento ou outros propósitos. Para que um investimento seja qualificado como equivalente de caixa, ele precisa ter conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa e estar sujeito a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, um investimento normalmente qualifica-se como equivalente de caixa somente quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da aquisição. **2.5. Ativo financeiro indenizável.** Compreende o direito de uso da infra-estrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica, em consonância com o ICPC 01 (R1). É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável. A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo financeiro indenizável excede o seu valor recuperável. Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente. A Companhia reconhece um contas a receber do poder concedente quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras e transmissoras de energia e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base no valor líquido dos ativos construídos considerando o custo proporcional ao total, incorrido até a data do balanço, pertencentes à infra-estrutura que serão indenizados pelo poder concedente, descontados com base na taxa do custo médio ponderado do capital da Companhia. O valor reconhecido do ativo financeiro indenizável, suas estimativas de fluxos de caixa futuros e taxas efetivas de juros, serão revisados trimestralmente, a cada data base de reajuste anual pelo IGPM. Esses ativos financeiros não possuem um mercado ativo, apresentam fluxos de caixa fixos e determináveis, e, portanto, são classificados como "Ativo financeiro indenizável", sendo inicialmente estimados com base nos respectivos valores justos e posteriormente mensurados pelo custo amortizado calculado pelo método da taxa de juros efetiva. **2.6. Outros ativos e passivos.** Um ativo é reconhecido no balanço quando for provável que seus benefícios econômicos futuros serão gerados em favor da Companhia e seu custo ou valor puder ser mensurado com segurança. Um passivo é reconhecido no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, sendo provável que um recurso econômico seja requerido para liquidá-lo. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. Os ativos e passivos são classificados como circulantes quando sua realização ou liquidação é provável que ocorra nos próximos doze meses. Caso contrário são demonstrados como não circulantes. **2.7. Tributação.** Conforme facultado pela legislação tributária, a Sociedade optou pela tributação pelo lucro presumido. Sendo assim, a base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social é calculada por meio da aplicação do percentual sobre a receita bruta. O imposto de renda é computado sobre o lucro presumido pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para os lucros que excederem R\$ 240.000,00 no período de 12 meses, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro presumido, reconhecidos pelo regime de competência. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização. **2.8. Ajuste a valor presente de ativos e passivos.** Os ativos e passivos monetários de longo prazo e os de curto prazo, quando o efeito é considerado relevante em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto, são ajustados pelo seu valor presente. O ajuste a valor presente é calculado levando em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros explícita, e em certos casos implícita, dos respectivos ativos e passivos. Dessa forma, os juros embutidos nas receitas, despesas e custos associados a esses ativos e passivos são descontados com o intuito de reconhecê-los em conformidade com o regime de competência de exercícios. Posteriormente, esses juros são realocados nas linhas de despesas e receitas financeiras no resultado por meio da utilização do método da taxa efetiva de juros em relação aos fluxos de caixa contratuais. **2.9. Compromissos com o meio ambiente.** Medidas compensatórias - O valor da compensação ambiental da Companhia ainda não foi oficialmente definido pelos Órgãos Ambientais pertinentes, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.985/00 e no Decreto nº 6.848/09. A Administração da Companhia, baseada no entendimento de seus assessores jurídicos, interpreta que o valor da compensação será estipulado em torno de 0,5% do valor do empreendimento, valor compatível com o provisionado. **2.10. Demonstrações dos fluxos de caixa.** A demonstração dos fluxos de caixa foi preparada e está apresentada de acordo com o pronunciamento contábil CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, emitido pelo CPC. **3. Caixa e equivalentes de caixa** **31/12/2012**
 Bancos conta movimento **4.774,08**
 Fundo de caixa **5.995,68**
 Aplicações financeiras **10.970.659,43**
 Total **10.981.429,19**
 As aplicações financeiras de liquidez imediata são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. Essas aplicações financeiras referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDB. As aplicações foram remuneradas em média à taxa de 90% da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

co, com relação à manutenção e disponibilidade da rede. ▶ Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e ▶ O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos pela remuneração anual permitida (RAP), parcela garantida pelo poder concedente para remunerar o operador. Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de serviço de transmissão de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação do ICPC 01 (R1), a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de transmissão, abrangendo: (a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro indenizável por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro indenizável diretamente do poder concedente; (b) Parcela referente-se a recebíveis, junto ao poder concedente, que incondicional pela construção, disponibilização e entrega de rede de transmissão, tem de entregar, direta ou indiretamente, caixa ou equivalentes de caixa. É mensurado pelo método de fluxos de caixa futuros estimados da parcela especificada na composição da tarifa de cobrança (RAP) pela construção da rede de transmissão, descontada pela taxa interna de retorno do projeto. (c) Reconhecimento da receita de operação e manutenção em montante suficiente para fazer face aos custos para cumprimento das obrigações de operação e manutenção previstas em contrato de concessão. (d) Reconhecimento da receita financeira sobre os direitos de recebíveis junto ao poder concedente decorrente da remuneração pela taxa interna de retorno do projeto. A infraestrutura construída da atividade de transmissão é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através de valores a receber garantidos pelo poder concedente relativa à remuneração anual permitida (RAP) durante o prazo da concessão. Os valores da RAP garantida são determinados pelo Operador Nacional do Setor Elétrico - ONS, conforme contrato, e recebidos dos participantes do setor elétrico por ela designados pelo uso da rede de transmissão disponibilizada; e (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa. Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. O montante total a receber acumulado em 31 de dezembro de 2012 é de R\$3.552.017,48 classificados no ativo não circulante.

	31/12/2012
6. Fornecedores	31.12/2012
Biodinâmica Engenharia	366.013,60
Engefoto Engenharia	53.567,10
Aeromagem Engenharia	53.567,10
Outros	43.171,00
Total	516.318,80
7. Retenções contratuais. O valor de R\$72.662,43 refere-se a retenção contratual de fornecedores, conforme abaixo, e será restituído quando da conclusão do serviço contratado. As retenções são efetuadas no momento do pagamento das faturas e estão baseadas em contratos e não tem previsão de alteração por encargos.	31/12/2012
Ecari Empresa de Cadastramento Avaliações e Regularizações	8.612,81
Biodinâmica Eng. Meio Ambiente	31.399,62
Avalinc Engenharia	22.500,00
Antropica Consult. Cie	10.150,00
Total	72.662,43
8. Patrimônio líquido. a) Capital social Em 14 de março de 2012, através da Assembleia Geral de Constituição da Companhia foram subscritas 1.000 (mil ações) ações ordinárias nominativas com valor de R\$ 1,00 cada, totalmente integralizadas naquela ocasião. Em 18 de maio de 2012, através da Assembleia Geral Extraordinária foi efetuado o aumento do capital social no valor de R\$ 4.500.000,00, proporcional a participação acionária de cada sócio, com a emissão de 4.500.000 de novas ações ordinárias nominativas, com valor nominal de R\$1,00 cada, passando o Capital Social de R\$1.000,00, para R\$ 4.501.000,00. Em 8 de outubro de 2012, através de Assembleia Geral Extraordinária foi efetuado o aumento do capital social no valor de R\$ 10.000.000,00, proporcional a participação acionária de cada sócio, com a emissão de 10.000.000 de novas ações ordinárias nominativas com valor nominal de R\$1,00 cada, passando o Capital Social de R\$4.501.000,00, para R\$14.501.000,00. Em 31 de dezembro de 2012, o capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 14.501.000,00, dividido em 14.501.000 ações ordinárias nominativas subscritas e integralizadas, no valor nominal de R\$1,00 cada, pela State Grid Brazil Holding S.A. e COPEL Geração e Transmissão S.A., na proporção de 51% e 49%, respectivamente. A composição do capital social subscrito da Companhia é como se segue:	7.395.510,00 7.105.490,00 14.501.000,00

b) **Reserva legal.** A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, observando-se os limites previstos pela Lei das Sociedades por Ações. c) **Dividendos.** Aos acionistas é garantido estatutariamente um dividendo mínimo obrigatório de 50% do lucro líquido após a destinação para reserva legal, calculado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações. **9. Custos de construção.** Referem-se aos custos incorridos para a construção e implantação das linhas de transmissão, sendo os principais (i) custos de pessoal; (ii) serviços de terceiros e despesas com seguros, conforme contrato. Os gastos incorridos no ano de 2012 totalizam R\$ 3.483.893,60. Os custos de pessoal incluem os salários e os encargos, incluindo provisões de 13º salário e férias, do pessoal que atua nas unidades operacionais de construção. Os serviços de terceiros são referentes aos gastos com a contratação de empresas e profissionais para atendimento a construção da rede de transmissão contratada. O valor referente a seguros está relacionado com a despesa inicial prevista no edital para garantir a conclusão do projeto. **10. Instrumentos financeiros.** **10.1. Classificação dos instrumentos financeiros por categoria.** Em 31 de dezembro de 2012 a classificação dos ativos financeiros por categoria é a seguinte:

Ativos financeiros	Receíveis	meio do resultado	Total
Caixa e equivalentes de caixa	-	10.981.429,19	10.981.429,19
Adiantamentos	368.033,50	-	368.033,50
Contas a receber - ativo financeiro indenizável	3.552.017,48	-	3.552.017,48
	3.920.050,98	10.981.429,19	14.901.480,17

O valor justo dos recebíveis não difere de forma relevante dos saldos contábeis, pois têm correção monetária consistente com taxas de mercado e/ou estão ajustados pela provisão para redução ao valor recuperável. Os principais passivos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2012 são mensurados ao custo amortizado, conforme demonstrado abaixo:

Passivos financeiros	516.318,80
Fornecedores	516.318,80
Impostos e obrigações fiscais	88.335,19
Salários e encargos	91.791,28
Retenções contratuais	72.662,43
	769.107,70

10.2. Gestão de risco. As operações financeiras da Companhia são realizadas por intermédio da área financeira de acordo com a estratégia conservadora, visando segurança, rentabilidade e liquidez previamente aprovada pela diretoria e acionistas. Os principais fatores de risco mercado que poderiam afetar o negócio da Companhia são: a) Riscos de mercado. A utilização de instrumentos financeiros pela Companhia têm como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer hedge contra esses riscos, porém, estes são monitorados pela Administração, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégia operacional, sistema de controle, limites de posição e limites de créditos com os demais parceiros do mercado. A Companhia também não pratica aplicações de

caráter especulativo ou quaisquer outros ativos de riscos. b) Riscos ambientais. As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. Os custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a Companhia retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas, mas a Companhia procura assegurar o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, estabelecendo diretrizes e práticas a serem observadas nas operações, a fim de reduzir o impacto ao meio ambiente, mantendo o foco no desenvolvimento sustentável de seu negócio. **10.3. Avaliação dos instrumentos financeiros.** Os instrumentos financeiros constantes do balanço patrimonial, tais como cal-

xa e equivalentes apresentam-se pelo valor contratual, que é próximo ao valor de mercado. Para determinação do valor de mercado foram utilizadas as informações disponíveis e metodologias de avaliação apropriadas para cada situação. **11. Cobertura de seguros.** A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. Em 31 de dezembro de 2012, a cobertura de seguros contra riscos operacionais era composto por danos materiais, para lucros cessantes e para responsabilidade civil.

Marcos Freitas de Sousa - Diretor Presidente
Francisco Roberto Höpker - Diretor
Ronaldo Borges Andrade - Contador - CRC 051.927/O-8

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e acionistas da **Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.** Rio de Janeiro, Brasil. Examinamos as demonstrações financeiras da Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o período compreendido entre 14 de março (data de constituição da Companhia) e 31 de dezembro de 2012, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas. **Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras.** A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro. **Responsabilidade dos auditores independentes.** Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas de-

monstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante. Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade

das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. **Responsabilidade dos auditores independentes.** Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião. **Opinião.** Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A. em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o período compreendido entre 14 de março e 31 de dezembro de 2012, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Rio de Janeiro, 14 de março de 2013

ERNST & YOUNG TERCO
 Auditores Independentes S.S.
 CRC - 2SP 015.199/O-6 - F - RJ
 Gláucio Dutra da Silva
 Contador CRC - 1RJ 090.174/O-4
 Felipe C. Rodriguez
 Contador CRC - 1RJ 097.455/O-7