

# Demonstrações Financeiras 2013

R\$ **8,4 bilhões**  
de ativo total

# Alupar

**780** MW de capacidade  
instalada de geração de energia  
no Brasil, Colômbia e Peru

**5.665** km de  
linhas de transmissão  
no Brasil e Chile

Informações Financeiras Consolidadas

R\$ **1,4** bilhão  
de receita bruta

R\$ **1,0** bilhão  
de EBITDA

R\$ **289,9** milhões  
de lucro líquido

## Relatório da Administração

### 5. TRANSMISSÃO

O segmento de transmissão de energia elétrica, possuímos participação em ativos no Brasil e no Chile. No Brasil, possuímos 19 concessões de transmissão de energia elétrica, sendo 17 operacionais e 2 em fase de construção, que possuem cronograma de entrada em operação comercial entre 2014 e 2015. Além disso, contamos com uma linha de transmissão no Chile. Dessa forma, consolidamos 5.665 km de linhas de transmissão, sendo 5.464 km no Brasil e 200 km no Chile. Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2012-13)	RAP/RBNI (Ciclo 2013-14)	Índice de Reajuste
	Início	Fim					
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 72,8	R\$ 77,4	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 167,3	R\$ 177,7	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 37,6	R\$ 39,9	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 319,7	R\$ 339,6	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 70,6	R\$ 75,0	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 133,9	R\$ 142,2	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 30,3	R\$ 32,2	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 18,7	R\$ 20,0	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 16,8	R\$ 23,3	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 30,1	R\$ 32,0	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 19,8	R\$ 21,0	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 11,1	R\$ 11,9	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 33,1	R\$ 36,7	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 33,4	R\$ 35,6	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 10,5	R\$ 10,8	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 10,0	R\$ 10,7	IPCA
ETVVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 3,4	R\$ 3,6	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 126,3	R\$ 134,5	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	Pré-Oper.	Subestação	R\$ 14,8	R\$ 15,8	IPCA
Transchile	16/06/2005	NA	21/01/2010	200 km	R\$ 15,2	R\$ 15,8	CPI-USA
<b>Total</b>				<b>5.665 km</b>	<b>R\$ 1.175,6</b>	<b>R\$ 1.255,5</b>	

A Alupar e suas subsidiárias auferiram Receita Líquida Ajustada de R\$ 1.206,4 milhões em 2013, representando um crescimento de 10,7% ante os R\$ 1.089,4 milhões registrados em 2012. Quando analisamos a Receita Líquida em IFRS da Companhia, verificamos que em 2013, totalizou R\$ 1.290,8 milhões, representando um aumento de 7,5% em relação aos R\$ 1.201,2 milhões registrados em 2012. Contudo esse aumento da Receita Líquida Ajustada superior ao aumento da Receita Líquida se deve unicamente pelo fato de que, de acordo com as normas do IFRS, todo volume de investimentos (Capex) efetuados pelas nossas empresas de transmissão são contabilizados como receita. Por se tratar de investimentos e não ter nenhum efeito no resultado da Companhia (o mesmo valor da receita é excluído no Custo - Custo de Infraestrutura), por razões analíticas, desconsideramos esse efeito nas receitas da Companhia, conforme detalhado abaixo:

	Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)					
	4T13	4T12	Var. %	2013	2012	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	46,4	28,5	62,8%	119,0	107,4	10,8%
Receita de Infraestrutura	27,7	37,7	-26,4%	84,5	111,8	-24,5%
Remuneração do Ativo de Concessão	243,8	221,0	10,3%	977,4	889,5	9,9%
Suprimento de Energia	54,0	42,7	26,5%	200,7	175,0	14,7%
Prestação de Serviço	0,0	0,1	-	0,0	0,1	-
<b>Receita Bruta - IFRS</b>	<b>371,9</b>	<b>329,9</b>	<b>12,7%</b>	<b>1.381,6</b>	<b>1.283,8</b>	<b>7,6%</b>
Deduções	23,1	21,1	9,7%	90,7	82,6	9,8%
<b>Receita Líquida - IFRS</b>	<b>348,8</b>	<b>308,9</b>	<b>12,9%</b>	<b>1.290,8</b>	<b>1.201,2</b>	<b>7,5%</b>
Exclusão da Receita de Infraestrutura	27,7	37,7	-26,4%	84,5	111,8	-24,5%
<b>Receita Bruta Ajustada</b>	<b>344,2</b>	<b>292,3</b>	<b>17,8%</b>	<b>1.297,1</b>	<b>1.172,0</b>	<b>10,7%</b>
<b>Receita Líquida Ajustada</b>	<b>321,1</b>	<b>271,2</b>	<b>18,4%</b>	<b>1.206,4</b>	<b>1.089,4</b>	<b>10,7%</b>

A variação positiva de 10,7% na Receita Líquida Ajustada em 2013 é explicada: (a) pelo aumento de 9,9% na Receita de Remuneração do Ativo da Concessão, totalizando R\$ 977,4 milhões em 2013 ante R\$ 889,5 milhões em 2012, em função do aumento dos índices de inflação de longo prazo, utilizados para cálculo da taxa de remuneração das transmissoras; (b) pelo aumento de 14,7% na Receita de Suprimento de Energia, devido ao reajuste dos contratos de venda de energia e da estratégia de otimização do portfólio de geração. Quando analisada a Receita Líquida não ajustada em IFRS, verifica-se que esta atingiu R\$ 1.290,8 milhões em 2013, uma variação positiva de 7,5% se comparado aos R\$ 1.201,2 milhões registrados em 2012. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima pela redução de R\$ 27,4 milhões na Receita de Infraestrutura. Para mais informações sobre as variações na Receita de Infraestrutura (CAPEX), favor, verificar a seção "Investimentos" mais adiante.

### CUSTO DOS SERVIÇOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Devido a reclassificação de algumas contas, conforme mencionado na seção "Segmento de Geração", a análise é feita levando em consideração a conta "Custo dos Serviços" (expurgando o "custo de infraestrutura" e a "Depreciação/Amortização") em conjunto com as "Despesas Operacionais" (expurgando a "Equivalência Patrimonial"). Ao analisar estas contas em conjunto verifica-se que totalizaram R\$ 225,7 milhões em 2013, 12,6% superior aos R\$ 200,4 milhões apurados em 2012. Este aumento de R\$ 25,3 milhões é explicada principalmente:

#### Custos dos Serviços + Despesas (R\$ MM)

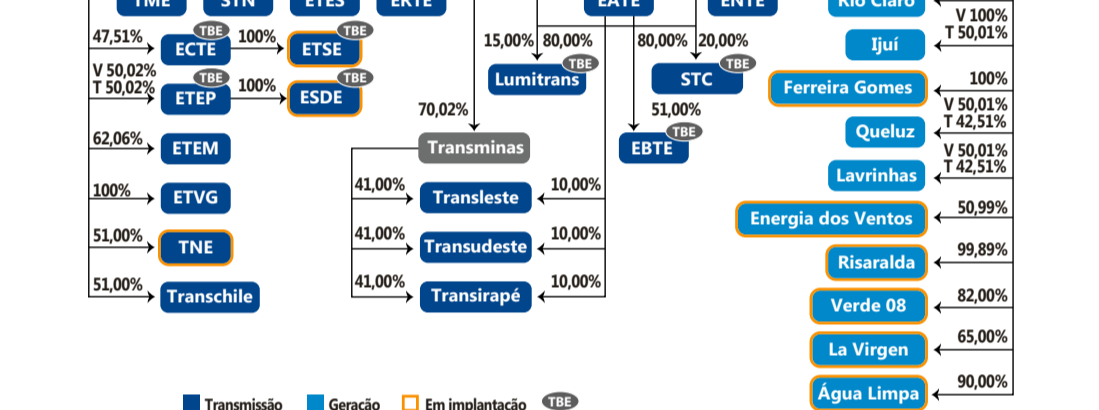
200,4

225,7

12,6%

2012

2013



■ Transmissão ■ Geração ■ Em implantação ■ TBE

6. GERAÇÃO

Também atuamos na geração de energia renovável por meio de UHEs, PCHs, e parques eólicos no Brasil, na Colômbia e no Peru. Nosso portfólio de ativos em operação totaliza uma capacidade instalada de 179,4 MW em operação e 601,4 MW em construção, além de mais de 3.000 MW em prospecção. Segue abaixo principais características dos ativos de geração da Alupar:

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital Votante	Capital Total	Capacidade Instalada - MW	Energia Assegurada - MW
	Início	Fim					
Queluz	04/06/04	04/06/34	09/03/11	50,01%	42,51%	30,0	21,4
Lavrinhas	04/06/04	04/06/34	08/12/11	50,01%	42,51%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	08/15/06	08/15/41	12/02/10	100,00%	50,01%	68,4	41,0
São José - Ijuí	08/15/06	08/15/41	06/04/11	100,00%	50,01%	51,0	30,4
Ferreira Gomes	11/09/10	11/09/45	Pré - Operacional	100%	100%	252,0	150,2
Energia dos Ventos	08/08/12	08/08/47	Pré - Operacional	50,99%	50,99%	204,4	100,5
Risaralda	N/A	N/A	Pré - Operacional	99,89%	99,89%	28,0	16,8
Verde 08	24/10/12	24/10/42	Pré - Operacional	82,00%	82,00%	30,0	18,7
La Virgen	N/A	N/A	Pré - Operacional	65,00%	65,00%	64,0	40,4
Água Limpa	-	-	Pré - Operacional	90,00%	90,00%	23,0	11,9
<b>Total</b>						<b>780,8</b>	<b>452,7</b>

O gráfico a seguir apresenta a expansão da capacidade de geração até 2018.



\* UHE Foz do Rio Claro

7. GESTÃO DE PESSOAS

Nossos colaboradores são considerados parceiros estratégicos na superação das metas definidas pela Alupar, e nosso principal desafio é a manutenção deste importante capital - o ser humano. A Alupar é uma empresa que está permanentemente preocupada com o bem estar de seus colaboradores e por este motivo desenvolveu uma Política de Benefícios que se insere na Gestão Integrada de Recursos Humanos, tendo uma abordagem que agregue valor ao negócio da Companhia. Esta Política visa promover o reconhecimento e integração entre os colaboradores, objetivando o crescimento e a valorização do capital humano da Companhia. Para cumprir seus objetivos a área de RH dirige seus esforços: • No desenvolvimento e retenção de pessoas-chave; • Na preparação dos Gestores para a Gestão de pessoas; • Na Gestão do Clima e estabelecimento de planos de monitoramento de projetos de melhoria do clima.

8. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

A Alupar tem um comprometimento social e acredita na construção de uma sociedade mais justa e humana. Desta forma, está engajada no desenvolvimento de projetos sociais que levam melhorias significativas às vidas dos membros das comunidades onde atua: tais como centros voltados à criação artística, incentivo cultural e desenvolvimento social. Nesse sentido, visando minimizar e acompanhar as interferências que seus empreendimentos podem gerar na vida dos membros das comunidades onde está inserida, a Companhia desenvolve ações educativas e informativas, abrangendo tanto questões de saúde pública quanto questões ambientais.

9. BALANÇO SOCIAL

Base de cálculo	Consolidado					
	31/12/2013		31/12/2012			
Receita líquida (RL)	1.290.831		1.201.224			
Lucro operacional (LO)	965.660		870.883			
Folha de pagamento bruta (FPB)	73.488		64.038			
Valor adicionado total (VAT)	1.211.643		1.082.781			
<b>Indicadores sociais internos</b>		<b>% sobre RL</b>	<b>VAT</b>		<b>% sobre RL</b>	<b>VAT</b>
Encargos sociais compulsórios	15.913	21,65%	1,23%	13.601	21,24%	1,13%
Assistência Médica e Vale-Transporte	2.885	3,93%	0,22%	2.414	3,77%	0,20%
Previdência Privada	1.276	1,74%	0,10%	986	1,54%	0,08%
Educação	135	0,18%	0,01%	217	0,34%	0,02%
Auxílio alimentação	1.995	2,71%	0,15%	1.776	2,77%	0,15%
Outros	1.161	1,58%	0,09%	2.451	3,83%	0,20%
	<b>23.365</b>	<b>31,79%</b>	<b>1,93%</b>	<b>21.445</b>	<b>33,49%</b>	<b>1,98%</b>
<b>Indicadores sociais externos</b>		<b>% sobre RL</b>	<b>VAT</b>		<b>% sobre RL</b>	<b>VAT</b>
Doações e contribuições	2.828	0,29%	0,22%	1.329	0,15%	0,11%
Projetos de incentivo à cultura	2.821	0,29%	0,23%	3.485	0,40%	0,29%
Pesquisa e desenvolvimento tecnológico	10.308	1,07%	0,80%	9.488	1,09%	0,79%
Tributos excluídos encargos sociais	191.492	19,83%	14,83%	171.680	19,71%	14,29%
	<b>207.449</b>	<b>21,48%</b>	<b>16,07%</b>	<b>185.982</b>	<b>21,36%</b>	<b>15,48%</b>
<b>Indicadores ambientais</b>		<b>% sobre RL</b>	<b>VAT</b>		<b>% sobre RL</b>	<b>VAT</b>
Investimentos relacionados à atividade da empresa	6.681	0,69%	0,52%	5.709	0,66%	0,48%
Projetos de preservação ambiental	816	0,08%	0,06%	359	0,04%	0,03%
Projetos de educação ambiental em comunidades	496	0,05%	0,04%	484	0,06%	0,04%
Licenças ambientais	44	0,00%	0,00%	39	0,00%	0,00%
Desapropriações de terras	3.314	0,34%	0,26%	4.094	0,47%	0,34%
Manejo de vegetação	11.351	1,18%	0,88%	10.685	1,23%	0,89%
<b>Indicadores do corpo funcional</b>		<b>% sobre RL</b>	<b>VAT</b>		<b>% sobre RL</b>	<b>VAT</b>
Empregados no final do período	588			529		
Escolaridade dos empregados	374			335		
Superior e extensão universitária	203			203		
2º Grau						
Faixa etária dos empregados						
Abaixo de 30 anos	195			168		
De 30 até 45 anos	271			232		
Acima de 45 anos	138			139		
Admissões durante o ano	161			179		
Mulheres que trabalham na empresa	139			143		
Negros que trabalham na empresa	14			37		
Portadores de deficiências físicas	-			-		
Estagiários	9			10		
<b>Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial</b>						
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	<b>9,93</b>			<b>10,53</b>		
Acidentes de trabalho	-			-		

Análise de Receita Consolidado - IFRS

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A Alupar e suas subsidiárias auferiram Receita Líquida Ajustada de R\$ 1.206,4 milhões em 2013, representando um crescimento de 10,7% ante os R\$ 1.089,4 milhões registrados em 2012. Quando analisamos a Receita Líquida em IFRS da Companhia, verificamos que em 2013, totalizou R\$ 1.290,8 milhões, representando um aumento de 7,5% em relação aos R\$ 1.201,2 milhões registrados em 2012. Contudo esse aumento da Receita Líquida Ajustada superior ao aumento da Receita Líquida se deve unicamente pelo fato de que, de acordo com as normas do IFRS, todo volume de investimentos (Capex) efetuados pelas nossas empresas de transmissão são contabilizados como receita. Por se tratar de investimentos e não ter nenhum efeito no resultado da Companhia (o mesmo valor da receita é excluído no Custo - Custo de Infraestrutura), por razões analíticas, desconsideramos esse efeito nas receitas da Companhia, conforme detalhado abaixo:

	Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)					
	4T13	4T12	Var. %	2013	2012	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	46,4	28,5	62,8%	119,0	107,4	10,8%
Receita de Infraestrutura	27,7	37,7	-26,4%	84,5	111,8	-24,5%
Remuneração do Ativo de Concessão	243,8	221,0	10,3%	977,4	889,5	9,9%
Suprimento de Energia	54,0	42,7	26,5%	200,7	175,0	14,7%
Prestação de Serviço	0,0	0,1	-	0,0	0,1	-
<b>Receita Bruta - IFRS</b>	<b>371,9</b>	<b>329,9</b>	<b>12,7%</b>	<b>1.381,6</b>	<b>1.283,8</b>	<b>7,6%</b>
Deduções	23,1	21,1	9,7%	90,7	82,6	9,8%
<b>Receita Líquida - IFRS</b>	<b>348,8</b>	<b>308,9</b>	<b>12,9%</b>	<b>1.290,8</b>	<b>1.201,2</b>	<b>7,5%</b>
Exclusão da Receita de Infraestrutura	27,7	37,7	-26,4%	84,5	111,8	-24,5%
<b>Receita Bruta Ajustada</b>	<b>344,2</b>	<b>292,3</b>	<b>17,8%</b>	<b>1.297,1</b>	<b>1.172,0</b>	<b>10,7%</b>
<b>Receita Líquida Ajustada</b>	<b>321,1</b>	<b>271,2</b>	<b>18,4%</b>	<b>1.206,4</b>	<b>1.089,4</b>	<b>10,7%</b>

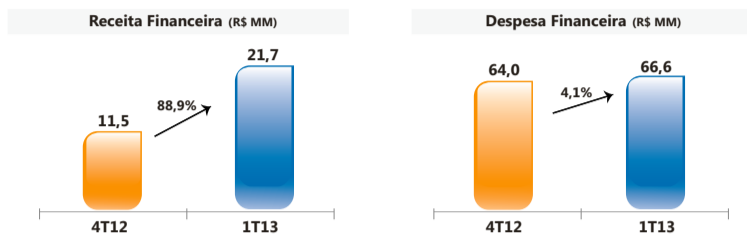
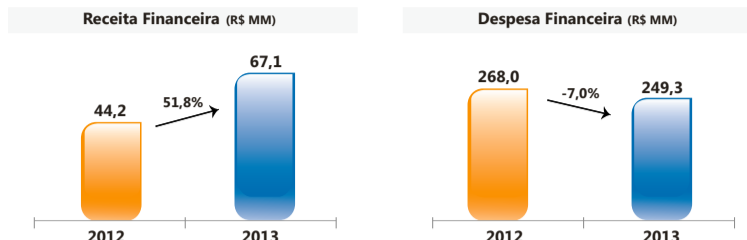
A variação positiva de 10,7% na Receita Líquida Ajustada em 2013 é explicada: (a) pelo aumento de 9,9% na Receita de Remuneração do Ativo da Concessão, totalizando R\$ 977,4 milhões em 2013 ante R\$ 889,5 milhões em 2012, em função do aumento dos índices de inflação de longo prazo, utilizados para cálculo da taxa de remuneração das transmissoras; (b) pelo aumento de 14,7% na Receita de Suprimento de Energia, devido ao reajuste dos contratos de venda de energia e da estratégia de otimização do portfólio de geração. Quando analisada a Receita Líquida não ajustada em IFRS, verifica-se que esta atingiu R\$ 1.290,8 milhões em 2013, uma variação positiva de 7,5% se comparado aos R\$ 1.201,2 milhões registrados em 2012. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima pela redução de R\$ 27,4 milhões na Receita de Infraestrutura. Para mais informações sobre as variações na Receita de Infraestrutura (CAPEX), favor, verificar a seção "Investimentos" mais adiante.

\* continuação

## Análise do Resultado Consolidado - IFRS

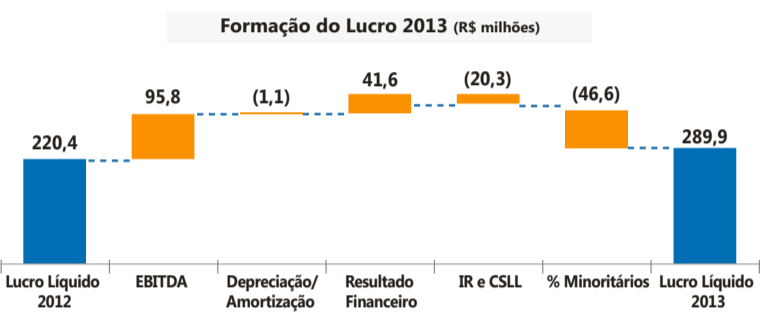
### RESULTADO FINANCEIRO

Totalizou R\$ 182,2 milhões em 2013, 18,6% inferior aos R\$ 223,8 milhões registrados em 2012. O aumento de R\$ 22,9 milhões na receita financeira foi proveniente essencialmente da oferta pública 100% primária, realizada em abril/2013, que gerou recursos líquidos da ordem de R\$ 787,7 milhões para o caixa da Companhia. A queda de R\$ 18,7 milhões na despesa financeira ocorreu principalmente devido à queda na Taxa de Juros (TJLP) que incide sobre 35,3% do endividamento da Companhia. A TJLP estava em média 5,75% a.a. em 2012 e 5,00% a.a. em 2013.



### LUCRO LÍQUIDO

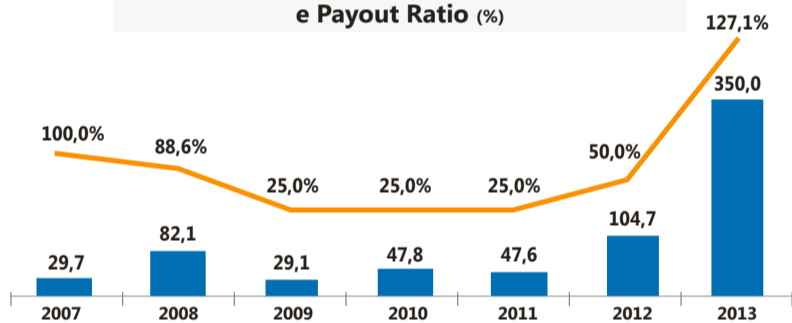
Em 2013, o lucro líquido totalizou R\$ 289,9 milhões, 31,5% superior aos R\$ 220,4 milhões registrados em 2012. Importante ressaltar que, excluindo-se o efeito relacionado ao GSF no 1T13, o Lucro líquido em 2013 poderia ter sido de R\$ 295,1 milhões (33,9% superior ao lucro registrado em 2012).



### DIVIDENDOS

De acordo com nosso Estatuto Social vigente, o dividendo obrigatório mínimo não cumulativo, em cada exercício, é de 50% do lucro líquido, diminuído ou acrescido dos valores de reservas previstos em lei. Em 27 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração da Companhia deliberou, à distribuição de dividendos intermediários no valor de R\$ 156.225.450,00 referente à conta de reserva de lucros existentes no balanço de 31 de dezembro de 2012 e recomendou a distribuição de R\$ 193.719.558,00 do lucro do exercício de 2013, que deverá ser deliberado em Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 16 de abril de 2014. Assim, o total de proventos atingirá R\$ 350 milhões, equivalente a R\$ 1,68 por ação.

### Histórico de Dividendos Declarados (R\$ milhões) e Payout Ratio (%)



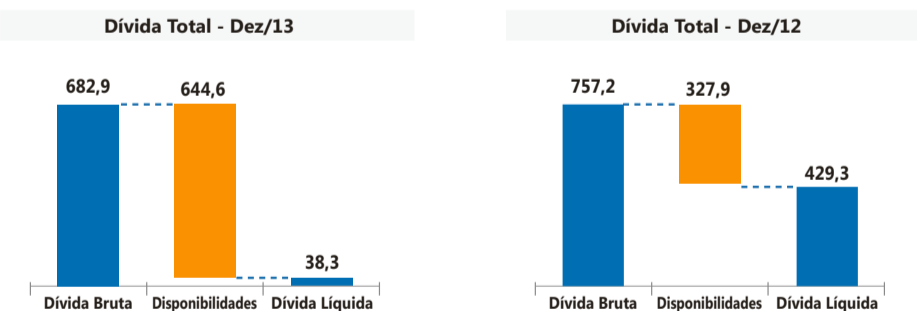
### INVESTIMENTOS

Em 2013, foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 582,7 milhões em nossas empresas, sendo R\$ 84,5 milhões investidos no segmento de transmissão, R\$ 491,4 milhões no segmento de geração e R\$ 6,8 milhões no desenvolvimento de novos negócios, ante R\$ 486,3 milhões registrados em 2012, quando R\$ 111,8 milhões foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 360,1 milhões foram investidos no segmento de geração e R\$ 14,4 milhões no desenvolvimento de novos negócios. O aumento no nosso volume de investimentos reflete a implantação da UHE Ferreira Gomes e das subestações Abdon Batista e Gaspar de responsabilidade da ETSE, conforme detalhado na abertura abaixo:

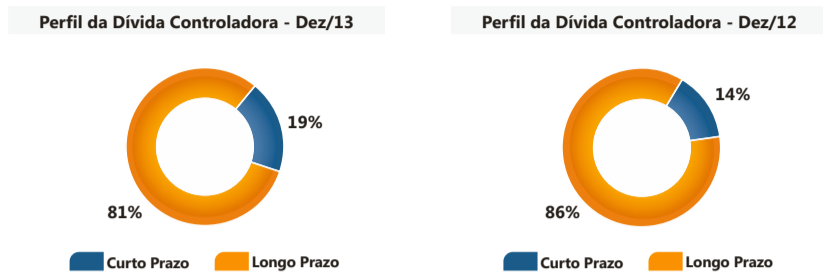
	4T13	4T12	2013	2012
<b>Investimentos (R\$ MM)</b>	<b>27,7</b>	<b>37,7</b>	<b>84,5</b>	<b>111,8</b>
Transmissão	27,7	—	84,5	—
ENTE	—	—	7,9	—
ESDE	0,4	35,0	9,9	47,5
ETVG	0,1	0,8	0,8	18,2
ERTE	—	(0,7)	0,6	26,9
ETEM	—	0,6	1,1	6,8
ETSE	22,4	1,9	62,8	4,0
OUTROS	0,2	0,1	1,4	8,4
<b>Geração</b>	<b>107,9</b>	<b>121,6</b>	<b>491,4</b>	<b>360,1</b>
Ferreira Gomes	92,6	118,1	463,0	343,2
Outros	15,3	3,5	28,4	16,9
<b>Holding</b>	<b>1,9</b>	<b>3,4</b>	<b>6,8</b>	<b>14,4</b>
<b>Total</b>	<b>137,5</b>	<b>162,7</b>	<b>582,7</b>	<b>486,3</b>

### ENDIVIDAMENTO

**Controladora:**  
Em 2013 a dívida líquida da holding totalizou R\$ 38,3 milhões, R\$ 391,0 milhões inferior aos R\$ 429,3 milhões registrados em dez/2012. Esta variação é explicada pelo aumento das disponibilidades, que totalizou R\$ 644,6 milhões em dez/2013 ante R\$ 327,9 milhões registrados em dez/2012. Esta variação positiva das disponibilidades é explicado pelo aumento de capital proveniente da oferta pública 100% primária, em Abril/13, que gerou recursos líquidos da ordem de R\$ 787,7 milhões para o caixa da Companhia.

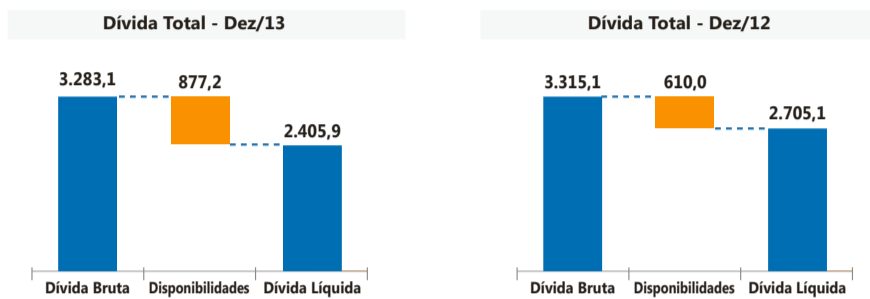


A dívida bruta da Holding totalizou R\$ 682,9 milhões em dez/2013, 9,8% inferior aos R\$ 757,2 milhões registrados em dez/2012. A dívida bruta da controladora consiste praticamente em emissões de debêntures (93,9%), sendo 47,6% indexadas por CDI e 52,4% por IPCA, com um perfil bem alongado, sendo 35% dos vencimentos após 2019. Para mais informações sobre o Endividamento da Controladora, favor, verificar a Nota Explicativas 22 "Empréstimos e Financiamentos" e 23 "Debêntures" das demonstrações financeiras de 2013. Abaixo o perfil da dívida da Controladora:

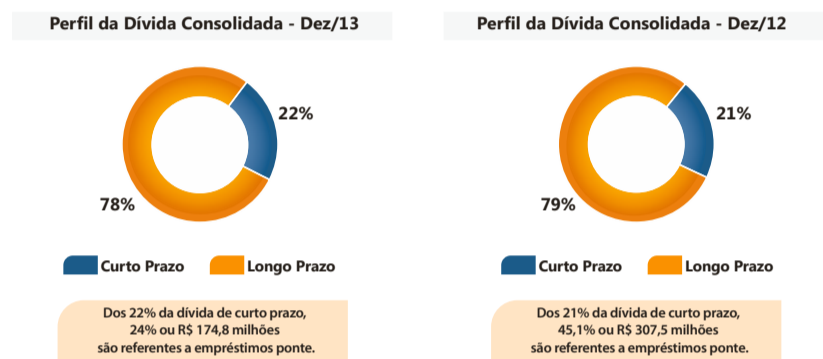


### Consolidado:

A dívida bruta da Alupar e suas subsidiárias totalizaram R\$ 3.283,1 milhões em dez/13, 1,0% ou R\$ 32,0 milhões inferior aos R\$ 3.315,1 apurados em dez/12. A dívida líquida registrada em dez/13 foi de R\$ 2.405,9 milhões, 11,1% ou R\$ 299,2 milhões inferior aos R\$ 2.705,1 milhões registrados em dez/12.

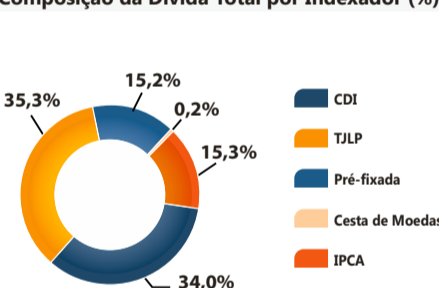


A dívida de curto prazo registrada em dez/13 totalizou R\$ 718,9 milhões, 5,4% superior aos R\$ 682,1 milhões registrados em dez/12.

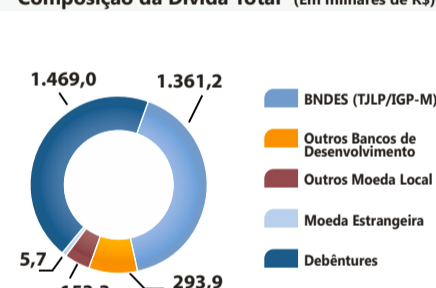


Em dez/13 as disponibilidades da Alupar e suas subsidiárias somavam R\$ 877,2 milhões, R\$ 267,2 milhões superior aos R\$ 610,0 milhões registrados em dez/2012. Esta variação ocorreu principalmente na Holding, devido à abertura de capital em Abril/2013. Da dívida consolidada, R\$ 682,9 milhões referem-se a Controladora, conforme detalhado acima, outros R\$ 1.971,5 milhões estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e R\$ 628,7 milhões referem-se a projetos em implantação, sendo: (a) R\$ 619,8 milhões referentes à Ferreira Gomes, dos quais R\$ 454,0 milhões captados junto ao BNDES e R\$ 165,8 milhões captados através da segunda emissão de debêntures. Esta segunda emissão de debêntures de Ferreira Gomes tem natureza de empréstimo-ponte, com vencimento em maio de 2014 e será convertido em dívida de longo prazo; e (b) R\$ 8,9 milhões referentes a ETSE. Do total da dívida, R\$ 1.655,1 milhões são para projetos de infraestrutura (project finance) junto a bancos de fomento, a taxa de TJLP + spread médio de 2,5%. Em dez/13, as emissões de debêntures correspondem a R\$ 1.469,0 milhões ou 44,7% do total da dívida. As debêntures de emissão da holding representam um saldo de R\$ 641,4 milhões e as emissões das subsidiárias EATE, ECTE, ENTE, ETEP, Transirapé, Transudeste e Ferreira Gomes representam um saldo de R\$ 827,6 milhões. Apenas R\$ 5,7 milhões ou 0,2% do total da dívida são referentes à moeda estrangeira, sendo financiamentos em cesta de moedas junto a bancos de fomento.

### Composição da Dívida Total por Indexador (%)

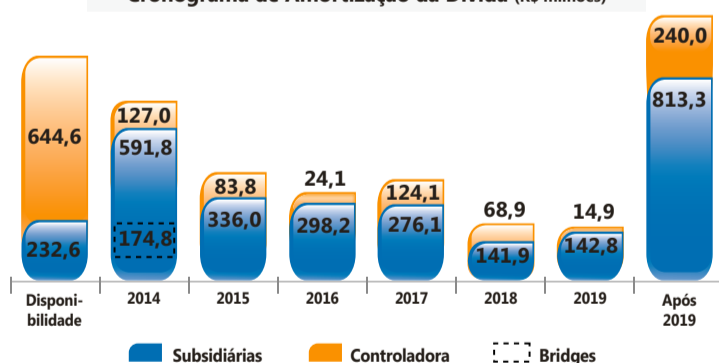


### Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



O perfil da dívida consolidada da Alupar é bastante alongado, principalmente quando levamos em consideração que a curva de amortização abaixo referente às nossas subsidiárias está influenciada no ano de 2014 em cerca de R\$ 174,8 milhões, devido aos empréstimos ponte tomados pelos projetos em implantação. Esses empréstimos ponte se transformarão em dívidas de longo prazo com amortização natural dimensionada com a capacidade de geração e caixa dos projetos.

### Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)



## Balancos Patrimoniais

Em 31 de Dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012

Ativo	Nota	Controladora			Consolidado		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Circulante</b>		<b>711.736</b>	<b>365.884</b>	<b>235.243</b>	<b>2.119.759</b>	<b>1.816.175</b>	<b>1.519.394</b>
Caixa e equivalentes de caixa	6	364.664	21.479	729	520.054	40.723	26.295
Investimentos de curto prazo	7	279.923	306.404	19.958	279.923	490.143	151.298
Títulos e valores mobiliários	8	—	—	170.535	3.336	7.404	177.967
Contas a receber de clientes	9	—	—	—	128.818	120.718	121.556
Partes relacionadas	32	32.770	15.236	24.332	—	—	—
Impostos a recuperar	10	27.146	21.649	17.245	38.103	47.336	60.424
Adiantamento a fornecedores	147	140	934	9.469	74.181	42.376	—
Estoques	—	—	—	33.270	22.722	23.025	—
Despesas pagas antecipadamente	33	15	24	853	807	947	—
Ativo financeiro da concessão	11	—	—	—	1.069.548	986.344	895.238
Outros ativos	7.053	961	1.486	36.385	25.797	20.268	—
<b>Não circulante</b>		<b>2.687.903</b>	<b>2.137.330</b>	<b>1.816.095</b>	<b>6.240.396</b>	<b>5.488.541</b>	<b>4.919.508</b>
Contas a receber de clientes	9	—	—	—	21.167	7.591	2.245
Partes relacionadas	32	294.139	25.427	278.499	4.419	1.254	—
Títulos e valores mobiliários	8	—	—	—	73.899	71.717	86.935
Impostos a recuperar	10	—	—	—	32.825	23.065	32.170
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	—	—	—	1.269	461	228
Adiantamento a fornecedores	—	—	—	—	2.426	2.562	—
Estoques	—	—	—	—	—	8.418	3.773
Cauções e depósitos judiciais	24	1.864	1.769	1.599	10.062	10.243	6.630
Ativo financeiro da concessão	11	—	—	—	3.247.336	3.051.530	2.964.801
Outros ativos	—	—	—	—	3.176	2.598	2.177
Investimentos	12	2.311.348	2.022.265	1.451.347	194.789	176.382	76.136
Imobilizado	13	1.275	1.754	1.688	2.505.282	2.004.930	1.631.184
Intangível	14	79.277	86.115	82.962	143.746	127.790	113.229
<b>Ativo total</b>		<b>3.399.639</b>	<b>2.503.214</b>	<b>2.051.338</b>	<b>8.360.155</b>	<b>7.304.716</b>	<b>6.438.902</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

\* continuação

## Demonstrações dos Resultados

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais, exceto lucro líquido por ação)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Receita operacional bruta</b>					
Sistema de transmissão de energia	27	-	-	1.180.882	1.108.717
Sistema de geração de energia	27 e 28	-	-	200.697	175.044
Prestação de serviços	27	-	-	-	81
				<b>1.381.579</b>	<b>1.283.842</b>
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>					
Equivalência patrimonial	-	-	-	(90.748)	(82.618)
<b>Receita operacional líquida</b>	27	-	-	<b>1.290.831</b>	<b>1.201.224</b>
<b>Custo do serviço</b>					
<b>Custo com energia elétrica</b>					
Energia comprada para revenda	28	-	-	(28.284)	(23.316)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	(4.601)	(7.611)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	(3.675)	(1.744)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	-	-	-	(4.569)	(4.981)
<b>Custo de operação</b>	29	-	-	(98.582)	(84.186)
Custo dos serviços prestados	29	-	-	(84.473)	(111.850)
Custo de infraestrutura	-	-	-	(34.515)	(33.525)
Depreciação/amortização	-	-	-	(258.699)	(267.213)
				<b>1.032.132</b>	<b>934.011</b>
<b>Lucro bruto</b>					
<b>Despesas e receitas operacionais</b>					
Administrativas e gerais	29	(17.343)	(14.276)	(41.184)	(35.920)
Pessoal e administradores	-	(19.827)	(18.169)	(43.252)	(38.982)
Equivalência patrimonial	12	367.713	306.548	20.382	16.186
Outras receitas	29	242	148	127	180
Outras despesas	-	(2.520)	(4.572)	(2.545)	(4.592)
		<b>328.265</b>	<b>269.679</b>	<b>(66.472)</b>	<b>(63.128)</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro</b>	30	(87.224)	(77.419)	965.660	870.883
Despesas financeiras	30	48.810	28.148	67.073	44.177
Receitas financeiras	-	-	-	-	-
		<b>(38.414)</b>	<b>(49.271)</b>	<b>(182.230)</b>	<b>(223.793)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>	31	289.851	220.408	783.430	647.090
Imposto de renda e contribuição social correntes	31	-	-	(97.098)	(74.949)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	31	-	-	(31.364)	(33.203)
		-	-	(128.462)	(108.152)
		<b>289.851</b>	<b>220.408</b>	<b>654.968</b>	<b>538.938</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>					
Atribuído a sócios da empresa controladora	-	-	-	289.851	220.408
Atribuído a sócios não controladores	-	-	-	365.117	318.530
		<b>289.851</b>	<b>220.408</b>	<b>654.968</b>	<b>538.938</b>
<b>Quantidade de ações ON</b>					
<b>Quantidade de ações PN</b>					
<b>Resultado básico e diluído por ação ON</b>	26	0,50106	1,34838		
<b>Resultado básico e diluído por ação PN</b>	26	0,50106	1,34838		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## Demonstrações dos resultados abrangentes

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Lucro líquido do exercício</b>					
Outros resultados abrangentes - Ajustes de conversão cumulativa Transchile		289.851	220.408	654.968	538.938
Total do resultado abrangente do exercício		5.287	-	5.294	-
Atribuído a sócios da empresa controladora		295.138	220.408	660.262	538.938
Atribuído a sócios não controladores		-	-	365.124	318.530

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

	Notas	Controladora		Consolidado	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Lucro líquido do exercício</b>					
Outros resultados abrangentes - Ajustes de conversão cumulativa Transchile		289.851	220.408	654.968	538.938
Total do resultado abrangente do exercício		5.287	-	5.294	-
Atribuído a sócios da empresa controladora		295.138	220.408	660.262	538.938
Atribuído a sócios não controladores		-	-	365.124	318.530

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## Demonstrações do Valor Adicionado

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Receitas</b>				
Receita de transmissão de energia	-	-	118.994	107.380
Receita de infraestrutura	-	-	84.473	111.850
Remuneração do ativo financeiro da concessão	-	-	977.415	889.487
Suprimento de energia	-	-	200.697	175.044
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	81
Outras receitas	242	148	127	180
	<b>242</b>	<b>148</b>	<b>1.381.706</b>	<b>1.284.022</b>
<b>(-) Insumos adquiridos de terceiros</b>				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(28.284)	(23.316)
Encargos do uso da rede elétrica (CUST)	-	-	(4.601)	(7.611)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	-	-	(3.675)	(1.744)
Custo de construção	-	-	(84.473)	(111.850)
Serviços de terceiros	(13.389)	(10.180)	(72.981)	(73.786)
Matérias	(311)	(254)	(19.489)	(4.925)
Outros custos operacionais	(436)	(2.216)	(8.623)	(4.045)
	<b>(14.136)</b>	<b>(12.650)</b>	<b>(222.126)</b>	<b>(227.277)</b>
<b>(-) Quotas de reintegração (depreciação)</b>				
Valor adicionado recebido em transferência	367.713	306.548	20.382	16.186
Equivalência patrimonial	48.810	28.148	67.073	44.177
Receitas financeiras	416.523	334.696	87.455	60.363
	<b>401.753</b>	<b>321.392</b>	<b>1.211.643</b>	<b>1.082.781</b>
<b>Valor adicionado a distribuir</b>				
<b>Distribuição do valor adicionado</b>				
<b>Pessoal</b>				
Remuneração direta	14.240	12.727	50.123	42.593
Benefícios	1.619	1.454	7.452	7.844
Auxílio alimentação	321	362	1.995	1.776
Assistência médica	686	483	2.809	2.350
Vale transporte	24	31	76	64
Previdência privada	413	335	1.276	986
Outros	175	243	1.296	2.668
F.G.T.S	1.087	985	4.585	3.249
	<b>16.946</b>	<b>15.166</b>	<b>62.160</b>	<b>53.686</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

## 1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Alupar Investimento S.A. ("Companhia" ou "Alupar") é uma sociedade por ações, de capital aberto, com sede na cidade de São Paulo - SP na Av. Dr. Cardoso de Melo, nº 1855, Bloco 1, 9º andar, e tem por objeto a participação em outras sociedades atuantes nos setores de energia e infraestrutura, no Brasil ou no exterior, como acionista ou quotista; a geração, transformação, transporte, a distribuição e o comércio de energia em qualquer forma; elaboração de estudos de viabilidade e projetos, promover a construção, a operação e manutenção de usinas de geração de energia, de linhas de transmissão e de transporte, subestações, rede de distribuição e, bem assim, a realização de quaisquer outros serviços afins ou complementares; e a realização de quaisquer outros serviços ou atividades na área de infraestrutura. A Alupar participa em empresas geradoras e empresas transmissoras de energia elétrica no Brasil, além de participar em 3 empresas Holdings, sendo: Transmins Holding S.A. (controladora da Transleste, Transirapé e Transudeste), Alupar Inversões Peru e Boa Vista Participações S.A. A Companhia é diretamente controlada pela Guarupart Participações Ltda. ("Guarupart"). Dados das empresas controladas: **Concessões de linhas de transmissão:** A Companhia possui aproximadamente 5.665 km de linhas de transmissão, sendo aproximadamente 4.950 km em operação e 715 km em fase pré-operacional, com voltagens entre 230 kV e 525 kV. Os sistemas de transmissão das controladas da Companhia tem prazo de concessão de 30 anos, e estão localizados na região Norte e Nordeste do país, nos Estados do Pará, Maranhão, Piauí e Ceará; na região Sul, no Estado de Santa Catarina; na região Sudeste, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo; no Centro-Oeste, no Estado do Mato Grosso; e, futuramente, nos Estados do Amazonas e Roraima (TNE). A Companhia possui 51% de participação acionária na Transchile, que opera uma linha de transmissão de 200 km Temuco-Charrua, localizada no Chile. As tabelas abaixo apresentam a relação dos ativos de transmissão de energia elétrica:

Empresas	Localização/Conexão	
	Empresas	Localização/Conexão
Empresa Paranaense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	Tucuruí (PA) - Vila Conde (PA)	
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	Tucuruí (PA) - Açailândia (MA)	
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	Vila Conde (PA) - Santa Maria (PA)	
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE	Tucuruí (PA) - Presidente Dutra (PA)	
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	Campos Novos (SC) - Blumenau (SC)	
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	Teresina (PI) - Fortaleza (CE)	
Companhia Transleste de Transmissão - Transleste	Irapé (MG) - Montes Claros (MG)	
Companhia Transudeste de Transmissão - Transudeste	Itutinga (MG) - Juiz de Fora (MG)	
Companhia Transirapé de Transmissão - Transirapé	Irapé (MG) - Araçuaí (MG)	
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	Barra Grande (SC) - Lages (SC) - Rio Sul (SC)	
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	Machadinho (SC) - Campos Novos (SC)	
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	Verona (ES) - Mascarenhas (ES)	
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. - EBTE	Juba (MG) - Juína (MG)	
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	Jauru (MT) - Cuiabá (MT)	
Empresa Santos Dumont de Energia S.A. - ESDM (**)	Subestação Santos Dumond (MG)	
Empresa de Transmissão de Energia S.A. - ESDM (**)	Novo Itutum (MT) - Nobres (MT) - Cuiabá (MT)	
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETM	Subestação Várzea Grande (MT)	
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	Boa Vista (RR) - Equador (RR) - Lechuga (AM)	
Transporte Energia S.A. - TNE	Sub. Abdou Batista/Gaspar (SC)	
Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE	Charrúa - Nueva Temuco	
Transchile Charrúa Transmissão S.A. (*)		

Empresas	Contrato de concessão ANEEL nº		Prazo da concessão/autorização		Início da operação	Extensão da linha	Tensão	RAP/RBNI (Ciclo 2013/2014)	Índice de reajuste do contrato	Redução de 50% da RAP a partir 16º ano de operação	Revisão tarifária prevista
	Início	Fim	Início	Fim							
ETEP	043/2001	12/06/01	12/06/31	25/08/02	323 km	345/138 Kv	77.376	IGP-M	Sim	Não	
ENTE	085/2002	11/12/02	11/12/32	12/02/05	464 km	500 Kv	177.716	IGP-M	Sim	Não	
ERTE	083/2002	11/12/02	11/12/32	15/09/04	179 km	230 Kv	39.892	IGP-M	Sim	Não	
EATE	042/2001	12/06/01	12/06/31	10/03/03	924 km	500 Kv	339.626	IGP-M	Sim	Não	
STN	005/2004	18/02/04	18/02/34	26/03/02	252,5 km	525 Kv	75.000	IGP-M	Sim	Não	
Transleste	009/2004	18/02/04	18/02/34	01/01/06	541 km	500 Kv	142.193	IGP-M	Sim	Não	
Transudeste	005/2005	04/03/05	04/03/35	23/02/07	140 km	345 Kv	32.212	IGP-M	Sim	Não	
Transirapé	012/2005	15/03/05	15/03/35	23/05/07	65 km	230 Kv	17.810	IGP-M	Sim	Não	
STC	006/2006	27/04/06	27/04/36	08/11/07	195 km	230 Kv	32.009	IPCA	Sim	Não	
Lumitrans	007/2004	18/02/04	18/02/34	03/10/07	51 km	525 Kv	21.013	IGP-M	Sim	Não	
ETES	006/2007	20/04/07	20/04/37	12/12/08	107 km	230 Kv	11.856	IPCA	Sim	Sim	
EBTE	011/2008	16/10/08	16/10/38	11/07/11	775 km	230 Kv	36.698	IPCA	Não	Sim	
TME	025/2009	19/11/09	19/11/39	22/11/11	348 km	500 Kv	35.559	IPCA	Não	Sim	
ESDE (**)	025/2009	19/11/09	19/11/39	05/02/13	Subestação	345/138 Kv	5.396	IPCA	Não	Sim	
ETEM	005/2010	12/07/10	12/07/40	16/12/11	235 km	230 Kv	10.699	IPCA	Não	Sim	
ETVG	018/2010	23/12/10	23/12/40	23/12/12	Subestação	230/138 Kv	3.619	IPCA	Não	Sim	
TNE	003/2012	25/01/12	25/01/42	Pré-operacional	715 km	500 Kv	126.300	IPCA	Não	Sim	
ETSE	006/2012	10/05/12	10/05/42	Pré-operacional	Subestação	525/230 Kv	15.784	IPCA	Não	Sim	
Transchile (*)	Não aplicável	16/06/05	Não aplicável	21/01/10	200 km	220 Kv	Não aplicável	CPI-USA	Não	Sim	
<b>Total</b>					<b>5.665 km</b>		<b>1.220.722</b>				

## Demonstrações dos Fluxos de Caixa

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>				
Lucro antes do imposto de renda, contribuição social e acionistas não controladores	289.851	220.408	783.430	647.090
<b>Itens que não afetam o caixa e equivalentes de caixa</b>				
Depreciação e amortização	876	802	35.392	34.227
Equivalência patrimonial	(367.713)	(306.548)	(20.382)	(16.186)
Encargos de dívidas (Inclui variações monetárias e cambiais, líquidas)	85.913	75.740	239.603	250.868
Outras variações monetárias e cambiais líquidas	94	-	4.980	2.676
Receitas financeiras	(48.784)	(21.651)	(64.226)	(37.042)
Baixas do ativo imobilizado e intangível	13.260	10.385	14.357	22.532
	<b>(26.503)</b>	<b>(20.864)</b>	<b>993.154</b>	<b>904.265</b> </

## Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

para a exploração e implantação da Pequena Central Hidrelétrica - PCH Verde 8, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, localizada nos municípios de Santa Helena de Goiás, no estado de Goiás. Em 29 de agosto de 2013, a Companhia sagrou-se vencedora do Leilão 06/2013 - ANEEL, mediante a negociação de 13,1 MW médios da PCH Verde 8. O valor da energia negociada no Leilão foi de R\$ 130,00/MWh (cento e trinta reais por megawatt hora) pelo prazo de 30 (trinta) anos, contados a partir de 01 de janeiro de 2018. Em 04 de outubro de 2013, a Companhia constituiu a empresa Forquilha IV Energia S.A. ("Forquilha IV"). A Forquilha IV tem como objeto: a implantação e exploração da Pequena Central Hidrelétrica - PCH Forquilha IV, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, aprovada por nos termos do Despacho - ANEEL nº 2.955, de 22 de agosto de 2013. A obtenção da outorga para a exploração da PCH Forquilha IV se encontra em andamento perante a ANEEL. Em 11 de dezembro de 2013, a Companhia adquiriu 65% (sessenta e cinco por cento) do capital total e votante da empresa La Virgen S.A.C. que é detentora, segundo as leis peruanas, da concessão por prazo indefinido do projeto da hidroelétrica La Virgen, com capacidade de 64 MW (sessenta e quatro megawatts) aproximadamente, localizada na província de Chanchamayo, Perú, a ser desenvolvido em virtude do "Contrato de Concessão de Generación No. 253-2005, datado de 07 de outubro de 2005 firmado com o Ministério de Minas e Energía" e o "Contrato de Concesión de Transmisión No. 313-2008, datado de 11 de junho de 2008, firmado com o Ministério de Minas e Energía". O projeto compreenderá, ademais, a linha de transmissão 138 kV La Virgen - Caripa, de aproximadamente 62,57 km de extensão, assim como as obras elétricas complementares para a conexão: (i) na nova Subestação Elétrica La Virgen 13,8/138 kV, e (ii) na ampliação da Subestação Caripa 138 kV. Em 13 de dezembro de 2013, a Companhia sagrou-se vencedora do Leilão 10/2013 - ANEEL, mediante a negociação de 6,0 MW médios da PCH Água Limpá. O valor da energia negociada no Leilão foi de R\$ 138,00/MWh (cento e trinta e oito reais por megawatt hora) pelo prazo de 30 (trinta) anos, contados a partir de 01 de maio de 2018.

### 2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Através da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, foi autorizada a conclusão da elaboração das Demonstrações Contábeis em 27 de fevereiro de 2014. **2.1. Declaração de Conformidade:** As demonstrações contábeis ("informações contábeis") da Companhia, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, compreendem: **a)** As demonstrações contábeis consolidadas preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards* - IFRS) emitidas pela *International Accounting Standards Board* - (IASB), e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como "Consolidado"; **b)** As demonstrações contábeis individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como "Controladora"; **c)** "Indivíduos". As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e incluem também as normas emitidas pela CVM. As demonstrações contábeis individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação societária vigente. Desta forma, essas demonstrações contábeis individuais não são consideradas como estando conforme as IFRS, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações contábeis da controladora pelo seu valor justo ou pelo custo. A Companhia optou por apresentar essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas em único conjunto, lado a lado.

**2.2. Base de preparação e apresentação:** Todos os valores apresentados nestas demonstrações contábeis estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo. Devido aos arredondamentos, os números ao longo deste documento podem não perfezarem precisamente aos totais apresentados. Os dados não financeiros incluem nessas demonstrações contábeis, tais como capacidades de geração de energia elétrica, volumes de energia elétrica gerada, volume de energia vendida e comprada, não foram abrangidos pelo escopo dos nossos auditorios independentes. A preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações contábeis. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo; análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive provisões para contingências e de constituição de ativos. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações contábeis devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas pelo menos anualmente.

**2.3. Moeda Funcional e conversão de saldos e transações em moeda estrangeira: 2.3.1. Moeda funcional e de apresentação:** As demonstrações contábeis foram preparadas e estão apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia, de suas controladas e investidas com controle compartilhado, com exceção da controlada La Virgen e da investida com controle compartilhado Transchile, cuja moeda funcional é dólar norte-americano (US\$) e da controlada Risaralda, cuja moeda funcional é peso colombiano. A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações. **2.3.2. Transações e saldos:** As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não foram realizadas na moeda funcional da entidade, foram convertidas pela taxa de câmbio na data em que as transações foram realizadas. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira não convertidos para a moeda funcional da entidade pela taxa de câmbio na data em que as demonstrações contábeis foram realizadas. Itens não monetários em moeda estrangeira reconhecidos pelo seu valor justo são convertidos pela taxa de câmbio vigente na data em que o valor justo foi determinado.

**2.4. Critérios de consolidação:** As informações contábeis consolidadas incluem a Companhia e suas controladas. São consideradas controladas quando a Companhia possui os seguintes fatores de forma combinada: detém mais do que metade do poder de voto; governa as suas políticas financeiras e operacionais; e indica ou destitui a maioria dos membros da diretoria ou conselho de administração. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Companhia deixou de consolidar de forma proporcional as controladas cujo controle era em conjunto, vide nota explicativa 3.1. Entre os principais ajustes de consolidação estão as seguintes eliminações: • Saldos das contas de ativos e passivos, bem como dos valores de receitas e despesas entre as empresas controladora e controladas, de forma que as demonstrações contábeis consolidadas representem saldos de contas a receber e a pagar efetivamente com terceiros. • Participações no capital e lucro (prejuízo) do exercício das empresas controladas. A Administração da Companhia, baseada nos estatutos e acordo de acionista, controla as empresas relacionadas a seguir e, portanto, realiza a consolidação integral das mesmas:

Descrição	Atividade	Participação (%)		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Controladas diretas:</b>				
Alupar Inversiones Peru	Holding	99,99	99,99	99,99
Transminas Holding S.A.	Holding	70,02	70,02	70,02
Boa Vista Participações S.A.	Holding	80,00	80,00	-
Foz do Rio Claro Energia S.A.	Geração	50,01	50,01	50,01
Juijü Energia S.A.	Geração	50,01	50,01	50,01
Usina Paulista Lavinhas de Energia S.A.	Geração	42,51	35,01	25,01
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	Geração	42,51	35,01	25,01
Ferreira Gomes Energia S.A.	Geração	99,99	99,99	99,99
Genpower termoeletricas e participações S.A.	Geração	51,00	51,00	51,00
Forquilha IV Energia S.A. - E.S.S.P.	Geração	99,99	99,99	99,99
Verde 8 Energia S.A.C.	Geração	99,90	-	-
Água Limpá S.A.C.	Geração	99,99	-	-
La Virgen S.A.C.	Geração	65,00	-	-
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE	Transmissão	50,02	50,02	50,02
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	Transmissão	51,00	51,00	51,00
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	Transmissão	99,99	99,99	99,99
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	Transmissão	50,02	50,02	50,02
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	Transmissão	50,01	50,01	50,01
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	Transmissão	50,01	50,01	50,01
Empresa de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	Transmissão	47,52	45,02	30,51
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	Transmissão	62,06	60,00	60,00
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	Transmissão	99,99	99,99	99,99
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	Transmissão	15,00	15,00	15,00
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	Transmissão	20,00	20,00	20,00
ACE Comercializadora Ltda.	Comercializadora	99,90	99,99	99,99
AF Energia S.A.	Serviços	99,99	99,99	99,99

Descrição	Atividade	Participação (%)		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Controladas indiretas:</b>				
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. - EBTE (i)	Transmissão	25,51	25,51	25,51
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans (i)	Transmissão	40,02	40,02	40,02
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STN (i)	Transmissão	40,02	40,02	40,02
Companhia Transilte de Transmissão - Transilte (ii)	Transmissão	28,71	28,71	28,71
Companhia Transiparê de Transmissão - Transiparê (ii)	Transmissão	28,71	28,71	28,71
Companhia Transustude de Transmissão - Transustude (ii)	Transmissão	28,71	-	-
Empresa Santos Dumont de Energia S.A. - ESDÉ (iii)	Transmissão	50,02	50,02	50,02
Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE (iv)	Transmissão	47,52	45,02	42,51
(i) Controladas diretamente pela Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE				
(ii) Controlada diretamente pela Transminas Holding S.A.				
(iii) Controlada diretamente pela Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP				
(iv) Controlada diretamente pela Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE				

As seguintes controladas em conjunto estão registradas no consolidado através do método da equivalência patrimonial:

Descrição	Data que passou a ser controlada	Participação (%)		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Controladas diretas em conjunto:</b>				
Energia dos Ventos I S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos II S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos III S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos IV S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos V S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos VI S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos VII S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos VIII S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos IX S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Energia dos Ventos X S.A.	Geração	N/A	50,99	50,99
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	Transmissão	N/A	46,00	46,00
Transchile Charrúa Transmissão S.A.	Transmissão	N/A	51,00	51,00
Transporte Energia S.A. - TNE	Transmissão	N/A	51,00	51,00

**Controlada indireta:** Companhia Transustude de Transmissão - Transustude (i)

(ii) Controlada diretamente pela Transminas Holding S.A.

O exercício social das controladas incluídas na consolidação é coincidente com o da controladora, e as políticas contábeis foram aplicadas de forma uniforme àquelas utilizadas pela controladora e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior. Todos os saldos e transações entre as empresas foram eliminados na consolidação. As transações entre a controladora e as empresas controladas são realizadas em condições estabelecidas entre as partes. A participação dos acionistas não controladores, das empresas consolidadas integralmente, são destacadas na demonstração do resultado consolidado e na mutação do patrimônio líquido.

### 3. SUMÁRIO DAS PRÁTICAS CONTÁBEIS

**3.1 Ativos financeiros: a) Reconhecimento inicial:** Ativos financeiros são quaisquer ativos que sejam: caixa e equivalente de caixa, instrumento patrimonial de outra entidade, incluindo os investimentos de curto prazo, direito contratual, ou um contrato que pode ser liquidado através de títulos patrimoniais da própria entidade. Os ativos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo acrescido dos custos diretos do método dos juros efetivos. • Ativos financeiros não registrados no resultado do exercício. Sendo no reconhecimento inicial classificados dentro das seguintes categorias: ativo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado; investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. Esta classificação depende da natureza, das disposições contratuais e do propósito do ativo financeiro. **b) Mensuração subsequente:** A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, de acordo com os seguintes critérios: • Ativos financeiros avaliados a valor justo por meio do resultado - são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo e são apresentados no balanço patrimonial ao valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando adquiridos com a finalidade de venda ou recompra em prazo muito curto, quando fazem parte de uma carteira de instrumentos financeiros para obtenção de lucro no curto prazo ou quando são derivativos. Esses ativos são avaliados subsequentemente pelo seu valor justo com impacto no resultado no exercício. • Ativos financeiros mantidos até o vencimento - são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis e com vencimento definido para os quais a Companhia tem a intenção e a capacidade de mantê-los até o vencimento. Esses ativos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado menos os custos diretos do método dos juros efetivos. • Ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis - são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determinados e que não estão cotados em um mercado ativo. Esses ativos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado usando o método dos juros efetivos. • Ativos financeiros disponíveis para venda - são ativos financeiros não derivativos e que não são classificados como empréstimos e recebíveis, mantidos até o vencimento ou pelo valor justo por meio do resultado. Esses ativos são mensurados subsequentemente pelo seu valor justo através do patrimônio líquido. **3.1.1 Caixa e equivalentes de caixa:** Caixa e equivalentes de caixa incluem dinheiro em caixa, depósitos bancários e aplicações financeiras, e são classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, sendo apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. Para que uma aplicação financeira seja qualificada como equivalente de caixa, ela precisa ter conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa e estar sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, um aplicação financeira 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. **3.1.2 Investimento de curto prazo e títulos e valores mobiliários:** Os investimentos de curto prazo incluem aplicações financeiras certificados de depósitos bancários, títulos públicos e fundos de investimentos exclusivos que são integralmente consolidados, estão classificados como disponíveis para venda e após a sua mensuração inicial, são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente na rubrica de "reserva de disposição para venda", no resultado abrangente, sendo transferidos para o resultado do exercício no momento da venda ou realização. Os efeitos provenientes de perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários, são reconhecidos diretamente no resultado do exercício. Os investimentos de curto prazo e títulos e valores mobiliários são classificados como disponível para venda, em função de não terem sido constituídos com o objetivo de serem negociados no curto prazo, não terem a característica de derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, e também pelo fato da administração da Companhia não ter a intenção de mantê-los até o vencimento. Em 31 de dezembro de 2013, 2012 e em 1º de janeiro de 2012, não houve nenhuma alteração relevante no valor justo que devesse ter sido reconhecida no patrimônio líquido. **3.1.3 Contas a receber de clientes:** A Companhia e suas controladas classificam os saldos de Contas a receber de clientes, como instrumentos financeiros "recebíveis". Recebíveis são representados por instrumentos financeiros não derivativos com recebimentos fixos, e que não estão cotados em um mercado ativo. Os recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, por ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação ou por créditos de liquidação duvidosa. **3.1.3.1. Provisão para créditos de liquidação duvidosa:** A provisão para créditos de liquidação duvidosa, quando aplicável, está constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos. O critério utilizado pela Companhia para avaliar o provável valor de recuperação de créditos de liquidação duvidosa registrada em sua demonstração contábil é o seguinte: **3.1.4 Provisão para redução ao provável valor de recuperação de ativos financeiros:** Ativos financeiros são avaliados a cada data de balanço para identificação de eventual indicação de redução no seu valor de recuperação dos ativos (*impairment*). Os ativos são considerados irrecuperáveis quando existem evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o seu reconhecimento inicial e que tenham impactado o seu fluxo estimado de caixa futuro. **3.1.5 Baixa de ativos financeiros:** A Companhia e suas controladas baixam seus ativos financeiros quando exercitam os direitos contratuais sobre o fluxo de caixa desse ativo financeiro, ou quando substancialmente todos os riscos e benefícios desse ativo financeiro são transferidos à outra entidade. Caso a Companhia e suas controladas mantenham substancialmente todos os riscos e benefícios de um ativo financeiro transferido, esse ativo financeiro é mantido nas demonstrações contábeis e um passivo é reconhecido por eventuais montantes a receber na transação. **3.1.6 Contratos de concessão:** Os contratos de concessão estabelecem que os ativos vinculados à infraestrutura devam ser revertidos ao poder concedente no final da concessão, mediante pagamento de uma indenização. De acordo com a ICP 01 (R1), as infraestruturas enquadradas nas concessões não são reconhecidas pelo operador como ativos fixos tangíveis ou como uma locação financeira, uma vez que se considera que o operador não controla os ativos, passando a ser reconhecido pelo concedente. Quando existirem modelos contábeis, dependendo do tipo de comprometimento de remuneração do operador diretamente na rubrica de "reserva de disposição para venda", no resultado abrangente, sendo transferidos para o resultado do exercício no momento de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pelo contrato e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual é registrado ao custo amortizado. Este modelo se aplica às nossas concessionárias de transmissão de energia elétrica.

**3.2 Investimentos:** Os investimentos da Companhia em suas controladas são avaliados com base no método de equivalência patrimonial. **3.3 Imobilizado:** A depreciação é calculada pelo método linear, por componente, com base nas taxas divulgadas na nota explicativa 13, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastros (UC), e conforme taxas anuais determinadas pela Resolução ANEEL nº 474 de 07 de fevereiro de 2012, a qual estabeleceu novas taxas de depreciação anuais para ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2012. Estas taxas de depreciação levam em consideração o tempo de vida útil-econômica estimada dos bens na data base de 31 de dezembro de 2013. O entendimento da Administração da Companhia é que com o advento do termo final do contrato de concessão, os bens e as instalações vinculados à produção de energia elétrica, passarão à ANEEL, o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados e apurados por auditoria da ANEEL. Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, essas partes são reconhecidas como ativo individual cujo custo é depreciação específica. Da mesma forma, quando partes do ativo imobilizado são substituídas, se os critérios de reconhecimento de ativos não forem atendidos, as partes são tratadas como partes substituídas. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de resultado, quando incorridos. Um item do ativo imobilizado é baixado quando é vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro é esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo são incluídos na demonstração do resultado, no exercício em que o ativo for baixado. O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício. O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são atualizados conforme revisões efetuadas pela ANEEL, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

**3.4 Intangível:** Ativos intangíveis adquiridos separadamente são mensurados ao custo no momento do seu reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, os ativos intangíveis são apresentados ao custo, menos amortização acumulada e perdas acumuladas ao valor recuperável. Ativos intangíveis com vida definida são amortizados pelo método linear ao longo da vida útil econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. O período e o método de amortização para um ativo intangível com vida definida são revisados no mínimo ao final de cada exercício social. A amortização de ativos intangíveis com vida definida é reconhecida na demonstração do resultado na rubrica de outras despesas líquidas, consistente com a prática contábil da maioria das empresas. Quando a baixa de um ativo intangível, quando existirem, são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa do ativo. O saldo do ativo intangível da Companhia e suas controladas estão compostos por: **Direito de concessão - uso do bem público:** O ativo intangível das controladas Juijü, Foz e Ferreira Gomes, compreendem o direito das controladas operarem como concessionária de Uso do Bem Público (UBP) na produção e comercialização de energia elétrica, conforme contrato de concessão, as quais pagaram por este direito pelo prazo de concessão. A vida útil desse intangível é avaliada como definida, pelo prazo de 35 anos, conforme o período de concessão. **Ativos intangíveis adquiridos de terceiros (ágio) e desenvolvimento de projetos:** Referem-se ao ágio decorrente dos ativos adquiridos de terceiros, inclusive por meio de combinação de negócios, e os projetos de UHE's, PCH's, Usinas Eólicas, entre outros. Além disso, para desenvolvimento destes e para os demais projetos a Companhia incorre em custos pré-operacionais inerentes ao processo de desenvolvimento de tais projetos, como a contratação de serviços de engenharia, viagens e outros. Após a autorização/permissão/concessão das licenças para instalação, os projetos desenvolvidos são alocados às Sociedades de Propósito Específico - SPE's controladas que reembolsarão todos os gastos incorridos a Companhia. Os gastos incorridos em um projeto que porventura se torne passível de não instalação, são revertidos para o resultado da Companhia. Estas reversões são baseadas em avaliações da administração.

Quando a Companhia não possui provisão para créditos de liquidação duvidosa registrada em sua demonstração contábil, se o custo é reconhecido no momento de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pelo contrato e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual é registrado ao custo amortizado. Este modelo se aplica às nossas concessionárias de transmissão de energia elétrica.

O gerenciamento dos negócios da Companhia e de suas controladas considera que todas as usinas e as linhas de transmissão compõem uma única unidade geradora de caixa. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos, que reflete o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

**3.5 Provisões:** Provisões são reconhecidas quando a Companhia e suas controladas possuem uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de um evento passado, cuja liquidação seja considerada como provável e seu montante possa ser estimado de forma confiável. A despesa relativa a qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado. O montante reconhecido como uma provisão é a melhor estimativa do valor requerido para liquidar a obrigação na data do balanço, levando em conta os riscos e incertezas inerentes ao processo de estimativa do valor da obrigação. **3.6.1 Provisões para contingências:** A Companhia e suas controladas são parte de diversos processos judiciais e administrativos. Provisões são constituídas para todos os litígios referentes a processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como, a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. **3.6.2 Provisões para compensações ambientais:** Em função das suas atividades, as controladas da Companhia constituíram provisões para compensações ambientais. Estas obrigações estão relacionadas a investimentos em unidades de conservação assumidos durante o processo de licenciamento do empreendimento. A contrapartida desta provisão foi registrada na rubrica do imobilizado. **3.6.3 Provisões de constituição de ativos:** As provisões de constituição de ativos contemplam obrigações assumidas em obras a serem finalizadas, e que estão relacionadas a um determinado projeto que já entrou em operação.

**3.7 Passivos financeiros - reconhecimento inicial e mensuração subsequente:** São quaisquer passivos que sejam obrigações contratuais (i) que determinem a entrega de caixa ou de outro ativo financeiro para outra entidade ou, ainda, (ii) que determinem uma troca de ativos ou passivos financeiros com outra entidade em condições desfavoráveis à Companhia e suas controladas. Passivos financeiros ainda incluem contratos que serão ou poderão ser liquidados com títulos patrimoniais da própria entidade. Os passivos financeiros são classificados dentro das seguintes categorias: passivo financeiro ao valor justo por meio do resultado; empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. Esta classificação depende da natureza e do propósito do passivo financeiro, os quais são determinados no seu reconhecimento inicial. Os instrumentos financeiros da Companhia e de suas controladas são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e, no caso de empréstimos, financiamentos e debêntures não convertíveis, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado. A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma: Empréstimos, financiamentos e debêntures não convertíveis: são atualizados pela variação monetária, de acordo com os índices determinados em cada contrato, incorridos até a data do balanço em adição aos juros e demais encargos contratuais, os quais são registrados em despesas financeiras, utilizando o método de taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método de taxa de juros efetivos. As controladas operacionais e a Companhia apropriam os custos com empréstimos resultado do exercício, quando incorridos. Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso são capitalizados como parte dos custos do correspondente ativo. Fornecedores: inclui obrigações com fornecedores de energia, materiais e serviços, bem como a compra de energia de curto prazo adquirida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e a tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD. **3.7.1 Liquidação de passivos financeiros:** A Companhia liquida os passivos financeiros somente quando as obrigações são extintas, ou seja, quando são liquidadas, canceladas pelo credor ou prescritas de acordo com disposições contratuais ou legislação vigente. 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.

**3.8 Instrumentos financeiros - apresentação líquida:** Ativos e passivos financeiros são apresentados líquidos no balanço patrimonial se, e somente se, houver um direito legal corrente e executável de compensar os montantes reconhecidos e se houver a intenção de compensação, ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

**3.9 Tributação: 3.9.1 Impostos sobre as vendas:** As receitas de vendas das controladas estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas: • Programa de Integração Social (PIS) - 0,65% e 1,65%; • Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) - 3,00% e 7,6%; • Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) - alíquota de acordo com o Estado onde a energia é faturada. Esses tributos são deduzidos das receitas de vendas, as quais estão apresentadas na demonstração de resultado pelo seu valor líquido. **3.9.2 Imposto de renda e contribuição social - correntes:** A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. A despesa de imposto de renda e contribuição social corrente é calculada de acordo com legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$240 no exercício base para apuração do imposto, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável, exceto as controladas, que estão sob o regime de apuração com base no lucro presumido conforme detalhado na nota explicativa 3.1. O imposto de renda e a contribuição social corrente são reconhecidos pelo regime de competência. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo líquido e não circulante, de acordo com a previsão de sua realização. Atualmente, a Companhia, suas controladas e investidas com controle compartilhado estão sujeitas aos ajustes determinados pela legislação fiscal. A administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações as quais a regulamentação fiscal requer interpretações e estabelece provisões quando apropriado. **3.9.3 Imposto de renda e contribuição social - diferidos:** Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias na data do balanço entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis. Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e perdas tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que o lucro tributável esteja disponível para que as diferenças temporárias possam ser realizadas, e créditos e perdas tributários não utilizados possam ser utilizados. O valor contábil dos impostos diferidos ativos é revisado em cada data do balanço e baixado na extensão em que não é mais provável que lucros tributáveis estejam disponíveis para permitir que todo ou parte do ativo tributário diferido venha a ser utilizado. Impostos diferidos ativos baixados são revisados a cada data do balanço e são reconhecidos na extensão em que se torna provável que lucros tributários futuros permitirão que os ativos tributários diferidos sejam recuperados. Caso a estimativa de lucros tributáveis futuros indique que os impostos diferidos ativos não serão recuperados, a Companhia e suas controladas registram provisão para redução ao seu provável valor de realização. Esta análise é fundamentada na expectativa de geração de lucros tributáveis futuros estabelecida em estudos de administração das operações da Companhia, suas controladas e investidas com controle compartilhado, a taxa de imposto que é esperada de ser aplicável no ano em que o ativo será realizado ou o passivo liquidado, com base nas leis de imposto (e lei tributária) que foram promulgadas na data do balanço. Imposto diferido relacionado a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido também é reconhecido no patrimônio líquido, e não na demonstração do resultado. Itens de imposto diferido são reconhecidos de acordo com a transação que originou o imposto diferido, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido. Impostos diferidos ativos e passivos serão apresentados líquidos se existe um direito legal ou contratual para compensar o ativo fiscal contra o passivo fiscal e os impostos diferidos são relacionados à mesma entidade tributada e sujeitos à mesma autoridade tributária.

**3.10 Outros ativos e passivos circulares e não circulares:** Um ativo é reconhecido no balanço quando se trata de recurso controlado pela Companhia decorrente de eventos passados e do qual se espera que resultem em benefícios econômicos futuros. 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. Os outros ativos estão demonstrados pelos valores de aquisição ou de realização, quando este último for menor, e os outros passivos estão demonstrados pelos valores reconhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas.

**3.11 Classificação dos ativos e passivos em circulante e não circulante:** Um ativo ou passivo é reconhecido como circulante se o prazo remanescente do instrumento for maior do que 12 meses e não é esperado que a liquidação ocorra dentro do período de 12 meses subsequentes à data-base das demonstrações contábeis, caso contrário será registrado no circulante.

**3.12 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 contábeis 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

\* continuação

## Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

Perú, a ser desenvolvido em virtude do "Contrato de Concesión de Generación nº 253-2005, datado de 07 de outubro de 2005 firmado com o Ministério de Minas e Energia" e o "Contrato de Concesión de Transmisión nº 313-2008, datado de 11 de junho de 2008, firmado com o Ministério de Minas e Energia". O projeto compreenderá, ademais, a linha de transmissão 138 kV La Virgen - Caripa, de aproximadamente 62,57 km de extensão, assim como as obras elétricas complementares para a conexão: (i) na nova Subestação Elétrica La Virgen 13,8/138 kV, e (ii) na ampliação da Subestação Caripa 138 kV. O investimento total previsto neste novo empreendimento é de aproximadamente US\$ 105.000.

## 4. PRONUNCIAMENTOS TÉCNICOS REVISADOS PELO CPC EM 2013

4.1 **Pronunciamentos que entraram em vigor em 2013:** Em 1º de janeiro de 2013 entraram em vigor e foram adotadas pela Companhia novas normas e revisões emitidas pelo IASB, com correspondentes pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM. A Companhia adotou os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo CPC, pelo IASB, as normas pela CVM e órgãos reguladores, requeridos para os exercícios iniciados a partir de 01 de janeiro de 2013 de forma retroativa a partir de 01 de janeiro de 2012, data de transição para adoção inicial. Dentre os novos requerimentos normativos está contemplada a revisão do IFRS 11/CPC 19 (R2) - Negócios em conjunto e IAS 28/CPC 18 - Investimento em coligada e em empreendimento em conjunto. Com a adoção deste pronunciamento a equivalência patrimonial passou a ser obrigatória para os participantes de empreendimentos controlados em conjunto. Desta forma, a Companhia deixou de consolidar de forma proporcional as controladas Transudeste, TME, TNE, Energia dos Ventos I, Energia dos Ventos II, Energia dos Ventos III, Energia dos Ventos IV, Energia dos Ventos V, Energia dos Ventos VI, Energia dos Ventos VII, Energia dos Ventos VIII, Energia dos Ventos IX, Energia dos Ventos X e Transchile (vide nota nº 2.4) e passou a efetuar o reconhecimento do investimento, nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, com base na equivalência patrimonial. Os impactos no ativo, passivo e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2012, e em 1º de janeiro de 2012 e na demonstração do resultado e demonstração do fluxo de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012, em função da adoção deste CPC é como segue:

	Consolidado		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 18 (R2)	Reapresentado
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.864.685</b>	<b>(48.510)</b>	<b>1.816.175</b>
Caixa e equivalentes de caixa	52.791	(12.068)	40.723
Investimento de curto prazo	497.025	(6.882)	490.143
Títulos e valores mobiliários	8.292	(888)	7.404
Contas a receber de clientes	124.146	(3.428)	120.718
Impostos a recuperar	47.782	(446)	47.336
Adiantamento a fornecedores	74.368	(187)	74.181
Estoques	23.118	(396)	22.722
Despesas pagas antecipadamente	841	(34)	807
Ativo financeiro da concessão	1.010.364	(24.020)	986.344
Outros ativos	25.958	(161)	25.797
<b>Não circulante</b>	<b>5.591.370</b>	<b>(102.829)</b>	<b>5.488.541</b>
Contas a receber de clientes	7.689	(98)	7.591
Partes relacionadas	1.254	-	1.254
Títulos e valores mobiliários	77.955	(6.238)	71.717
Impostos a recuperar	23.065	-	23.065
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.313	(1.852)	461
Adiantamento a fornecedores	2.562	-	2.562
Estoques	8.418	-	8.418
Cauções e depósitos judiciais	10.243	-	10.243
Ativo financeiro da concessão	3.222.187	(170.657)	3.051.530
Outros ativos	2.632	(34)	2.598
Investimentos	5.727	-	5.727
Imobilizado	2.076.241	(71.913)	2.004.328
Intangível	151.603	(23.813)	127.790
<b>Ativo total</b>	<b>7.456.055</b>	<b>(151.339)</b>	<b>7.304.716</b>

	Consolidado		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 18 (R2)	Reapresentado
<b>Passivo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.141.797</b>	<b>(22.550)</b>	<b>1.119.247</b>
Empréstimos e financiamentos	255.905	(5.431)	250.474
Debêntures	432.810	(1.143)	431.667
Fornecedores	110.669	(7.037)	103.632
Salários, férias e encargos sociais	10.833	(360)	10.473
Tributos e contribuições sociais a recolher	80.159	(671)	79.488
Provisões de constituição dos ativos	27.165	-	27.165
Dividendos a pagar	120.314	(1.527)	118.787
Provisão para gastos ambientais	35.522	-	35.522
Taxas regulamentares e setoriais	31.324	(671)	30.653
Provisões para litígios	4.373	(4.284)	89
Adiantamento de clientes	20.668	(564)	20.104
Outras obrigações	12.055	(862)	11.193
<b>Não circulante</b>	<b>3.239.994</b>	<b>(128.789)</b>	<b>3.111.205</b>
Empréstimos e financiamentos	1.312.937	(107.929)	1.205.008
Debêntures	1.446.386	(18.434)	1.427.952
Fornecedores	500	-	500
Adiantamento para futuro aumento de capital	24.358	48	24.406
Imposto de renda e contribuição social diferidos	383.984	(2.230)	381.754
Provisões para litígios	3.498	1	3.499
Adiantamento de clientes	14.215	3.307	17.522
Provisão para gastos ambientais	6.882	-	6.882
Taxas regulamentares e setoriais	453	-	453
Provisões de constituição dos ativos	13.344	-	13.344
Outras obrigações	33.437	(3.436)	30.001
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>1.634.131</b>	<b>-</b>	<b>1.634.131</b>
Capital social	804.001	-	804.001
Reserva de capital	70.230	-	70.230
Reservas de lucros	759.900	-	759.900
Participação de acionistas não controladores	1.440.133	-	1.440.133
<b>Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores</b>	<b>3.074.264</b>	<b>-</b>	<b>3.074.264</b>
<b>Passivo total</b>	<b>7.456.055</b>	<b>(151.339)</b>	<b>7.304.716</b>

	Consolidado			
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 18 (R2)	Reclassificação (*)	Reapresentado
<b>Reculta operacional líquida</b>	<b>1.258.640</b>	<b>(57.416)</b>	<b>-</b>	<b>1.201.224</b>
<b>Custo do serviço</b>				
<b>Custo com energia elétrica</b>				
Energia comprada para revenda	(23.316)	-	-	(23.316)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(7.611)	(7.611)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(1.744)	(1.744)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	113	-	(5.094)	(4.981)
<b>Custo de operação</b>	<b>(96.355)</b>	<b>2.814</b>	<b>9.355</b>	<b>(84.186)</b>
Custo de infraestrutura	(134.720)	22.870	-	(111.850)
Depreciação/amortização	(35.782)	2.257	-	(33.525)
<b>Lucro bruto</b>	<b>(96.355)</b>	<b>2.814</b>	<b>9.355</b>	<b>(84.186)</b>
<b>(Despesas) receitas operacionais</b>	<b>(37.460)</b>	<b>1.540</b>	<b>(35.920)</b>	<b>(71.840)</b>
Administrativas e gerais	(40.368)	1.386	-	(38.982)
Equivalência patrimonial	-	16.186	-	16.186
Outras receitas	180	-	-	180
Outras despesas	(9.686)	-	5.094	(4.592)
<b>Lucro antes do resultado financeiro</b>	<b>(87.334)</b>	<b>19.112</b>	<b>5.094</b>	<b>(63.128)</b>
Despesas financeiras	881.133	(10.250)	-	870.883
Receitas financeiras	(278.008)	10.038	-	(267.970)
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>(232.753)</b>	<b>8.960</b>	<b>(223.793)</b>	<b>(223.793)</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	648.380	(1.290)	-	647.090
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(75.859)	910	-	(74.949)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>(109.442)</b>	<b>1.290</b>	<b>(108.152)</b>	<b>(108.152)</b>
Atribuído a sócios da empresa controladora	538.938	-	-	538.938
Atribuído a sócios não controladores	220.408	-	-	220.408
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>538.938</b>	<b>-</b>	<b>538.938</b>	<b>538.938</b>

(\*) Reclassificação para fins de comparabilidade

Visando a melhoria da qualidade das informações apresentadas nas demonstrações contábeis e a melhor comparabilidade dos saldos, a Companhia efetuou as seguintes reclassificações nos saldos da demonstração de resultado de 31 de dezembro de 2012: (i) saldo no montante de R\$ 5.094 da rubrica de outras despesas foi reclassificado para a rubrica de Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE; (ii) saldo no montante de R\$ 7.611 da rubrica de custos dos serviços prestados foi reclassificado para a rubrica de Encargos do uso da rede elétrica - CUST e (iii) saldo no montante de R\$ 1.744 da rubrica de custos dos serviços prestados foi reclassificado para a rubrica de Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH.

	Consolidado		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 18 (R2)	Reapresentado
<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>			
Lucro antes do imposto de renda, contribuição social e acionistas não controladores	648.380	(1.290)	647.090
<b>Itens que não afetam as disponibilidades</b>			
Depreciação e amortização	36.584	(2.257)	34.327
Equivalência patrimonial	-	(16.186)	(16.186)
Encargos de dívidas (Inclui variações monetárias e cambiais, líquidas)	263.407	(12.539)	250.868
Outras variações monetárias e cambiais líquidas	-	2.676	2.676
Receitas financeiras	(38.029)	987	(37.042)
Baixas do ativo imobilizado e intangível	22.646	(114)	22.532
<b>(Aumento) redução no ativo</b>	<b>932.988</b>	<b>(28.723)</b>	<b>904.265</b>
Contas a receber de clientes	(862)	-	849
Ativo financeiro da concessão	(207.830)	29.995	(177.835)
Impostos a recuperar	13.325	160	13.485
Adiantamentos a fornecedores	(33.669)	(70)	(33.739)
Estoques	242	61	303
Outros ativos	(6.244)	(4)	(6.248)
<b>Aumento (Redução) no passivo</b>	<b>(235.038)</b>	<b>31.853</b>	<b>(203.185)</b>
Fornecedores	42.838	1.093	43.931
Taxas regulamentares e setoriais	6.283	(392)	5.891
Salários, férias e encargos sociais	1.353	(248)	1.105
Contribuições e impostos a recolher	(84.669)	669	(84.000)
Provisões de constituição dos ativos	(41.050)	-	(41.050)
Adiantamentos de clientes	15.308	(710)	14.598
Outros passivos	9.696	663	10.359
<b>Caixa líquido gerado nas atividades operacionais</b>	<b>(50.241)</b>	<b>1.075</b>	<b>(49.166)</b>
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente (aplicado nas) das atividades de Investimento</b>	<b>647.709</b>	<b>4.205</b>	<b>651.914</b>
Aquisição de controladas	(88.369)	-	(88.369)
Resgate de aplicações financeiras	1.694.778	(9.596)	1.685.182
Investimentos em aplicações financeiras	(1.810.425)	11.071	(1.799.354)
Caixa adquirido em combinação de negócios	3.967	(3.093)	874
Aquisições de imobilizado	(356.168)	1.399	(354.769)
Aquisições de intangível	(19.654)	-	(19.654)
<b>Caixa líquido proveniente (aplicado nas) das atividades de investimentos</b>	<b>(575.871)</b>	<b>(219)</b>	<b>(576.090)</b>
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente (aplicado nas) das atividades de financiamento</b>			
Aumento de capital/Emissão de ações	4.499	(30.719)	(26.220)
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	(1.255)	(1.255)
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(285.468)	8.623	(276.845)
Empréstimos tomados e arrendamento mercantil	1.282.067	(59.219)	1.222.848
Juros pagos (encargos de dívidas)	(1.046.688)	807.709	(238.979)
Pagamento de empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamento mercantil	-	(740.945)	(740.945)
<b>Caixa líquido (aplicado nas) das atividades de financiamentos</b>	<b>(45.590)</b>	<b>(15.806)</b>	<b>(61.396)</b>
<b>Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>26.248</b>	<b>(11.820)</b>	<b>14.428</b>
<b>Demonstração do aumento no caixa e equivalentes de caixa</b>			
Saldo no início do exercício	26.543	(248)	26.295
Saldo no final do exercício	52.791	(12.068)	40.723
<b>Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>26.248</b>	<b>(11.820)</b>	<b>14.428</b>
<b>Informações adicionais</b>			
Pagamento de imposto de renda	21.289	(942)	20.347
Pagamento de contribuição social	24.983	(696)	24.287

	Consolidado		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 18 (R2)	Reapresentado
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.553.746</b>	<b>(34.352)</b>	<b>1.519.394</b>
Caixa e equivalentes de caixa	26.597	(302)	26.295
Investimento de curto prazo	159.943	(8.645)	151.298
Títulos e valores mobiliários	177.967	-	177.967
Contas a receber de clientes	124.137	(2.581)	121.556
Impostos a recuperar	60.695	(271)	60.424
Adiantamento a fornecedores	42.385	(9)	42.376
Estoques	23.360	(335)	23.025
Despesas pagas antecipadamente	948	(1)	947
Ativo financeiro da concessão	918.820	(23.582)	895.238
Outros ativos	18.894	1.374	20.268
<b>Não circulante</b>	<b>4.991.218</b>	<b>(71.710)</b>	<b>4.919.508</b>
Contas a receber de clientes	2.245	-	2.245
Títulos e valores mobiliários	87.762	(827)	86.935
Impostos a recuperar	32.170	-	32.170
Imposto de renda e contribuição social diferidos	228	-	228
Estoques	3.773	-	3.773
Cauções e depósitos judiciais	6.631	(1)	6.630
Ativo financeiro da concessão	3.105.900	(141.118)	2.964.800
Outros ativos	2.182	(5)	2.177
Investimentos	5.756	70.380	76.136
Imobilizado	1.631.339	(155)	1.631.184
Intangível	113.231	(2)	113.229
<b>Ativo total</b>	<b>6.544.964</b>	<b>(106.062)</b>	<b>6.438.902</b>

	Consolidado		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 18 (R2)	Reapresentado
<b>Passivo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>939.253</b>	<b>(57.264)</b>	<b>881.989</b>
Empréstimos e financiamentos	356.457	(41.864)	314.593
Debêntures	234.663	-	234.663
Fornecedores	58.586	(7.439)	51.147
Salários, férias e encargos sociais	9.153	(87)	9.066
Tributos e contribuições sociais a recolher	92.303	(557)	91.746
Provisões de constituição dos ativos	53.379	-	53.379
Dividendos a pagar	79.106	(5.620)	73.486
Provisão para gastos ambientais	10.072	-	10.072
Taxas regulamentares e setoriais	27.117	(279)	26.838
Provisões para litígios	48	-	48
Adiantamento de clientes	3.738	(30)	3.708
Outras obrigações	14.631	(1.388)	13.243
<b>Não circulante</b>	<b>2.726.344</b>	<b>(48.798)</b>	<b>2.677.546</b>
Empréstimos e financiamentos	1.394.025	(48.116)	1.345.909
Debêntures	889.769	-	889.769
Fornecedores	500	-	500
Adiantamento para futuro aumento de capital	16.575	-	16.575
Imposto de renda e contribuição social diferidos	348.830	(373)	348.457
Provisões para litígios	2.840	-	2.840
Adiantamento de clientes	19.343	-	19.343
Taxas regulamentares e setoriais	452	(115)	337
Provisões de constituição dos ativos	26.681	-	26.681
Outras obrigações	27.329	(194)	27.135
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>1.533.133</b>	<b>-</b>	<b>1.533.133</b>
Capital social	804.001	-	804.

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

9. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

a) As contas a receber de clientes estão compostas como a seguir:

Saldos vindencios	Consolidado					Total
	Até 30 dias	de 31 a 60 dias	Saldos vencidos (*) de 61 a 360 dias	há mais de 361 dias	31/12/2012	
<b>Sistema de transmissão de energia</b>						
Encargos de uso da transmissão faturados	109.091	517	142	2.358	5.215	117.323
Encargos de uso da transmissão a faturar (-) Provisão de parcela variável	11.090 (412)	-	-	-	-	11.090 (412)
Contrato de conexão do sistema de transmissão - CCT	92	-	-	-	-	92
	119.861	517	142	2.358	5.215	128.093
<b>Sistema de geração de energia</b>						
Contrato bilateral - ambiente regulado	10.068	1.210	3	-	211	11.492
Contrato bilateral - ambiente livre	9.092	-	-	-	50	9.142
MRE e Spot (energia de curto prazo)	1.258	-	-	-	-	1.258
Outros	-	-	-	-	-	-
	20.418	1.210	3	-	261	21.897
	140.279	1.727	145	2.358	5.476	149.985

Circulante  
 Não circulante  
**Total**

Durante o exercício final em 31 de dezembro de 2013, a Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa, mesmo com relação aos itens vencidos há mais de 360 dias, em decorrência da não apresentação de histórico de perdas nas contas a receber, uma vez que as mesmas são garantidas por meio do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Saldos vindencios	Consolidado					Total
	Até 30 dias	de 31 a 60 dias	Saldos vencidos (*) de 61 a 360 dias	há mais de 361 dias	31/12/2012	
<b>Sistema de transmissão de energia</b>						
Encargos de uso da transmissão faturados	91.027	1.132	125	2.116	4.488	98.888
Encargos de uso da transmissão a faturar (-) Provisão de parcela variável	10.966 (267)	-	-	-	-	10.966 (267)
Contrato de conexão do sistema de transmissão - CCT	8	-	-	-	-	8
	101.734	1.132	125	2.116	4.488	109.595
<b>Sistema de geração de energia</b>						
Contrato bilateral - ambiente regulado	7.105	3.566	-	420	36	11.127
Contrato bilateral - ambiente livre	7.578	-	-	-	-	7.578
Outros	9	-	-	-	-	9
	14.692	3.566	-	420	36	18.714
	116.426	4.698	125	2.536	4.524	128.309

Circulante  
 Não circulante  
**Total**

Saldos vindencios	Consolidado					Total
	Até 30 dias	de 31 a 60 dias	Saldos vencidos (*) de 61 a 360 dias	há mais de 361 dias	01/01/2012	
<b>Sistema de transmissão de energia</b>						
Encargos de uso da transmissão faturados	89.965	135	95	2.552	3.252	95.999
Encargos de uso da transmissão a faturar (-) Provisão de parcela variável	10.857 (267)	-	-	-	-	10.857 (267)
Contrato de conexão do sistema de transmissão - CCT	8	-	-	-	-	8
	100.830	135	95	2.552	3.252	106.864
<b>Sistema de geração de energia</b>						
Contrato bilateral - ambiente regulado	6.806	3.315	-	36	-	10.157
Contrato bilateral - ambiente livre	6.780	-	-	-	-	6.780
Outros	13.586	3.315	-	36	-	16.937
	114.416	3.450	95	2.588	3.252	121.556

Circulante  
 Não circulante  
**Total**

b) A movimentação das contas a receber de clientes é como segue:

Saldos vindencios	Consolidado					Total
	Reversão da provisão	Faturamento	Recebimento	Transferência de adiantamento de clientes	Contas a receber de clientes adquiridos em transação de capital	
<b>Sistema de transmissão de energia</b>						
Encargos de uso da transmissão faturados	98.888	208	949.509	(948.465)	14.942 (274)	2.501
Encargos de uso da transmissão a faturar (-) Provisão de parcela variável	10.966 (267)	303 (383)	11.090 (10.952)	(13)	-	11.104 (412)
Contrato de conexão do sistema de transmissão - CCT	8	-	-	-	267 (332)	92
	109.595	511 (383)	961.793 (960.527)	14.942 (7)	2.169	128.093
<b>Sistema de geração de energia</b>						
Contrato bilateral - ambiente regulado	11.127	-	(192)	95.632 (95.075)	-	-
Contrato bilateral - ambiente livre	7.578	84.781 (84.643)	98.186 (96.760)	-	-	-
MRE e Spot (energia de curto prazo)	9	8.706 (1.773)	-	(5.675)	-	-
Outros	-	-	-	-	(9)	-
	18.714	93.487 (86.608)	193.818 (197.510)	-	(9)	21.897
	128.309	93.998 (86.991)	1.155.611 (1.158.037)	14.942 (16)	2.169	149.985

10. IMPOSTOS A RECUPERAR

Por força de determinações legais, a Companhia, suas controladas e investidas com controle compartilhado sofreram as retenções e/ou procederam às antecipações para posterior compensação de impostos e contribuições. Os saldos destes impostos estão assim distribuídos:

Circulante	Consolidado					Total
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	
<b>Sistema de transmissão de energia</b>						
Imposto sobre Renda de Pessoa Jurídica - IRPJ	-	-	-	1.346	3.626	10.625
Contribuição Social sobre Lucro Líquido - CSLL	-	-	-	544	1.443	8.696
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	27.146	21.649	17.245	30.943	25.117	23.547
Programa de Integração Social - PIS	-	-	-	559	2.519	2.067
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	-	-	2.850	12.518	10.440
Instituto Nacional do Seguro Social - INSS	-	-	-	466	303	113
Outros	-	-	-	1.395	1.810	4.936
	27.146	21.649	17.245	38.103	47.336	60.424
<b>Não circulante</b>						
Imposto sobre Renda de Pessoa Jurídica - IRPJ	-	-	-	576	2.174	-
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL	-	-	-	766	417	-
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	-	-	-	3.399	250	-
Programa de Integração Social - PIS	-	-	-	4.782	3.531	5.718
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	-	-	22.975	16.267	26.340
Instituto Nacional do Seguro Social - INSS	-	-	-	89	187	112
Outros	-	-	-	238	239	-
	-	-	-	32.825	23.065	32.170

11. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

a) **Ativo financeiro da concessão:** Os serviços públicos de transmissão de energia elétrica prestados pelas controladas da Companhia são regulamentados pelos contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica celebrados com a União - Poder Concedente. Estes contratos de concessão estabelecem os serviços que o operador deve prestar, para quem, e a que preço os serviços devem ser prestados. As controladas da Companhia realizaram os cálculos para determinar a nova estimativa de valor da indenização dos bens reversíveis ao término da vigência do contrato de concessão do montante atribuído ao ativo financeiro, não resultando impactos relevantes às demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2013. Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de transmissão de energia elétrica das controladas e controladas em conjunto da Companhia, decidiu-se pela aplicação da interpretação Técnica ICPC nº 01 (R1) - Contratos de Concessão nestas controladas e controladas em conjunto. A interpretação Técnica ICPC nº 01 (R1) - Contratos de Concessão, indica as condições para a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de transmissão de energia elétrica, abrangendo a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. As infraestruturas construídas da atividade de transmissão que estavam originalmente representadas pelos ativos imobilizados das controladas e controladas em conjunto são, ou serão, recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: Parte através da Receita Anual Permitida - RAP recebida durante o prazo definido pelo contrato de concessão. Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa, considerando-se que esta parcela do ativo financeiro é garantida no contrato de concessão, e está incluída no modelo de fluxo de caixa, além de ser reconhecida, como premisa conservadora adotada pela administração, pelo seu valor residual avaliada ao custo histórico. 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 dos serviços concedidos. b) **Critério de reajuste das tarifas de transmissão:** Os contratos de concessão estabelecem os valores de receita que as controladas de transmissão receberão ao longo do período de concessão, sendo tais valores estimados e previstos. A RAP é contratada junto ao poder concedente na outorga das concessões e está sujeita à disponibilidade das linhas de transmissão e não ao volume de energia transmitida. Segundo os contratos de transmissão das controladas, as RAPs são ajustadas anualmente, no mês de julho, pela variação anual do IGP-M ou IPCA, conforme contrato. As controladas ETEM, ETES, ETVG, TME e TNE estão sujeitas a uma revisão tarifária a cada 5 anos, até que complete o 15º ano de concessão, o que implica em um reajuste adicional relacionado essencialmente à variação do custo de dívida, atrelado apenas à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo ("TJLP") (calculado pela média móvel de cinco anos dessa taxa), conforme regime nos editais de licitação das linhas de transmissão. Os contratos de concessão da EAIE, ECTE, ENTE, ERTE, ETEP, ETES, STN, Transirapê, Transleste, Transudeste, Lumitrans e STC, dispõem que a partir do 16º ano de operação comercial a RAP será reduzida em 50% do valor vigente no 15º ano até o final do prazo de concessão. O contrato de concessão da EBTE dispõem RAP linear durante todo o prazo da concessão. Os contratos de concessão outorgados pela ANEEL, anteriores à publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 230, de 12 de setembro de 2006, que foi revogada pela Resolução Normativa nº 490, de 29 de maio de 2012, não contém previsão que autoriza a revisão tarifária periódica da RAP. Isso porque os respectivos editais de licitação não continham tal previsão, permitindo aos licitantes que projetassem a RAP constante de suas propostas financeiras sem levar em consideração eventuais revisões periódicas. c) **Reforços, Melhorias e Receita em função destas obras:** O Poder Concedente poderá alterar, unilateralmente, os contratos de concessão, inclusive quando houver alteração do projeto ou das especificações anteriormente previstas (reforços). A concessionária é garantido o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e, consequentemente, é conferida uma receita adicional para amortização dos investimentos realizados para a implementação de tais alterações. Já as melhorias, em tese, encontram-se abrangidas pelo objeto de cada concessão e servem para a continuidade da prestação do serviço adequado. Melhorias compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, de acordo com o respectivo contrato de concessão e os Procedimentos de Rede. Os custos incorridos com melhorias são registrados de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, para que sejam considerados nas revisões da RAP subsequentes. Reforço é a implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas previamente pela ANEEL, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação. Determinadas espécies de reforços poderão ser implementadas diretamente pelas concessionárias de transmissão, sem a autorização prévia da ANEEL, desde que haja solicitação do ONS motivada por expansão da capacidade ou da confiabilidade do SIN.

d) A composição e a movimentação do ativo financeiro da concessão por Empresa é como segue:

Taxa de remuneração do ativo financeiro -a.a	Consolidado					Total
	31/12/2012	Receita de transmissão de energia	Remuneração do ativo de concessão	Ativo financeiro adquirido em transação de capital	Recuperação do ativo financeiro (baixa)	
<b>Controladas diretas:</b>						
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EAIE	35,09%	949.869	31.815	308.752	246	(327.693)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	21,55%	661.143	97.375	134.545	186	(138.028)
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	33,55%	547.524	16.764	171.395	7.856	(172.884)
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	14,16%	221.657	5.287	31.915	247	(33.333)
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	32,56%	212.453	6.480	64.462	282	(72.733)
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	37,06%	198.028	10.591	65.664	-	(75.112)
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	27,20%	138.869	7.652	35.961	603	(38.647)
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	12,55%	94.589	1.850	12.481	1.127	(10.370)
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	22,92%	93.932	3.153	20.965	3	(20.399)
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	12,99%	85.039	2.362	10.095	77	(11.919)
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	15,20%	27.873	725	3.859	797	(3.554)
		3.230.976	103.058	860.094	11.424	(904.648)
<b>Controladas indiretas:</b>						
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. - EBTE	8,37%	499.289	8.581	46.684	213	(37.890)
Companhia Transleste de Transmissão - Transleste	22,48%	152.086	3.797	31.774	-	(31.297)
Companhia Transudeste de Transmissão - Transudeste	21,55%	-	654	5.660	-	99.313
Companhia Transirapê de Transmissão - Transirapê	19,25%	88.111	2.358	18.840	173	(17.522)
Empresa Santos Dumont de Energia S.A. - ESDE	16,54%	63.379	546	11.793	9.906	(4.838)
Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE	16,54%	4.033	2.570	62.757	-	69.360
		806.898	15.936	117.321	73.049	(96.537)
		4.037.874	118.994	977.415	84.473	(1.001.185)
		986.344	-	-	-	1.069.548
		3.051.530	-	-	-	3.247.336
		4.037.874	-	-	-	4.316.884

Taxa de remuneração do ativo financeiro -a.a	Consolidado					Total
	01/01/2012	Receita de transmissão de energia	Remuneração do ativo de concessão	Recuperação do ativo financeiro	Recuperação do ativo financeiro (baixa)	
<b>Controladas diretas:</b>						
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EAIE	34,04%	943.098	28.159	291.004	-	(312.392)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	23,88%	647.505	16.855	125.789	1.253	(130.259)
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	30,10%	544.324	14.966	151.386	-	(163.152)
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	15,17%	216.344	4.044	32.069	828	(31.628)
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	31,08%	205.493	6.013	69.580	-	(68.633)
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	34,54%	198.369	8.786	62.231	-	(71.358)
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	23,88%	108.041	5.292	31.374	26.939	(32.777)
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	12,99%	84.767	4.701	8.017	6.840	(9.736)
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	18,34%	93.927	2.439	16.943	-	(19.377)
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	9,95%	85.338	2.361	8.648	142	(11.450)
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	12,99%	7.088	-	2.606	18.229	(50)
		3.134.294	93.616	799.647	54.231	(850.812)
<b>Controladas indiretas:</b>						
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. - EBTE	8,24%	478.559	7.962	42.377	4.317	(33.926)
Companhia Transleste de Transmissão - Transleste	20,63%	149.576	3.431	28.866	-	(29.877)
Companhia Transirapê de Transmissão - Transirapê	26,72%	84.801	2.371	15.475	1.821	(16.357)
Empresa Santos Dumont de Energia S.A. - ESDE	16,99%	12.809	-	3.043	47.527	(63.379)
Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE	16,99%	4.033	-	2.570	79	4.033
		725.745	13.764	89.840	57.619	(80.070)
		3.860.039	107.380	889.487	111.850	(930.882)
		895.238	-	-	-	986.344
		2.964.801	-	-	-	3.051.530
		3.860.039	-	-	-	4.037.874

Circulante  
 Não circulante

Em 31 de dezembro de 2013, não há itens vencidos registrados no ativo financeiro de concessão.

e) **Revisão tarifária das transmissoras:** Os contratos de concessão, assinados pelas transmissoras com a União - representada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - estabelecem a composição das tarifas e as fórm

\* continuação

## Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

As informações referentes ao total das ações ou quotas e dados financeiros resumidos das controladas e investidas com controle compartilhado estão demonstradas a seguir:

Controladora:	Controladora 31/12/2013			
	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia		
		Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Empresas controladas/coligadas</b>				
Alupar Inversões Peru	3.612.792	3.612.791	—	3.612.791
Transminas Holding S.A.	44.860.000	31.409.499	499	31.409.998
Foz do Rio Claro Energia S.A.	82.000.000	41.008.200	—	41.008.200
Ijuí Energia S.A.	84.100.000	42.058.410	—	42.058.410
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	43.817.126	10.959.038	7.666.463	18.625.501
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	45.182.136	11.300.320	7.905.292	19.205.612
Ferreira Gomes Energia S.A.	314.081.529	314.081.528	—	314.081.528
Genpower Termoeletricas e Participações S.A.	1.200	612	—	612
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE	180.000.010	46.020.150	44.011.576	90.031.726
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	198.000.000	100.979.997	—	100.979.997
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	29.064.000	29.063.999	—	29.063.999
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	45.000.010	13.505.150	9.001.851	22.507.001
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	100.840.000	50.431.150	—	50.431.150
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	36.940.800	18.475.373	—	18.475.373
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	42.095.000	20.003.429	—	20.003.429
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	42.172.251	26.172.251	—	26.172.251
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	97.793.590	44.985.051	—	44.985.051
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	9.398.795	9.398.794	—	9.398.794
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	57.576.059	8.635.982	—	8.635.982
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	162.340.000	32.468.000	—	32.468.000
Transnorte Energia S.A. - TNE	81.705.100	41.669.601	—	41.669.601
AF Energia S.A.	40.000	39.997	—	39.997
ACE Comercializadora Ltda.	1.000	999	—	999
Energia dos Ventos I S.A.	690.000	351.831	—	351.831
Energia dos Ventos II S.A.	510.000	260.049	—	260.049
Energia dos Ventos III S.A.	640.000	326.336	—	326.336
Energia dos Ventos IV S.A.	820.000	418.118	—	418.118
Energia dos Ventos V S.A.	640.000	326.336	—	326.336
Energia dos Ventos VI S.A.	740.000	377.326	—	377.326
Energia dos Ventos VII S.A.	810.000	413.019	—	413.019
Energia dos Ventos VIII S.A.	600.000	305.940	—	305.940
Energia dos Ventos IX S.A.	670.000	341.633	—	341.633
Energia dos Ventos X S.A.	590.000	300.841	—	300.841
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P.	13.492	13.482	—	13.482
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	56.407.271	28.767.708	—	28.767.708
Boa Vista Participações S.A.	1.000	800	—	800
Forquilha IV Energia S.A.	10.000	9.999	—	9.999
Verde 8 Energia S.A.	1.000	999	—	999
Água Limpa S.A.	10.000	9.999	—	9.999
La Virgen S.A.C.	11.040.000	7.176.000	—	7.176.000

Controladora:	Controladora 31/12/2013			
	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia e pela controlada EATE		
		Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Empresas controladas/coligadas</b>				
Alupar Inversões Peru	(95)	99,99%	(93)	240
Transminas Holding S.A.	105.198	70,02%	73.657	110.941
Foz do Rio Claro Energia S.A.	162.505	85,870	50,01%	124.195
Ijuí Energia S.A.	270.619	206,176	50,01%	238.406
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	101.804	36,536	42,51%	64.280
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	125.271	65,084	42,51%	90.667
Ferreira Gomes Energia S.A.	311.997	99,99%	311.998	1.258.492
Genpower Termoeletricas e Participações S.A.	(195)	51,00%	(99)	99
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE	862.143	50,02%	431.224	1.545.740
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	405.382	51,00%	206.746	712.436
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	56.920	99,99%	56.921	91.586
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	189.329	50,02%	94.694	281.040
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	411.022	50,01%	205.557	611.495
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	93.993	50,01%	47.008	159.709
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	118.717	47,52%	56.413	292.367
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	57.397	62,06%	35.621	104.129
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	149.881	46,00%	68.944	324.731
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	13.123	99,99%	13.123	31.412
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	94.240	15,00%	14.135	106.865
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	225.915	20,00%	45.182	240.808
Transnorte Energia S.A. - TNE	88.870	51,00%	45.324	93.233
AF Energia S.A.	167	99,99%	167	1.066
ACE Comercializadora Ltda.	(1.317)	99,99%	(1.316)	102
Energia dos Ventos I S.A.	623	50,99%	318	6.157
Energia dos Ventos II S.A.	445	50,99%	227	3.805
Energia dos Ventos III S.A.	569	50,99%	290	5.570
Energia dos Ventos IV S.A.	746	50,99%	380	8.075
Energia dos Ventos V S.A.	574	50,99%	292	6.396
Energia dos Ventos VI S.A.	669	50,99%	340	8.721
Energia dos Ventos VII S.A.	738	50,99%	377	8.889
Energia dos Ventos VIII S.A.	534	50,99%	272	6.311
Energia dos Ventos IX S.A.	600	50,99%	305	6.497
Energia dos Ventos X S.A.	523	50,99%	267	4.945
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P.	11.168	99,89%	11.160	16.742
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	111.887	51,00%	57.063	206.863
Forquilha IV Energia S.A.	10	99,90%	10	1
Verde 8 Energia S.A.	—	—	—	—
La Virgen S.A.C.	3.132	65,00%	8.200	17.552
			2.302.255	14.420

Controladora:	Controladora 31/12/2012			
	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia		
		Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Empresas controladas/coligadas</b>				
Alupar Inversões Peru	3.612.792	3.612.791	—	3.612.791
Transminas Holding S.A.	44.860.000	31.409.499	499	31.409.998
Foz do Rio Claro Energia S.A.	82.000.000	41.008.200	—	41.008.200
Ijuí Energia S.A.	84.100.000	42.058.410	—	42.058.410
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	43.817.126	10.959.038	4.380.836	15.339.874
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	45.182.136	11.300.320	4.517.310	15.817.630
Ferreira Gomes Energia S.A.	314.081.529	314.081.528	—	314.081.528
Genpower Termoeletricas e Participações S.A.	1.200	612	—	612
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE	180.000.010	46.020.150	44.011.570	90.031.720
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	198.000.000	100.979.997	—	100.979.997
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	29.064.000	29.063.999	—	29.063.999
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	45.000.010	13.505.150	9.001.845	22.506.995
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	100.840.000	50.431.144	—	50.431.144
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	36.940.800	18.475.367	—	18.475.367
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	42.095.000	18.950.002	—	18.950.002
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	42.172.251	25.303.351	—	25.303.351
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	97.793.591	44.985.051	—	44.985.051
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	9.197.292	9.197.291	—	9.197.291
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	57.576.059	8.635.982	—	8.635.982
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	162.340.000	32.468.000	—	32.468.000
Transnorte Energia S.A. - TNE	71.501.000	36.465.510	—	36.465.510
AF Energia S.A.	40.000	39.997	—	39.997
ACE Comercializadora Ltda.	1.000	999	—	999
Energia dos Ventos I S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos II S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos III S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos IV S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos V S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos VI S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos VII S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos VIII S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos IX S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Energia dos Ventos X S.A.	110.000	56.089	—	56.089
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P.	6.911	6.901	—	6.901
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	56.407.271	28.767.708	—	28.767.708
Boa Vista Participações S.A.	1.000	800	—	800

Controladora:	Controladora 31/12/2012			
	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia		
		Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Empresas controladas/coligadas</b>				
Alupar Inversões Peru	(7)	99,99%	(7)	234
Transminas Holding S.A.	95.610	70,02%	66.944	99.902
Foz do Rio Claro Energia S.A.	70.206	50,01%	120.980	387.528
Ijuí Energia S.A.	84.100.000	42,058	471.312	201.878
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	55.174	35,01%	52.742	243.662
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	51.308	35,01%	77.662	299.278
Ferreira Gomes Energia S.A.	152.022	99,99%	152.022	715.371
Genpower Termoeletricas e Participações S.A.	(195)	51,00%	(99)	99
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE	863.940	50,02%	432.123	1.480.539
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	390.299	51,00%	199.053	704.487
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	52.923	99,99%	52.923	90.049
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	177.954	50,02%	89.005	275.891
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	369.372	50,01%	184.728	590.310
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	83.926	50,01%	41.974	168.388
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	118.013	45,02%	53.126	303.362
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	50.279	60,00%	30.688	98.758
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	130.216	46,00%	59.899	310.588
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	11.628	99,99%	11.628	28.776
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	88.789	15,00%	13.318	101.554
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	218.582	20,00%	43.716	241.342
Transnorte Energia S.A. - TNE	53.884	51,00%	27.481	55.862
AF Energia S.A.	39	99,99%	39	99
ACE Comercializadora Ltda.	(114)	99,99%	(114)	95
Energia dos Ventos I S.A.	119	50,99%	61	394
Energia dos Ventos II S.A.	119	50,99%	61	284
Energia dos Ventos III S.A.	119	50,99%	61	356
Energia dos Ventos IV S.A.	119	50,99%	61	527
Energia dos Ventos V S.A.	119	50,99%	61	341
Energia dos Ventos VI S.A.	119	50,99%	61	446
Energia dos Ventos VII S.A.	119	50,99%	61	478
Energia dos Ventos VIII S.A.	119	50,99%	61	348
Energia dos Ventos IX S.A.	119	50,99%	61	363
Energia dos Ventos X S.A.	119	50,99%	61	309
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P.	7.694	99,89%	7.685	10.193
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	118.556	51,00%	60.464	204.602
			2.016.402	14.284

Controladora:	Controladora 01/01/2012			
	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia		
		Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Empresas controladas/coligadas</b>				
Alupar Inversões Peru	625.179	625.178	—	625.178
Transminas Holding S.A.	44.860.000	31.409.499	499	31.409.998
Foz do Rio Claro Energia S.A.	82.000.000	41.008.194	—	41.008.194
Ijuí Energia S.A.	84.100.000	42.058.404	—	42.058.404
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	43.817.126	10.959.036	—	10.959.036
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	45.182.136	11.300.318	—	11.300.318
Ferreira Gomes Energia S.A.	314.081.529	314.081.525	—	





**Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis**

31 de Dezembro de 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

As principais captações e liquidações ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foram as seguintes: Controlada Ferreira Gomes - O empréstimo do Banco Sumitomo foi contratado pela controlada Ferreira Gomes no dia 15 de julho de 2011 com encargo de 115,50% do CDI e vencimento em 03 de fevereiro de 2012, no dia 31 de outubro de 2012 foi assinado o último aditamento do contrato nº 06 prorrogando o vencimento e taxa de juros do contrato que está sujeito ao encargo de 118% do CDI e foi quitado no dia 01 de fevereiro de 2013. Controlada Ferreira Gomes - No dia 22 de março de 2013 a controlada Ferreira Gomes captou junto ao Banco Itaú BBA a quantidade de R\$ 40.000 corrigido pelo CDI + 1,33%, no dia 17 de abril de 2013 o mesmo foi integralmente quitado. Controlada Ferreira Gomes - Em 26 de setembro de 2012, a controlada Ferreira Gomes celebrou o contrato nº 12.2.0908.1, no montante de R\$ 121.724, com o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES corrigidos à taxa de juros de longo prazo - TJLP + de 2,4% ao a.a. Destes, R\$110.680 foram liberados no dia 26 de outubro de 2012 e R\$ 11.044 em 29 de janeiro de 2013. Em 15 de abril de 2013 o empréstimo foi integralmente quitado. Controlada Ferreira Gomes - Em 28 de dezembro de 2012 a controlada Ferreira Gomes celebrou junto ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES contrato de financiamento de abertura de crédito número 12.2.1390-1, no montante de R\$ 470.610, sendo que nos dias 15 de abril de 2013, 25 de junho de 2013 e 16 de dezembro de 2013 houve a liberação parcial de R\$ 336.000, R\$ 59.336 e R\$ 45.600, respectivamente, sendo que o restante será liberado futuramente. O contrato de longo prazo, tem encargos que podem ser sumarizados da seguinte forma: 2,34% ao ano + TJLP (referente aos subcréditos A, B e C), sendo a primeira amortização dar-se-á em 15 de maio de 2015 e a última em 15 de abril de 2031; juros de 2,50% ao ano (referente ao subcrédito D) cujo a primeira amortização será em 15 de maio de 2015 e a última em 15 de dezembro de 2022. Os juros apurados serão incorporados trimestralmente ao principal nos dias 15 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro de cada ano até abril de 2015. Em 31 de dezembro de 2013 o saldo de custos de captação era de R\$ 3.069. As garantias dadas em função do contrato estão abaixo descritas: - Garantias ofertadas pela controlada Ferreira Gomes. Cessão fiduciária da totalidade dos direitos creditórios emergentes do Contrato de Concessão, compreendendo mas não se limitando a: a) O direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, seja ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Concedente à controlada Ferreira Gomes, incluindo o direito de receber todas as indenizações pela extinção da concessão; b) Os direitos creditórios da controlada Ferreira Gomes provenientes dos Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) a serem celebrados no ambiente de contratação livre (ACL), e de quaisquer outros contratos supervenientes da comercialização de energia elétrica firmados pela controlada Ferreira Gomes, inclusive a totalidade da receita proveniente da venda de energia elétrica pela controlada Ferreira Gomes; c) As garantias constantes do CCEARs, dos CCVEs e de quaisquer outros contratos supervenientes de comercialização de energia elétrica firmados pela controlada Ferreira Gomes; d) Os direitos creditórios das seguintes contas: Conta Centralizadora, Conta Reserva do BNDES, Conta Reserva de O&M, Conta Seguradora, e) Todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, da controlada Ferreira Gomes, que possam ser objeto de cessão fiduciária de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes do Contrato de Concessão ou decorrentes da venda de energia elétrica. - Garantias prestadas pela Companhia: Penhor da totalidade de ações de sua propriedade e de emissão da controlada Ferreira Gomes. Controlada EATE- Em 20 de dezembro de 2013, a controlada EATE realizou a emissão de 140 notas promissórias no valor de R\$ 1.000 cada uma, perfazendo o montante de R\$ 140.000. Essas notas promissórias possuem vencimento para o dia 18 de junho de 2014 e são remuneradas pela variação CDI acrescida de spread de 0,50% a.a. O pagamento dos encargos remuneratórios e do principal serão realizados uma única vez, no dia de vencimento. Controlada ETSE - Em 20 de dezembro de 2013, a controlada ETSE celebrou junto ao Banco Itaú a contratação de cédulas de crédito bancário, no montante de R\$ 8.850. As cédulas de crédito bancário são remuneradas pela variação do CDI acrescida de spread de 1,05% a.a. O pagamento dos encargos financeiros e do principal serão efetuados no vencimento do contrato.

		Consolidado							
Financiadores/credores	Empresa	Saldo inicial 01/01/2012	Ingresso de dívidas (Custo a amortizar)	Provisão de encargos	Varição monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Empréstimos adquiridos em transação de capital	Saldo final 31/12/2012
		Reapresentado							Reapresentado
<b>Moeda estrangeira</b>									
BNDES - Contrato nº 04.212.331	ERTE	2.805	-	215	207	(758)	(224)	-	2.245
Bancolumbia	Risaralda	-	-	-	-	-	-	72	72
BDMG	Transirapé	1.742	-	127	187	(1.922)	(134)	-	-
BNDES	Transirapé	1.803	-	124	193	(1.989)	(131)	-	-
Santander	Transirapé	1.737	-	127	179	(1.909)	(134)	-	-
BDMG	Transleste	5.049	-	277	367	(902)	(289)	-	4.502
		13.136	-	870	1.133	(7.480)	(912)	72	6.819
<b>Moeda nacional</b>									
Arrendamento mercantil (Safrá, Itaú e BB)	Alupar	460	178	62	-	(220)	(60)	-	420
FINEP	Alupar	59.843	64	4.274	-	(9.347)	(4.382)	-	50.452
Santander	Alupar	80.559	-	1.140	-	(80.001)	(1.698)	-	-
BNDES	EBTE	147.613	-	11.537	-	(10.962)	(11.665)	-	136.523
BNDES (FINAME)	EBTE	22.917	-	990	-	(2.889)	(2.762)	-	20.018
BNDES - Contrato nº 04.212.331	ERTE	12.939	-	1.170	-	(3.360)	(1.192)	-	9.557
BNDES - Contrato nº 12.200.581	ERTE	4.229	27.539	1.741	-	(1.433)	(1.034)	-	31.042
BNDES - Subcrédito A	ESDE	-	14.600	5	-	-	-	-	14.605
BNDES - Subcrédito B	ESDE	-	17.400	18	-	-	-	-	17.418
BNDES	ETEM	-	46.155	3.404	-	(2.238)	(2.442)	-	44.879
Itaú BBA	ETEM	45.916	-	426	-	(45.400)	(942)	-	25.474
BNDES - Contrato nº 09.201.181	ETES	23.931	-	1.850	-	(2.030)	(1.868)	-	21.883
BNDES - Subcrédito A	ETES	3.271	-	243	-	(280)	(245)	-	2.989
BNDES - Subcrédito B	ETES	11.983	-	491	-	(1.557)	(464)	-	10.453
Banco do Brasil	ETVG	1.779	13.757	832	-	-	(701)	-	15.667
BNDES	Ferreira Gomes	(240)	110.145	1.554	-	-	439	-	111.898
BTG Pactual	Ferreira Gomes	-	55.000	605	-	(55.000)	(605)	-	-
Santander	Ferreira Gomes	40.100	15.000	2.662	-	(55.000)	(2.762)	-	-
Sumitomo Mitsui B. S.A.	Ferreira Gomes	29.670	-	2.805	-	-	(2.709)	-	29.766
BNDES	Foz	229.900	-	17.807	-	(15.027)	(17.996)	-	214.774
Outros	Genpowser	-	168	-	-	-	-	-	168
BNDES	Ijuí	202.345	-	16.978	-	(12.798)	(17.153)	-	189.372
BNDES e II	Lavrinhas	139.428	70	10.143	-	(10.276)	(10.422)	-	128.943
FINAME	Lavrinhas	-	131	4	-	-	-	-	135
BNDES	Lumitrans	36.383	-	4.816	-	(36.092)	(5.107)	-	-
Arrendamento mercantil (Itaú)	Lumitrans	10.041	-	1.679	-	(9.893)	(1.827)	-	-
BNDES e II	Queluz	61	-	-	-	-	-	-	24
Banco do Brasil	STN	146.237	2.716	10.666	-	(11.100)	(10.839)	-	137.680
BNB	STN	5.031	-	218	-	(420)	(249)	-	4.580
BNDES	STC	228.511	-	17.164	-	(15.446)	(17.174)	-	213.055
BNDES	STC	39.085	-	2.735	-	(38.945)	(2.875)	-	-
BNDES	STC	1.706	-	122	-	(1.700)	(128)	-	-
Unibanco	STC	53.348	-	3.733	-	(53.156)	(3.925)	-	-
BDMG	Transirapé	8.017	-	683	-	(7.981)	(719)	-	-
BDMG (FINAME)	Transirapé	1.135	-	48	-	(133)	(47)	-	1.003
BNDES	Transirapé	8.347	-	682	-	(8.312)	(717)	-	-
Santander	Transirapé	8.016	-	687	-	(7.981)	(722)	-	-
BDMG	Transleste	33.789	-	2.668	-	(2.551)	(2.683)	-	31.223
BNB	Transleste	10.926	-	867	-	(789)	(868)	-	10.136
		1.647.366	302.923	127.509	-	(502.354)	(126.781)	-	1.448.663
		1.660.502	302.923	128.379	1.133	(509.834)	(127.693)	72	1.455.482
		314.593	-	-	-	-	-	-	250.474
		1.345.909	-	-	-	-	-	-	1.205.008
		1.660.502	-	-	-	-	-	-	1.455.482

As principais captações e liquidações ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2012 foram as seguintes: Controlada ETEM - Em janeiro de 2012 a controlada ETEM liquidou um empréstimo com o Banco Itaú no montante de R\$ 45.400. Este empréstimo foi substituído por um empréstimo captado junto ao BNDES no montante de R\$45.000, com as seguintes características: taxa de juros de TJLP + 2,44 % a.a., com vencimento mensal, sendo a primeira em 15 de maio de 2012 e a última em 15 de abril de 2026. Controlada ERTE - Em 15 de outubro de 2012, a Controlada ERTE captou junto ao BNDES, o montante de R\$ 31.042 para investimentos na substituição de Açaíândia. Os financiamentos têm seu saldo devedor atualizado pela TJLP e juros de 1,97% ao ano. A quitação ocorre em 168 prestações mensais, com vencimentos finais em 2026. Controlada ESDE - Em novembro de 2012, a controlada ESDE assinou contrato com o BNDES para liberação de recursos no montante de R\$ 42.797, dividido em subcrédito A (R\$ 26.319) com encargos correspondentes à TJLP mais 2,08% ao ano e subcrédito B (R\$ 16.478) com encargos de 2,5% ao ano. Do total, R\$ 32.000 foram liberados em dezembro de 2012, que foram utilizados também para a quitação dos empréstimos-ponte junto ao Banco Itaú, no montante de R\$ 19.854. Controlada STC - Em novembro de 2012, a controlada STC recebeu aportes de capital de sua controladora EATE e Alupar, no montante de R\$ 84.000 utilizados para a quitação de empréstimos junto ao BNDES no montante de R\$ 84.181. Controlada Lumitrans - Em novembro de 2012, a controlada Lumitrans recebeu aportes de capital de sua controladora EATE e Alupar, no montante de R\$ 42.000 utilizados para a quitação de empréstimos junto ao BNDES no montante de R\$ 42.079. Controlada Transirapé - Em 30 de novembro de 2012, a Controlada Transirapé liquidou antecipadamente os seguintes empréstimos e financiamentos em moeda nacional e estrangeira que tinham vencimento previsto para 2019: FNE, Cesta de Moedas com BNDES, Cesta de Moedas com Santander e Cesta de Moedas com BDMG. **d)** Em 31 de dezembro de 2013, as parcelas relativas aos empréstimos e financiamentos, atualmente classificadas no passivo não circulante têm os seguintes vencimentos:

	31/12/2013				
	Controladora				
	Moeda nacional				
	Empréstimos e financiamentos	Arrendamento mercantil	Custo de transação a amortizar	Total	
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
2015	9.369	36	(86)	9.319	
2016	9.369	-	(86)	9.283	
2017	9.369	-	(86)	9.283	
2018	3.903	-	(40)	3.863	
2019	-	-	-	-	-
Após 2019	-	-	-	-	-
	32.010	36	(298)	31.748	

	31/12/2013				
	Consolidado				
	Moeda estrangeira				
	Empréstimos e financiamentos	Empréstimos e financiamentos	Arrendamento mercantil	Custo a amortizar	Total - Moeda nacional e estrangeira
	US\$ mil	R\$	R\$	R\$	R\$
2015	1.870	142.095	36	(156)	143.845
2016	477	1.117	(320)	(320)	150.717
2017	239	559	150.625	(320)	150.864
2018	-	-	146.081	(274)	145.807
2019	-	-	143.045	(207)	142.838
Após 2019	-	-	815.655	(2.317)	813.338
	1.514	3.546	1.547.421	(3.594)	1.547.409

e) A amortização dos empréstimos e financiamentos por moeda e indexador, e como segue:

	31/12/2013						
	Consolidado						
	Moeda nacional						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
Total							
Moeda estrangeira							
Dólar norte-americano	2.129	1.870	1.117	559	-	-	5.675
Pesos colombianos	32	-	-	-	-	-	32
	2.161	1.870	1.117	559	-	-	5.707
Moeda nacional							
CDI	149.200	-	-	-	-	-	149.200
TJLP	77.072	88.568	88.200	88.172	88.146	88.367	643.844
Taxa fixa	38.620	53.395	61.720	62.453	57.935	54.678	171.811
Outros	-	168	-	-	-	-	168
(-) Custos a amortizar	(376)	(156)	(320)	(274)	(207)	(2.317)	(3.970)
	264.516	141.975	149.600	150.305	145.807	142.838	813.338
	266.677	143.845	150.717	150.864	145.807	142.838	1.814.086

**23. DEBÊNTURES**

a) O saldo das debêntures é composto da seguinte forma:

	Consolidado								
	Circulante			31/12/2012			01/01/2012		
Financiadores/credores	Custos a amortizar		Total	Custos a amortizar		Total	Custos a amortizar		Total
	Empresas	Encargos Principal		Empresas	Encargos Principal		Empresas	Encargos Principal	
2ª Emissão - Série I	Alupar	26	-	26	78.268	-	78.504	936	75.945
2ª Emissão - Série II	Alupar	1.590	6.035	(683)	6.942	96	5.858	-	5.858
3ª Emissão	Alupar	332	75.000	(301)	75.031	202	-	202	435
4ª Emissão	Alupar	6.387	-	(159)	6.228	5.443	-	5.443	-
5ª Emissão	Alupar	29.129	-	(13)	29.116	11.086	-	11.086	-
1ª Emissão	EATE	746	78.542	(214)	79.074	725	78.541	(492)	78.774
2ª Emissão	EATE	2.818	7.500	(135)	10.183	2.239	7.500	-	9.739
1ª Emissão	ECTE	156	16.363	(60)	16.459	151	16.363	(103)	16.411
2ª Emissão	ECTE	1.389	-	-	1.389	1.042	-	-	1.042
1ª Emissão	ENTE	394	41.453	(129)	41.718	383	41.452	(201)	41.634
1ª Emissão	ETEP	18	14.482	(88)	14.412	-	14.482	(123)	14.359
1ª Emissão	Transirapé	506	2.299	-	2.805	407	2.299	-	2.706
1ª Emissão	Transudeste	569	2.332	-	2.901	-	-	-	-
		44.660	244.006	(1.782)	286.284	22.010	244.763	(919)	265.854
Pré-operacional	Ferreira Gomes	-	-	-	16.482	150.000	(257)	166.225	-
1ª Emissão	Ferreira Gomes	19.312	147.000	(418)	165.894	-	(412)	(412)	-
2ª Emissão	Ferreira Gomes	19.312	147.000	(418)	165.894</				



**32. PARTES RELACIONADAS**

**a) Transações com partes relacionadas:** A Companhia é controlada pela Guarupart Participações Ltda.. A Companhia é uma sociedade por ações, de capital aberto, que possui participação em diversos ativos de transmissão e geração de energia elétrica. A Companhia é uma sociedade por ações, de capital aberto, e tem por objeto deter participação em empresas de geração e transmissão de energia elétrica, dentre outros. A Alupar também participa em 3 empresas Holdings, sendo: Transminas Holding S.A. (controladora da Transleste, Transirapé e Transudeste), Alupar Inversiones Peru e Boa Vista Participações S.A., os detalhes destas controladas estão descritas na nota explicativa 2. Todas as transações foram realizadas nas condições usuais de mercado e podem ser assim demonstradas:

Parte relacionada/transação Circulante	Controladora						Receita		Despesa	
	31/12/2013	Ativo 31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	Passivo 31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>										
Caixa Econômica Federal (*)	238.333	—	—	—	—	—	45.256	—	—	—
	<u>238.333</u>						<u>45.256</u>			
<b>Investimento de curto-prazo</b>										
Caixa Econômica Federal (*)	279.923	292.190	196	—	—	—	—	21.368	—	—
	<u>279.923</u>	<u>292.190</u>	<u>196</u>					<u>21.368</u>		
<b>Títulos e valores mobiliários</b>										
Caixa Econômica Federal (*)	—	—	170.535	—	—	—	—	—	—	—
			<u>170.535</u>							
<b>Debêntures</b>										
FI FGTS - 5ª Emissão	—	—	—	29.116	11.086	—	—	—	42.839	22.885
				<u>29.116</u>	<u>11.086</u>				<u>42.839</u>	<u>22.885</u>
<b>Contas a receber - Reembolso de despesas</b>										
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	—	152	—	—	—	—	—	—	—	—
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	4	568	—	—	—	—	—	—	—	—
Foz do Rio Claro Energia S.A.	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P.	24	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	<u>29</u>	<u>720</u>								
<b>Dividendos a receber</b>										
Transminas Holding S.A.	3.650	2.983	3.480	—	—	—	—	—	—	—
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	6.229	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	9.369	8.249	11.109	—	—	—	—	—	—	—
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	684	982	1.036	—	—	—	—	—	—	—
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	2.078	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	1.132	1.043	889	—	—	—	—	—	—	—
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	1.336	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	1.176	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	1.635	—	1.197	—	—	—	—	—	—	—
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	2.818	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	1.158	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG	93	—	—	—	—	—	—	—	—	—
AF Energia S.A.	39	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	<u>31.397</u>	<u>13.257</u>	<u>17.711</u>							
<b>Juros sobre capital próprio</b>										
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	1.344	—	630	—	—	—	—	—	—	—
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	—	—	4.732	—	—	—	—	—	—	—
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	—	1.259	1.259	—	—	—	—	—	—	—
	<u>1.344</u>	<u>1.259</u>	<u>6.621</u>							
<b>Não circulante</b>										
<b>Adiantamento para futuro aumento de capital</b>										
Foz do Rio Claro Energia S.A.	5.400	—	49.420	—	—	—	—	—	—	—
Ijuí Energia S.A.	6.400	1.500	146.176	—	—	—	—	—	—	—
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	2.500	—	28.436	—	—	—	—	—	—	—
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	3.600	1.000	46.783	—	—	—	—	—	—	—
Ferreira Gomes Energia S.A.	262.000	16.000	—	—	—	—	—	—	—	—
Alupar Inversiones Peru	279	191	1.219	—	—	—	—	—	—	—
ACE Comercializadora Ltda	1.270	160	—	—	—	—	—	—	—	—
AF Energia S.A.	—	—	39	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos I S.A.	420	122	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos II S.A.	265	76	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos III S.A.	375	107	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos IV S.A.	619	173	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos V S.A.	398	112	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos VI S.A.	574	163	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos VII S.A.	619	174	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos VIII S.A.	398	112	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos IX S.A.	420	123	—	—	—	—	—	—	—	—
Energia dos Ventos X S.A.	331	92	—	—	—	—	—	—	—	—
Boa Vista Participações S.A.	1	1	—	—	—	—	—	—	—	—
Verde 8 Energia S.A.	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P.	3.736	1.942	6.426	—	—	—	—	—	—	—
	<u>289.606</u>	<u>22.048</u>	<u>278.499</u>							
<b>Contas a receber - Reembolso de despesas</b>										
Ferreira Gomes Energia S.A.	3.379	3.379	—	—	—	—	—	—	—	—
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P.	1.154	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	<u>4.533</u>	<u>3.379</u>								
<b>Debêntures</b>										
FI FGTS - 5ª Emissão	—	—	—	299.839	299.941	—	—	—	—	—
				<u>299.839</u>	<u>299.941</u>					

Parte relacionada/transação Circulante	Consolidado						Receita		Despesa	
	31/12/2013	Ativo 31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	Passivo 31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>										
Caixa Econômica Federal (*)	238.333	—	—	—	—	—	45.256	—	—	—
	<u>238.333</u>						<u>45.256</u>			
<b>Investimento de curto-prazo</b>										
Caixa Econômica Federal (*)	279.923	292.190	196	—	—	—	—	21.368	—	—
	<u>279.923</u>	<u>292.190</u>	<u>196</u>					<u>21.368</u>		
<b>Títulos e valores mobiliários</b>										
Caixa Econômica Federal (*)	—	—	170.535	—	—	—	—	—	—	—
			<u>170.535</u>							
<b>Debêntures</b>										
FI FGTS - 5ª Emissão	—	—	—	299.839	299.941	—	—	—	42.839	22.885
				<u>299.839</u>	<u>299.941</u>				<u>42.839</u>	<u>22.885</u>

(\*) A Caixa Econômica Federal é administradora do FI-FGTS, sendo o FI-FGTS acionista da Companhia.

**b) Garantias:** As transações de garantias entre as empresas do grupo estão relacionadas abaixo:

Contrato	Data da Autorização	Órgão Autorizador	Empresa Garantida	Empresa Garantidora	Garantia	Contrato	Valor do Contrato	Início do Contrato	Encerramento do Contrato	Saldo devedor do contrato em 31/12/2013
1	01/12/09	Reunião de Sócios	Alupar	Guarupart	Fiança	Financiamento - FINEP	72.841	17/12/09	15/05/18	41.270
2	12/12/11	Conselho de Administração	ETEM	Alupar	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	Financiamento - BNDES 11.2.1030-1	46.800	21/12/11	15/04/26	41.514
3	16/03/09	Conselho de Administração	ETES	Alupar	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	Financiamento - BNDES	27.714	04/05/09	15/09/23	22.559
4	22/12/09	Conselho de Administração	ETES	Alupar	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	Financiamento - BNDES	17.338	29/12/09	15/10/19	8.927
5	07/11/11	Conselho de Administração	ETVG	Alupar	Prestação de aval e de penhor de ações	Nota de Crédito nº 40/00039-7	17.835	23/12/11	01/12/26	17.664
6	26/12/12	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Prestação de Garantias (Fiança Ordinária) Direito sobre os Recebíveis do Poder Concedente	Financiamento - BNDES contrato 12.2.1390.1	470.610	28/12/12	15/04/31	457.060
					Direitos Creditórios, Contratos de Compra e Venda de Energia					
					Direitos Creditórios Conta Centralizadora, Conta Reserva BNDES, Conta Reserva O&M e Conta Seguradora.					
7	13/06/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Prestação de Garantias (Fiança)	Contrato de Fornecimento, Supervisão de Montagem e Supervisão de Comissionamento com a Voith CPS FG0115-11	161.000	05/05/11	09/10/14	10.659
8	26/08/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Prestação de Garantias (Aval)	Debêntures - 2ª Emissão	200.000	30/05/12	30/05/14	166.312
9	11/02/08	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Fiança irrestrita	Financiamento - BNDES	201.630	09/04/08	15/03/27	199.705
10	14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020057000 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	Fiança	1.299	10/02/11	Indeterminado	1.299
11	14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020056900 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	Fiança	847	10/02/11	Indeterminado	847
12	14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020057200 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	Fiança	542	10/02/11	Indeterminado	542
13	14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Prestação de Aval na Fiança nº 100411030052800 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	Fiança	663	04/03/11	Indeterminado	783
14	03/12/12	Diretoria	Foz	Alupar	Instrumento Particular de Constituição de Garantia por Prestação de Fiança nº 181386812 - ONS	Fiança	800	03/12/12	03/12/14	800
15	03/12/12	Diretoria	Foz	Alupar	Prestação de Aval na Fiança nº 181500012 com a finalidade de garantir a operação de financiamento com o BNDES.	Fiança	29.017	28/12/12	30/12/14	29.017
16	11/02/08	Conselho de Administração	Ijuí	Alupar	Fiança irrestrita	Financiamento - BNDES	168.200	09/04/08	15/09/27	176.541
17	01/02/08	Conselho de Administração	Lavrinhas	Alupar	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	Financiamento - BNDES	111.185	11/03/09	15/04/25	104.320
18	14/06/10	Conselho de Administração	Lavrinhas	Alupar	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	Financiamento - BNDES	16.875	08/09/10	15/04/25	14.168
19	01/02/08	Conselho de Administração	Queluz	Alupar	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	Financiamento - BNDES 08.2.0975.1	114.647	11/03/09	15/01/25	103.599
20	03/09/10	Conselho de Administração	Queluz	Alupar	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	Financiamento - BNDES 10.2.0478.1	27.716	03/08/10	15/01/25	22.691
21	15/12/08	Assembleia Geral	STN	Alupar	Ratificação do Penhor de ações, haja vista que estas passaram a ser de propriedade da Alupar a partir de 26.09.2007	Financiamento - BNB	299.995	25/06/04	25/06/24	196.438
22	19/03/10									



