

EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS
CNPJ nº 23.274.194/0001-19

**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS
FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012**

ÍNDICE

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES	2
BALANÇOS PATRIMONIAIS – ATIVO	5
BALANÇOS PATRIMONIAIS – PASSIVO	6
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS	7
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES	8
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	9
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA	10
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO	11
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS:	12
NOTA 1 – INFORMAÇÕES GERAIS	12
NOTA 2 – CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES	19
NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS	35
NOTA 4 – ASSUNTOS DO SETOR ELÉTRICO	61
NOTA 5 – REAPRESENTAÇÃO DAS CIFRAS COMPARATIVAS	64
NOTA 6 – NOVAS NORMAS E INTERPRETAÇÃO DE NORMAS	69
NOTA 7 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	69
NOTA 8 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS	70
NOTA 9 – CLIENTES	70
NOTA 10 – DIREITO DE RESSARCIMENTO	73
NOTA 11 – ATIVO FINANCEIRO – CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO	74
NOTA 12 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	75
NOTA 13 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS	80
NOTA 14 – ALMOXARIFADO	80
NOTA 15 – INDENIZAÇÕES DAS CONCESSÕES (LEI Nº 12.783/2013)	81
NOTA 16 – OUTROS	82
NOTA 17 – INVESTIMENTOS	86

NOTA 18 – IMOBILIZADO	96
NOTA 19 – INTANGÍVEL	104
NOTA 20 – FORNECEDORES	106
NOTA 21 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	107
NOTA 22 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	115
NOTA 23 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS	117
NOTA 24 – ENCARGOS SETORIAIS	120
NOTA 25 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO	123
NOTA 26 – CONCESSÕES A PAGAR – USO DO BEM PÚBLICO	133
NOTA 27 – PROVISÃO PARA RISCOS	134
NOTA 28 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL (AFAC)	140
NOTA 29 – PROVISÃO PARA CONTRATO ONEROSO	140
NOTA 30 – OUTROS	142
NOTA 31 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO	142
NOTA 32 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	145
NOTA 33 – CUSTO OPERACIONAL	146
NOTA 34 – DESPESAS OPERACIONAIS	147
NOTA 35 – RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS	148
NOTA 36 – GANHO (PERDA) – LEI Nº 12.783/2013	149
NOTA 37 – IRPJ E CSLL NO RESULTADO	151
NOTA 38 – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS	151
NOTA 39 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	152
NOTA 40 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO	160
NOTA 41 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS	166
NOTA 42 – SEGUROS	172
NOTA 43 – EVENTOS SUBSEQUENTES	173
PARECER DO CONSELHO FISCAL	175

Furnas Centrais Elétricas S.A.

**Relatório dos auditores independentes
sobre as demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2013**

Furnas Centrais Elétricas S.A.

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
Furnas Centrais Elétricas S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras de Furnas Centrais Elétricas S.A. (a "Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira de Furnas Centrais Elétricas S.A. em 31 de dezembro de 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase - Impactos da Lei 12.783/2013

Conforme descrito na nota 2.1, em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, que trata das prorrogações de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, bem como sobre a redução de encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto 7.891/2013 de 23 de janeiro de 2013. As novas tarifas e o valor da indenização dos ativos vinculados às concessões foram divulgados pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União do dia 1º de novembro de 2012.

A Companhia aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória 579 (Lei 12.783/13), assinando em 4 de dezembro de 2012 os contratos de prorrogação das concessões afetadas.

No que se refere às concessionárias que optaram pela prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica, alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, a Lei 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º, autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. A Companhia está na fase de elaboração do laudo de avaliação dos referidos ativos para entrega à ANEEL que terá até 150 dias para se manifestar.

Adicionalmente, para os empreendimentos de geração, exceto os respectivos projetos básicos, a Resolução Normativa ANEEL nº 596/2013 estabeleceu que as empresas deveriam se manifestar sobre o interesse em receber a indenização até 31 de dezembro de 2013 e, a partir dessa manifestação, teriam 180 dias para submeter à ANEEL as informações complementares para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados. A Companhia se manifestou dentro do prazo estabelecido pela ANEEL.

Os valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos nessa situação correspondem, respectivamente, a R\$ 4.530.060 mil e R\$ 995.718 mil em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2013 e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 2.3, podendo sofrer alterações até a homologação final dos mesmos.

Até o presente momento, não foram definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL o valor de indenização dos ativos de geração térmica e outros detalhes inerentes à nova formatação de negócio a ser proposta pelo Governo para a renovação de concessão de ativos dessa natureza. O valor residual contábil dos ativos de geração térmica a serem afetados pelas mudanças promovidas no ambiente regulatório corresponde a R\$ 683.330 mil em 31 de dezembro de 2013, cujo valor estimado de indenização pelo Valor Novo de Reposição - VNR é de aproximadamente R\$ 2.780.046 mil, determinado pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretações do Decreto 7.805/12, conforme descrito na Nota 2.3, podendo a referida estimativa sofrer alterações até a homologação final dos ativos indenizáveis.

Furnas Centrais Elétricas S.A.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

**Ênfase - continuidade operacional
de empresa coligada**

Em 31 de dezembro de 2013, a investida Madeira Energia S.A. ("MESA"), na qual Furnas participa com 39%, apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 199.547 mil (R\$ 77.823 mil - parcela relativa a Furnas). Para a equalização da situação do capital circulante negativo, a Companhia conta com os aportes de recursos dos seus acionistas. Ainda, a investida MESA incorreu em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento do projeto para construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações, incluindo a realização do ativo imobilizado constituído pelos referidos gastos, que em 31 de dezembro de 2013 totalizava R\$ 18.624.982 mil.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Outros assuntos

**Informação suplementar -
demonstrações do valor adicionado**

Examinamos também a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 27 de março de 2014

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" RJ

Alexandre Vinicius Ribeiro de Figueiredo
Contador CRC 1RJ092563/O-1

EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS
CNPJ nº 23.274.194/0001-19

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(em milhares de reais)

<u>A T I V O</u>	Nota	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado	01.01.2012 Reapresentado
<u>CIRCULANTE</u>				
Caixa e equivalente de caixa	7	6.696	2.462	115.665
Títulos e valores mobiliários	8	715.812	509.279	525.842
Clientes	9	870.458	935.106	986.311
Remuneração das participações societárias		82.536	35.171	5.627
Impostos e contribuições sociais	12	118.085	148.953	68.524
Direito de ressarcimento	10	-	9.937	9.937
Cauções e depósitos vinculados	13	15.339	15.329	18.056
Almoxarifado	14	21.454	24.954	23.840
Indenizações das concessões	15	1.499.440	1.537.280	-
Outros	16	149.009	394.966	106.891
		3.478.829	3.613.437	1.860.693
<u>NÃO CIRCULANTE</u>				
Realizável a longo prazo				
Clientes	9	560.469	398.922	450.549
Impostos e contribuições sociais	12	457.909	900.295	879.255
Almoxarifado	14	90.856	89.047	80.909
Cauções e depósitos vinculados	13	503.057	386.699	310.197
Ativo financeiro – concessões do serviço público	11	6.389.473	6.329.851	7.580.769
Indenizações das concessões	15	630.912	2.174.808	-
Outros	16	128.415	679.729	53.782
		8.761.091	10.959.351	9.355.461
Investimentos	17	4.879.505	3.812.603	2.505.820
Imobilizado	18	5.908.998	5.769.432	8.480.566
Intangível	19	111.388	98.193	108.852
		19.660.982	20.639.579	20.450.699
TOTAL DO ATIVO		23.139.811	24.253.016	22.311.392

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Continua

EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS
CNPJ nº 23.274.194/0001-19

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM
(em milhares de reais)

Continuação

	Nota	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado	01.01.2012 Reapresentado
<u>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>				
<u>CIRCULANTE</u>				
Fornecedores	20	411.869	842.851	812.903
Financiamentos e empréstimos	21	431.464	597.188	678.373
Impostos e contribuições sociais	22	287.856	307.119	230.432
Obrigações estimadas	23	391.569	497.853	339.979
Encargos setoriais	24	128.265	94.258	83.515
Benefícios pós-emprego	25	72.945	65.597	248.240
Outros	30	49.215	101.335	98.623
		1.773.183	2.506.201	2.492.065
<u>NÃO CIRCULANTE</u>				
Financiamentos e empréstimos	21	7.514.980	6.087.370	4.156.567
Impostos e contribuições sociais	22	739.705	498.666	544.767
Obrigações estimadas	23	-	-	247.793
Concessões a pagar - uso do bem público	26	39.680	44.673	42.230
Provisões para riscos	27	555.309	865.178	622.689
Benefícios pós-emprego	25	227.066	552.784	271.861
Adiantamentos para futuro aumento de capital	28	34.740	525.450	300.000
Provisão para contratos onerosos	29	1.001.219	1.490.215	-
Encargos setoriais	24	76.601	214.749	184.832
Outros	30	1	1	3.485
		10.189.301	10.279.086	6.374.224
<u>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>				
Capital social	31	6.531.154	6.031.154	6.031.154
Reservas de capital		5.528.986	5.690.383	5.690.383
Reservas de lucros		-	656.113	1.961.815
Prejuízos acumulados		-	-	-
Outros resultados abrangentes		(882.813)	(909.921)	(431.740)
Dividendos adicionais propostos		-	-	193.491
Participação de acionistas não controladores		-	-	-
		11.177.327	11.467.729	13.445.103
TOTAL DO PASSIVO		23.139.811	24.253.016	22.311.392

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS
CNPJ nº 23.274.194/0001-19

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM**
(em milhares de reais)

	Nota	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	4.292.195	7.265.450
CUSTO OPERACIONAL	33	(3.677.936)	(4.756.105)
Custo com energia elétrica			
Energia elétrica comprada para revenda		(1.074.685)	(2.320.101)
Encargos de uso da rede elétrica		(673.974)	(1.880.642)
Encargos de uso da rede elétrica		(400.711)	(439.459)
Custo de operação		(2.603.251)	(2.436.004)
Pessoal, material e serviços de terceiros		(1.950.131)	(1.805.277)
Combustível e água para produção de energia elétrica		(278.997)	(146.728)
Utilização de recursos hídricos		(164.000)	(221.414)
Depreciação e amortização		(185.816)	(236.077)
Outros		(24.307)	(26.508)
CUSTO DE CONSTRUÇÃO	33	(582.073)	(511.522)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO		32.186	1.997.823
DESPESAS OPERACIONAIS	34	(814.504)	(1.043.051)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(782.318)	954.772
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	17	151.780	49.231
RESULTADO FINANCEIRO	35	(524.079)	(106.384)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI Nº 12.783/2013		(1.154.617)	897.619
Ganho (perda) - Lei nº 12.783/2013	36	488.996	(2.067.037)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS		(665.621)	(1.169.418)
Imposto de renda e contribuição social	37	-	(35.741)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(151.889)	(100.543)
PREJUÍZO LÍQUIDO DO PERÍODO		(817.510)	(1.305.702)

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS
CNPJ n.º 23.274.194/0001-19

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM
(em milhares de reais)

	31.12.2013	31.12.2012
Prejuízo do período	(817.510)	(1.305.702)
Outros resultados abrangentes		
Ganho (perda) em benefícios pós-emprego	284.111	(597.192)
Efeitos fiscais sobre benefícios pós-emprego, incluindo provisão para perda na realização de créditos tributários	(257.016)	121.584
Outros:		
Ajuste de avaliação patrimonial – hedge investida	-	(2.704)
Ajuste acumulado de conversão em investida	13	131
Total do resultado abrangente do exercício	(790.402)	(1.783.883)

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS

CNPJ n.º 23.274.194/0001-19

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS	LUCRO (PREJUÍZO) ACUMULADO	DIVIDENDOS ADICIONAIS PROPOSTOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
SALDO EM 1º DE JANEIRO DE 2012 Reapresentado	6.031.154	5.690.383	1.961.815	-	193.491	(431.740)	13.445.103
Ajustes de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial - Hedge investida	-	-	-	-	-	(2.704)	(2.704)
Ajuste acumulado de conversão em investida	-	-	-	-	-	131	131
Dividendo adicional aprovado - AGO de 30.04.2012	-	-	-	-	(193.491)	-	(193.491)
Ajuste benefício pós-emprego (CVM 600/2009)	-	-	-	-	-	(475.608)	(475.608)
Prejuízo do exercício	-	-	-	(1.305.702)	-	-	(1.305.702)
Destinação do resultado:	-	-	-	-	-	-	-
Absorção do prejuízo do exercício ^(a)	-	-	(1.305.702)	1.305.702	-	-	-
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 (reapresentado)	6.031.154	5.690.383	656.113	-	-	(909.921)	11.467.729
Integralização de AFAC da Eletrobrás - vide nota 25	500.000	-	-	-	-	-	500.000
Ajuste acumulado de conversão em investida	-	-	-	-	-	13	13
Ajuste benefício pós-emprego (CVM nº 600/2009)	-	-	-	-	-	27.095	27.095
Prejuízo do período	-	-	-	(817.510)	-	-	(817.510)
Destinação do resultado:	-	-	-	-	-	-	-
Absorção do prejuízo do exercício ^(a)	-	-	(656.113)	656.113	-	-	-
Absorção do prejuízo do exercício ^(a)	-	(161.397)	-	161.397	-	-	-
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013	6.531.154	5.528.986	-	-	-	(882.813)	11.177.327

^(a) De acordo com os termos da Lei nº 6.404/1976, art. 189, § único e art. 200, inciso I.

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS
CNPJ nº 23.274.194/0001-19

**DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM**
(em milhares de reais)

	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	(665.621)	(1.169.418)
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido		
Depreciação e amortização	185.816	236.077
Variação monetária/cambiais líquidas	(264.929)	(205.636)
Renda de aplicação financeira	(42.793)	(41.178)
Juros s/ refinanciamentos de créditos e empréstimos concedidos	(67.806)	-
Encargos financeiros	509.576	330.005
Resultado de equivalência patrimonial	(151.780)	(49.231)
Provisão/(reversão) para crédito de liquidação duvidosa	60.532	232.658
Provisão/(reversão) para riscos com ações fiscais, trabalhistas e cíveis	(309.869)	242.489
Provisão/(reversão) Plano de readequação do quadro de pessoal (Preq)	222.044	(50.969)
Provisão para redução do valor recuperável de ativos (<i>impairment</i>)	32.067	334.928
Provisão/(Reversão) para perdas com contratos onerosos	(488.996)	1.490.215
Despesas Financeiras (Multa e Juros sobre novos parcelamentos)	298.588	-
Provisão para baixa de ativo financeiro	496.196	-
Baixa de imobilizado	24.558	1.910.539
Baixa do ativo financeiro - Lei nº 12.783/2013	-	2.301.331
Receita de ativo financeiro pela RAP	(172.204)	(1.212.992)
Provisão para perda de investimento	6.212	-
Encargos da reserva global de reversão	317.207	218.077
Subtotal	(11.202)	4.566.895
(Acréscimos) decréscimos nos ativos/passivos operacionais	271.760	459.818
Pagamento de encargos financeiros	(591.928)	(330.944)
Amortização de ativo financeiro pela RAP	198.460	1.515.226
Efeito Lei nº 12.111/2009 (diferença de tarifa)	-	(806.336)
Indenização Lei nº 12.783/2013	-	(3.622.275)
Pagamento de encargos da reserva global de reversão	(421.348)	(217.866)
Recebimento de encargos financeiros	5.834	5.798
Pagamentos de imposto de renda e contribuição social	(45.407)	(130.944)
Cauções e depósitos vinculados	(49.800)	(135.181)
Pagamento de PREQ	(398.322)	-
Pagamento de refinanciamentos de impostos e contribuições – principal	(63.654)	(76.599)
Recebimento de RAG	561.013	-
Pagamento de energia comprada Eletronuclear	(251.839)	-
Recebimento de Indenizações Lei 12.783/2013	1.914.774	-
Pagamento à entidade de previdência complementar	(78.851)	(293.810)
Subtotal	778.932	(4.092.931)
CAIXA LÍQUIDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	1.039.490	933.782
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Empréstimos e financiamentos obtidos	1.609.368	1.865.231
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(534.909)	(249.928)
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)	-	200.000
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(271.322)
CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	1.074.459	1.543.981
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Aquisições de ativo financeiro	(582.073)	(511.522)
Resgate/(aplicação) em renda fixa e renda variável	(163.741)	57.741
Aquisições de ativo imobilizado	(361.020)	(750.944)
Aquisições de ativo intangível	(34.182)	(5.588)
Aquisições de investimentos em participações societárias	(1.125.632)	(1.473.103)
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	156.933	92.450
CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(2.109.715)	(2.590.966)
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	4.234	(113.203)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	2.462	115.665
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	6.696	2.462
	4.234	(113.203)

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS
CNPJ nº 23.274.194/0001-19

**DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM**
(em milhares de reais)

	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
1. GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Receitas de vendas de energia e serviços	4.963.382	8.345.994
Menos:		
Insumos		
Custo de energia comprada	(673.974)	(1.880.642)
Materiais	(36.930)	(47.318)
Serviços de terceiros	(692.066)	(680.151)
Outros custos operacionais	(1.757.625)	(1.990.827)
2. VALOR ADICIONADO BRUTO	1.802.787	3.747.056
Depreciação e amortização	(185.816)	(236.077)
Constituição/reversão de provisões	(11.972)	(2.363.695)
3. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	1.604.999	1.147.284
Receitas financeiras (transferências)	551.662	530.461
Equivalência patrimonial	151.780	49.231
4. VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	2.308.441	1.726.976
5. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Remuneração do trabalho	1.221.135	1.174.243
Governo (impostos e contribuições)	668.341	844.540
Encargos financeiros e variação monetária	1.075.740	636.845
Encargos setoriais	160.735	377.050
Prejuízo do exercício	(817.510)	(1.305.702)
TOTAL	2.308.441	1.726.976

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.
(EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS)
CNPJ nº 23.274.194/0001-19**NOTA 1 – INFORMAÇÕES GERAIS**

Furnas - Centrais Elétricas S.A. ("Furnas" ou "Empresa") é uma empresa de economia mista de capital fechado, localizada na Rua Real Grandeza, 219 – Botafogo – Rio de Janeiro, controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, atuando na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Pará, Tocantins, Rondônia, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia. A comercialização de energia realiza-se com empresas distribuidoras de energia e consumidores de todo o território nacional.

O sistema de produção de energia elétrica de Furnas, cuja concessão pertence em sua totalidade a Empresa, é composto por 9 (nove) usinas hidrelétricas, 2 (duas) em parceria com a iniciativa privada, com potência instalada de 8.996 MW, e 2 (duas) usinas termelétricas com 962 MW de capacidade, totalizando 9.958 MW.

Das nove usinas, seis (Corumbá I, Luiz Carlos Barreto de Carvalho, Funil, Furnas, Marimbondo, Porto Colômbia) foram afetadas pela Lei nº 12.783, de 11 janeiro de 2013, que estão sendo operadas e mantidas pela Empresa e três, não afetadas: Itumbiara e Mascarenhas de Moraes, com fim de concessão em 2020 e 2023, respectivamente, e Simplício, que começou a operar em junho de 2013 e com direito de concessão de operação até agosto de 2041.

No seu parque gerador está incluída a potência de 1.275 MW relativa à Usina de Serra da Mesa, cabendo à CPFL Geração S.A. 657 MW (51,54%) e a Furnas, que detém o direito da concessão, 618 MW (48,46%), bem como o Aproveitamento Múltiplo de Manso, com potência instalada de 212 MW, cabendo 148 MW (70%) a Furnas e 64 MW (30%) à Proman.

A UHE Batalha com potência instalada de 52,5 MW, cujo cronograma previa a entrada em operação da primeira unidade geradora em junho de 2009, teve seu cronograma impactado pelo atraso na emissão da licença ambiental de instalação pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). Furnas solicitou prorrogação do cronograma de entrega que foi aprovado pela Aneel em 17 de julho de 2013, estabelecendo que: a) a primeira unidade geradora deveria entrar em operação no dia 30 de junho de 2013; e b) a segunda em 31 de julho do mesmo ano.

Todas as instalações da UHE foram concluídas em 2013, contudo sua operação comercial está prevista para o primeiro semestre de 2014. Este atraso, em relação à data estabelecida pela Aneel, deveu-se basicamente às dificuldades enfrentadas pelo empreiteiro na mobilização de pessoal e equipamentos para a montagem da LT Batalha - Paracatú, que escoará a energia da usina. Esta dificuldade atrasou o cronograma estabelecido.

O Complexo Hidrelétrico Simplício/Anta, com 333,7 MW de potência instalada, compreende as UHE Simplício e Anta.

A UHE Simplício, localizada no estado de Minas Gerais, com potência instalada de 305,7 MW teve sua construção concluída no 1º trimestre de 2012. Nos meses de fevereiro e março de 2013, foi realizado o enchimento do reservatório principal e do circuito hidráulico. Em seguida, as unidades geradoras da Usina, passaram por comissionamento, e iniciaram produção de energia em 05 de junho de 2013, adicionando 306 MW ao Sistema Elétrico Brasileiro.

A UHE Anta, localizada no estado do Rio de Janeiro, composta por duas unidades geradoras de 14 MW cada, tem previsão de entrada em operação comercial em 2014, completando a capacidade instalada de 333,7 MW do complexo.

Além do parque de geração próprio, Furnas participa, societariamente, com outras empresas, na construção e operação das seguintes usinas:

USINAS HIDRELÉTRICAS/EÓLICAS	CAPACIDADE (MW) (*)	USINAS HIDRELÉTRICAS/EÓLICAS	CAPACIDADE (MW) (*)
Peixe Angical	452,00	Eólica Famosa I (RN)	22,50
Foz do Chapecó	855,00	Eólica Pau Brasil (CE)	15,00
Serra do Facão	212,58	Eólica Rosada (RN)	30,00
Retiro Baixo	82,00	Eólica São Paulo (CE)	17,50
Santo Antônio	3.568,80	Eólica São Januário (CE)	22,50
Baguari	140,00	Eólica Ubatuba (CE)	12,50
Inambari (Estudo de Viabilidade)	2.200,00	Eólica Nsa Sra de Fátima (CE)	30,00
Teles Pires	1.820,00	Eólica Pitombeira (CE)	30,00
Eólica Rei dos Ventos 1 (RN)	58,45	Eólica Santa Catarina (CE)	20,00
Eólica Rei dos Ventos 3 (RN)	60,12	Eólica São Clemente (CE)	22,50
Eólica Miassaba 3 (RN)	68,47		

(*) Informação não auditada.

O sistema de transmissão é composto por 63 subestações (SE), incluindo as SEs de Macaé e Zona Oeste, por cessão, conforme Contrato de Cessão de Uso, e as SEs Iriri e Itatiba; 19.867,5 km de linhas de transmissão (LT), sendo 18.255,5 km em corrente alternada e 1.612 km em corrente contínua, na tensão de ± 600 kV; além da capacidade de transformação de 109.865 MVA.

Estão em fase de construção os seguintes empreendimentos próprios de transmissão:

Empreendimento	Proprietário	Extensão (km) (*)
LT 138 kV Anta – Simplício	Furnas	26
LT 230 kV Mascarenhas – Linhares	Furnas	99
LT 230 kV Xavantes – Pirineus	Furnas	50
LT 345 kV Tijuco Preto – Itapeti - Nordeste	Furnas	71
LT 500 kV Bom Despacho 2 - Ouro Preto 3	Furnas	180

(*) Informação não auditada.

Furnas também participa da construção dos seguintes empreendimentos de transmissão, sob o regime de SPE:

Empreendimento	Proprietário	Extensão (km) (*)
LT 345 kV Viana2 – Viana	MGE Transmissão	10
LT 500 kV Mesquita – Viana 2	MGE Transmissão	248
LT 600 kV Porto Velho – Araraquara	IE Madeira	2.375
LT 500 kV Marimbondo II – Assis	Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	296,5
LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas	Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	244
LT 500 kV Rio da Éguas – Luziânia	Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	373
LT 500 kV Luziânia – Pirapora	Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	350
LT 500 kV Luziânia – Brasília Leste	Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	134
LT 345 kV Samambaia – Brasília Sul	Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	14
LT 230 kV Brasília Sul – Brasília Geral	Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	13,5

(*) Informações não auditadas.

Em relação aos contratos de aquisição de energia, o firmado com a Eletrobras Termonuclear S.A. – Eletronuclear, de 1.475 MW médios, venceu no dia 31 de dezembro de 2012.

A comercialização de energia por Furnas está baseada em dois ambientes distintos de mercado, sendo um regulado para a comercialização de energia para as concessionárias de distribuição e outro caracterizado por contratos livremente pactuados.

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece a diferenciação entre energias provenientes de novos empreendimentos e de empreendimentos existentes, determinando a realização de leilões distintos para cada uma destas modalidades.

O novo regime econômico das concessões estabelecido pela Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783, aplicado às concessões de geração e transmissão da Empresa que foram prorrogadas, reduziram suas receitas correntes, impactando o seu resultado operacional do período.

Visando recuperar a capacidade de geração de caixa e a rentabilidade da Empresa, a Administração está implementando um plano de ajuste composto por aumento de receitas e redução de custos.

No campo do aumento de receitas, destacam-se: (i) obtenção de receita para os investimentos realizados na modernização da UHE Furnas e da UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho (em consonância com o previsto no Art. 2º do Decreto nº 7.850); (ii) obtenção de receitas tarifárias para os investimentos realizados e a realizar do Plano Geral de Empreendimentos de Transmissão em Instalações em Operação (PGET); e, (iii) revisão da RAP do Contrato de Transmissão nº 062/2001, em face da insuficiência na metodologia de avaliação da eficiência da Empresa para efeitos fixação da RAP.

No contexto da redução de custos, destacam-se os dois programas de ajuste do quadro de pessoal (o Programa de Adequação do Quadro de Pessoal – PREQ, e o Acordo dos Terceirizados) e o Programa PRO-Furnas que contempla enxugamento da estrutura administrativa e otimização de processos.

A implementação desses planos, juntamente com a entrada em fase operacional das UHE Simplício e Batalha e dos projetos de investimento em parceria, especialmente a UHE Santo Antônio, a UHE Teles Pires e o Linhão do Madeira, proporcionarão a recuperação da geração de caixa e a rentabilidade de Furnas.

O resultado operacional da Empresa, no acumulado dos doze meses, ainda não reflete todos os impactos do plano de ajuste implementado, dada as ações ainda em curso.

Adicionalmente, cabe destacar que, no seu resultado mencionado, há o provisionamento para perda, no valor total de R\$ 508.714 mil, dos quais R\$ 103.967 mil referem-se a investimentos em modernização de usinas prorrogadas e R\$ 392.228 mil, em transmissão – Contrato nº 062/2001, conforme explicado na nota 11.

Portaria MME nº 117/2013 – Geração de Energia Elétrica

Em 05 de abril de 2013, a citada Portaria estabeleceu os termos e as condições para a prestação do serviço de geração de energia elétrica por meio de usina hidrelétrica cuja concessão não tenha sido prorrogada nos termos da Lei Federal nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012. A medida tem como objetivo, garantir a continuidade da prestação desse serviço.

A prestação do serviço de geração de energia elétrica dar-se-á nos termos e condições estabelecidos no Anexo à Portaria, até a assunção do concessionário que for vencedor de licitação, conforme disposto nos artigos 8º e 9º da Lei Federal nº 12.783, de 2013.

Ficou estabelecido também que o Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG) utilizado para a definição da Receita Anual de Geração (RAG) inicial será definido pelo MME.

Receita Anual de Geração (RAG)

Em 30 de abril de 2013, durante Reunião Pública da Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foram aprovadas as Receitas Anuais de Geração (RAG) a serem recebidas pelos titulares das Usinas Hidrelétricas Neblina e Sinceridade, atualmente sob a responsabilidade temporária de Furnas.

A Portaria MME nº 117, de 5 de abril de 2013, determinou que enquanto os empreendimentos não forem licitados, os responsáveis pelas usinas receberão a RAG a ser homologada pela Aneel.

A Aneel já definiu os valores para o período de abril a junho de 2013 que ficaram assim registrados: a) Neblina R\$ 435 mil e b) Sinceridade R\$ 96 mil, totalizando R\$ 531 mil. Em julho, como descrito na citada Portaria do MME, a receita será reajustada.

Em 07 de junho de 2013, foi publicada no Diário Oficial da União, a Portaria MME nº 189, de 6 de junho de 2013, que autoriza Furnas a operar a hidrelétrica de Dona Rita até nova licitação, pois esta usina, que anteriormente pertencia à Cemig, não teve sua concessão renovada pela Lei nº 12.783/2013, antiga Medida Provisória 579.

Segundo a publicação, esta ação visa garantir a continuidade dos serviços e Furnas será obrigada *"a manter ou melhorar o Índice de Indisponibilidade Total, formado pelas Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP), consideradas no cálculo das respectivas Garantias Físicas de Energia e de Potência"*.

A PCH Dona Rita, localizada no município de Santa Maria de Itabira (MG), possui potência instalada de 2,41 MW e o custo da gestão dos ativos de geração (GAG) será de R\$ 466 mil. A portaria ainda menciona que o GAG será *"a preços de outubro de 2012, o qual será utilizado para a definição da RAG inicial"*.

Portaria nº 270/MME – Leilão A-3

Em 5 de julho de 2013, foi publicada a Portaria nº 226/MME, a qual determinou que a Aneel promovesse direta ou indiretamente, em 25 de outubro de 2013, o Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (A-3), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2016.

No entanto em 15 de agosto, mediante a Portaria nº 270, o MME postergou a data de realização do Leilão A-3, do dia 25 de outubro para 18 de novembro de 2013.

No certame serão negociados empreendimentos hidrelétricos, de fonte eólica, termelétrica a gás natural, inclusive em ciclo combinado ou a biomassa.

Despacho Aneel nº 2.830/2013 - Habilitação do Leilão de Transmissão nº 02/2013-Aneel

O Despacho nº 2.830/Aneel, publicado no dia 12 de agosto de 2013, publicou a habilitação dos consórcios que ofereceram as propostas vencedoras no Leilão de Transmissão nº 02/2013-Aneel, ocorrido em 12 de julho de 2013.

No certame, Furnas sagrou-se vencedora do Lote B, composto pelas LT 500 kV Brasília Leste - Luziânia - C1 e C2, SE Brasília Leste 500/138 kV - (6+1)X180MVA, LT 230 kV Brasília Geral - Brasília Sul - C3 (subterrânea) LT 345 kV Brasília Sul - Samambaia - C3, com o Consórcio Vale do São Bartolomeu, composto por Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (51%), Celg Geração e Transmissão S.A. (10%) e Furnas Centrais Elétricas S.A. (39%).

A Receita Anual Permitida (RAP) ofertada pelo Consórcio foi de R\$ 27.400 mil a partir de um deságio de 11,63% em relação à Receita Anual Permitida Máxima de R\$ 31.009 mil.

Despacho nº 2.951/Aneel – EOL Miassaba 3

No dia 23 de agosto de 2013, o Despacho nº 2.951/Aneel liberou as unidades geradoras UG1 a UG41, totalizando 68.470 kW de capacidade instalada da EOL Miassaba 3, para início da operação em teste a partir do dia 23 de agosto de 2013.

Furnas detêm 24,5% de participação da EOL Miassaba 3, em parceria com Eletronorte (24,5%) e J. Malucelli (51%).

Despacho Aneel nº 2.818/2013, nº 2.920/2013 e 2.885/2013 – UHE Santo Antônio

A Superintendência de Fiscalização da Geração da Aneel através dos Despachos nº 2.818, de 08/08/2013, e nº 2.920/Aneel, de 28/08/2013, não liberou, respectivamente, as unidades geradoras UG17 e UG15 da UHE Santo Antônio para início da operação comercial. O argumento apresentado nos despachos, para a não liberação das unidades geradoras, foi a falta de documentos necessários para tal liberação conforme regulamentação.

Entretanto, as notas técnicas emitidas pela Superintendência, e que subsidiaram os despachos, afirmam que esses documentos foram devidamente entregues pelo empreendedor e que a etapa de testes foi realizada de forma satisfatória. A recomendação de negar a entrada em operação advém do entendimento de que as unidades geradoras não poderiam produzir e muito menos disponibilizar energia ao sistema de modo a cumprir seus compromissos comerciais devido às restrições hidrológicas e de transmissão.

Dessa forma, Santo Antônio interpôs Recurso Administrativo na Agência, contra os atos denegatórios, alegando que a análise técnica foi fundamentada em aspectos alheios à sua responsabilidade e ao seu gerenciamento, uma vez que a transmissão é de responsabilidade de terceiros e as circunstâncias hidrológicas encontram mecanismos normativos e institucionais a serem adotados para superar tais contingências. Também foi requerido efeito suspensivo ativo ao Recurso, até que o mérito fosse julgado, o que foi negado pelo Diretor Geral Romeu Rufino, em 27 de agosto. O processo foi distribuído à Diretoria, passando o Diretor Edvaldo Santana a relator do processo.

Paralelamente, a empresa impetrou Mandado de Segurança em face da Aneel, contra os Despachos denegatórios da entrada em operação, conseguindo, em segunda instância, liminar contra a decisão da Agência.

No dia 03 de setembro, o Diretor Edvaldo Santana levou o processo à 33ª Reunião Pública de Diretoria da Aneel e a Diretoria decidiu por dar provimento ao Recurso Administrativo de Santo Antônio, reconhecendo tais unidades geradoras em operação comercial desde 19 de agosto para a UG 15 e 3 de agosto para a UG 17.

O Despacho nº 2.885/2013, publicado no dia 16 de agosto, liberou a unidade geradora UG18, de 73.290 kW de potência instalada, para início da operação em teste a partir dessa data.

Furnas tem participação de 39% na SPE Santo Antônio Energia S.A.

Portaria MME nº 274/2013 – Enquadramento de projetos de geração e transmissão ao REIDI.

A Portaria MME nº 274/2013, publicada em 21/08/2013, revogou a Portaria MME nº 319/2008, definindo os projetos que se enquadram ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI.

A principal alteração trazida pela Portaria MME nº 274/2013 é que seu texto exclui a possibilidade de habilitação ao REIDI das distribuidoras e das geradoras que destinam sua produção ao Ambiente de Contratação Livre.

Pela nova redação, estão aptos a requerer habilitação ao REIDI apenas os projetos de geração de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão no Ambiente de Contratação Regulado; os projetos de transmissão de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão; e os projetos de reforço e de melhoria nas instalações de concessão de transmissão autorizados pela Aneel.

O incentivo fiscal do REIDI consiste na suspensão, por 5 (cinco) anos, da incidência das contribuições para PIS e COFINS sobre a venda ou importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, e de materiais de construção para utilização ou incorporação em obras de infraestrutura.

NOTA 2 – CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES

Furnas detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, cujos detalhamentos, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

2.1 Geração de Energia Elétrica

Usina	Participação de Furnas (%)	Rio/Local	Potência Instalada (MW)* ⁽¹⁾	Energia Assegurada (MW médio)*	Data da Concessão Original	Data de Vencimento Original	Data da Assinatura da Renovação	Data de Vencimento Renovado
Em Operação								
Hidrelétricas								
Furnas	100	Grande	1.216,00	598,00	26.07.1957	07.07.2015	04.12.2012 ⁽²⁾	31.12.2042
Luiz Carlos Barreto de Carvalho	100	Grande	1.050,00	495,00	18.06.1962	07.07.2015	04.12.2012 ⁽²⁾	31.12.2042
Marimbondo	100	Grande	1.440,00	726,00	03.03.1967	07.03.2017	04.12.2012 ⁽²⁾	31.12.2042
Porto Colômbia	100	Grande	320,00	185,00	11.03.1967 e 20.08.1968	16.03.2017	04.12.2012 ⁽²⁾	31.12.2042
Mascarenhas de Moraes	100	Grande	476,00	295,00	31.10.1973	31.10.2023	Não afetada	Não afetada
Funil	100	Paraíba do Sul	216,00	121,00	16.06.1961 e 10.03.1967	07.07.2015	04.12.2012 ⁽²⁾	31.12.2042
Itumbiara	100	Paranaíba	2.082,00	1.015,00	26.02.1970	26.02.2020	Não afetada	Não afetada
Corumbá I	100	Corumbá	375,00	209,00	05.10.1981 e 29.11.1984	29.11.2014	04.12.2012 ⁽²⁾	31.12.2042
Simplicio/Anta	100	Paraíba do Sul	333,70	191,30	15.08.2006	14.08.2041	Não afetada	Não afetada
Hidrelétricas Compartilhadas (Parceria)								
Manso	70	Manso	212,00	92,00	10.02.2000	09.02.2035	Não afetada	Não afetada
Serra da Mesa	48,46	Tocantins	1.275,00	671,00	06.05.1981 e 12.11.2004	07.05.2011	27.04.2012 ⁽³⁾	12.11.2039
Termelétricas								
Santa Cruz	100	Rio de Janeiro	932,00	332,00	22.08.1963 e 10.03.1967	07.07.2015	Afetada, mas ainda não prorrogada	
Campos (Roberto Silveira)	100	Campos dos Goytacazes	30,00	21,00	27.07.2007	27.07.2027	Não afetada	Não afetada
São Gonçalo (fora de operação)	100	S.Gonçalo	-	-	12.01.1953 e 14.07.1977	Prorrogação negada	Não afetada	Não afetada
Em Construção								
Hidrelétricas								
Batalha	100	São Marcos	52,50	48,80	15.08.2006	14.08.2041	Não afetada	Não afetada

* Informações não auditadas.

⁽¹⁾Potência homologada pela Aneel./ ⁽²⁾1º Termo aditivo ao contrato nº 004/2004. / ⁽³⁾Portaria MME nº 262, de 27 de abril de 2012, portanto não afetada pela Lei nº 12.783/2013.

Em relação ao quadro 2.1, cabe destacar que, em 13 de outubro de 2009, ocorreu o julgamento do processo instaurado na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para prorrogação de concessões das Usinas Termelétricas (UTE) de Campos e de São Gonçalo (vencidas desde 27 de julho de 2007). Por este julgamento, a Aneel encaminhou orientação ao Ministério de Minas e Energia (MME) para que fosse prorrogada a concessão da UTE Campos e negada a prorrogação da UTE São Gonçalo, tornando-se necessária a formulação de critérios pelo MME para a operacionalização desta reversão à União. Em 28 de janeiro de 2011, pela Portaria MME nº 30, foi prorrogada pelo prazo de 20 anos e a título não oneroso, a contar de 27 de julho de 2007, a concessão para exploração da UTE Campos, necessitando, ainda, da assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 004/2004 celebrado entre Furnas e o Poder Concedente.

Ainda no que diz respeito ao quadro 2.1, a Portaria MME nº 262, de 27 de abril de 2012, prorrogou, pelo prazo de trinta e cinco anos, contado a partir de 12 de novembro de 2004, data de assinatura do Contrato de Concessão nº 05/2004-Aneel-AHE Serra da Mesa, a concessão de uso de bem público para exploração do aproveitamento hidrelétrico denominado UHE Serra da Mesa, com potência instalada de 1.275 MW, necessitando, ainda, da assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 005/2004-Aneel-AHE Serra da Mesa celebrado entre Furnas e o Poder Concedente.

Cabe destacar que a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, determinou que as concessões de geração hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do Poder Concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos.

Em 03 de dezembro de 2012, a Assembléia de Acionistas de Furnas aprovou as condições previstas pela MP nº 579/2012 e Decreto nº 7.805/2012, o que permitiu a Empresa ter prorrogadas, por até trinta anos, as concessões das suas usinas hidrelétricas alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074/1995, a saber: Furnas, Luiz Carlos Barreto de Carvalho, Marimbondo, Porto Colômbia, Funil e Corumbá I.

Em 4 de dezembro de 2012, Furnas aceitou os termos para a prorrogação das suas concessões alcançadas pela citada Lei, conforme as seguintes condições:

I - remuneração por tarifa calculada pela Aneel para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do Poder Concedente; e

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

No que toca as usinas termelétricas, a MP nº 579/2012 prevê que as respectivas concessões poderão ser prorrogadas, a critério do Poder Concedente, uma única vez, pelo prazo de até vinte anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a segurança do sistema, e que tais usinas poderão ser contratadas diretamente, sob a forma de energia de reserva.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Ainda no segmento de geração de energia, Furnas participa, na forma de parceria, em SPEs detentoras de concessões de serviço público de energia elétrica, cujo detalhamento apresentamos a seguir:

Usina	Participação de Furnas (%)	Rio/Local	Potência Instalada (MW)* ⁽¹⁾	Energia Assegurada (MW médio)*	Data da Concessão	Data de Vencimento
Hidrelétricas em Operação						
Peixe Angical	40,0000	Tocantins	451,80	271,00	07.11.2001	06.11.2036
Baguari	15,0000	Doce	140,00	80,20	15.08.2006	14.08.2041
Foz do Chapecó	40,0000	Uruguai	855,00	432,00	07.11.2001	06.11.2036
Serra do Facão	49,4737	São Marcos	212,58	182,40	07.11.2001	06.11.2036
Retiro Baixo	49,0000	Paraopeba	82,00	38,50	15.08.2006	14.08.2041
Santo Antônio (Mesa) ⁽²⁾	39,0000	Madeira	1.128,24	775,70	13.06.2008	12.06.2043
Hidrelétricas em Construção						
Santo Antônio (Mesa) ⁽²⁾	39,0000	Madeira	2.440,56	1.648,50	13.06.2008	12.06.2043
Teles Pires	24,5000	Teles Pires	1.819,80	915,40	07.06.2011	07.06.2046
Eólicas em Construção						
Rei dos Ventos 1	24,5000	Galinhos/RN	58,45	21,00	09.12.2010	09.12.2045
Rei dos Ventos 3	24,5000	Galinhos/RN	60,12	21,00	09.12.2010	09.12.2045
Miassaba 3	24,5000	Macau/RN	68,47	22,00	09.12.2010	09.12.2045
Famosa 1	49,0000	Tibau/RN	22,50	11,10	24.05.2012	23.05.2047
Pau Brasil	49,0000	Icapuí/CE	15,00	7,70	26.03.2012	25.03.2047
Rosada	49,0000	Tibau/RN	30,00	13,40	31.05.2013	30.05.2048
São Paulo	49,0000	Icapuí/CE	17,50	8,10	26.03.2012	25.03.2047
Goiabeira	49,0000	Aracati/CE	22,50	9,90	17.07.2012	16.07.2047
Horizonte	49,0000	Aracati/CE	17,50	7,30	19.07.2012	18.07.2047
Jandaia	49,0000	Fortim/CE	30,00	14,10	08.08.2012	07.08.2047
Jandaia 1	49,0000	Aracati/CE	22,50	9,90	09.07.2012	08.07.2047
São Januário	49,0000	Fortim/CE	22,50	9,00	17.07.2012	16.07.2047
Ubatuba	49,0000	Aracati/CE	12,50	5,80	16.07.2012	15.07.2047
Nossa Senhora de Fátima	49,0000	Fortim/CE	30,00	12,80	08.08.2012	07.08.2047
Pitombeira	49,0000	Aracati/CE	30,00	13,90	24.07.2012	23.07.2047
Santa Catarina	49,0000	Aracati/CE	20,00	8,50	19.07.2012	18.07.2047

* Informações não auditadas.

⁽¹⁾ Potência homologada pela Aneel.

⁽²⁾ Em 31 de dezembro de 2013, havia 16 unidades geradoras em operação comercial do total de 50 unidades do empreendimento. As demais continuam em construção.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Em 2013, Furnas participou dos leilões de geração promovidos pela Aneel, e sagrou-se vencedora nos seguintes empreendimentos:

Leilão	Descrição	Participação de Furnas (%)	Parceria
Energia de Reserva 005/2013 A-3 (23.08.2013)	Complexo Baleia – 6 parques eólicos no Estado do CE totalizando 116 MW	49,00	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Centrais de Geração Eólica (0,01%)
Energia de Reserva 005/2013 A-3 (23.08.2013)	Complexo Punaú – 7 parques eólicos no Estado do RN totalizando 132 MW	49,00	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Centrais de Geração Eólica (0,01%)
Energia Nova 010/2013 A-5 (13.12.2013)	UHE São Manoel - 700 MW	33,33	EDP Energias do Brasil S.A. (66,67%)
Energia Nova 010/2013 A-5 (13.12.2013)	Complexo Famosa 3 – 5 parques eólicos no Estado do RN totalizando 120 MW	90,00	Eólica Tecnologia Ltda. (7,0%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda. (2,99%) Centrais de Geração Eólica (0,01%)
Energia Nova 010/2013 A-5 (13.12.2013)	Complexo Acaraú – 3 parques eólicos no Estado do CE totalizando 70 MW	90,00	Eólica Tecnologia Ltda. (7,0%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda. (2,99%) Centrais de Geração Eólica (0,01%)
Energia Nova 010/2013 A-5 (13.12.2013)	Complexo Itaguaçu da Bahia – 10 parques eólicos no Estado da BA totalizando 300 MW	49,00	Salus Fundo de Investimento em Participações (49%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,0 %)
Energia Nova 010/2013 A-5 (13.12.2013)	Complexo Serra do Mel – 3 parques eólicos no Estado do RN totalizando 84 MW	90,00	Eólica Tecnologia Ltda. (9,99%) Gestamp Eólica Brasil Ltda. (0,01%)

A capacidade total instalada de geração hidráulica de energia para as usinas que estão em operação é de 7.509 MW para as usinas operadas e mantidas cuja concessão é de Furnas, de 1.487 MW para as usinas de propriedade compartilhada e de 2.870 MW para as usinas sob parceria (SPE), totalizando assim 11.866 MW.

Considerando o percentual de participação de Furnas nos empreendimentos de geração hidráulica em que as concessões são de propriedade integral da Empresa, de propriedade compartilhada e em parceria (SPE), a capacidade total instalada das usinas em operação é, respectivamente, 7.509 MW, 766 MW e 1.129 MW, totalizando 9.404 MW.

A geração de energia elétrica considera as seguintes premissas:

- (i) existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorre maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, está dimensionada;
- (ii) existência, também, de períodos em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva; e
- (iii) disponibilidade hídrica do rio onde está localizada.

A produção de energia elétrica das usinas é função do Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética, com horizontes e detalhamentos que vão desde o nível anual até os diários e horários, elaborados, atualmente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que define os montantes e a origem da geração necessária para o atendimento à demanda do País de forma otimizada, baseada na disponibilidade hídrica das bacias hidrográficas e de máquinas em operação, bem como o custo da geração e a viabilidade de transmissão dessa energia por meio do sistema interligado de transmissão de energia elétrica.

2.2 Transmissão de Energia Elétrica

O sistema de transmissão de Furnas é segregado pelos contratos de concessão discriminados a seguir:

CONTRATO Nº	EMPREENHIMENTO	ESTADO DA FEDERAÇÃO	DATA DA ASSINATURA DO CONTRATO	INÍCIO DA CONCESSÃO	PRAZO DA CONCESSÃO	TÉRMINO DA CONCESSÃO
034/2001	Expansão da Interligação Sul - Sudeste	PR, SP	09.05.2001	09.05.2001	30 anos	08.05.2031
062/2001	Diversos empreendimentos alcançados pela Lei nº 12.783/2013	RJ, SP, PR, MG, GO, TO, DF, ES, MT	04.12.2012	01.01.2013	30 anos	31.12.2043
006/2005	LT Macaé – Campos C3	RJ	04.03.2005	04.03.2005	30 anos	03.03.2035
007/2006	LT Tijuco Preto – Itapeti – Nordeste 345 kV	SP	27.04.2006	27.04.2006	30 anos	26.04.2036
003/2009	LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 500 kV	MG	28.01.2009	28.01.2009	30 anos	27.01.2039
006/2010	LT Mascarenhas – Linhares 230 kV – CS SE Linhares – 230/138 kV	ES	12.07.2010	12.07.2010	30 anos	11.07.2040
014/2011	LT Xavantes – Pirineus, CS, em 230 kV	GO	09.12.2011	09.12.2011	30 anos	08.12.2041
016/2012	SE Zona Oeste (Transformador 500/138 kV)	RJ	10.05.2012	10.05.2012	30 anos	09.05.2042

Os principais quantitativos do sistema de transmissão próprios de Furnas podem ser assim elencados:

Descritivo	Quantidade		
	Contrato 062/2001	Outros*	Total
Subestações	46	1	47
Km de linhas de transmissão	18.748	1.119	19.867
Estruturas de linhas de transmissão	41.743	1.694	43.437
Capacidade de transformação (MVA)	105.487	4.378	109.865
Transformadores	692	20	712
Reatores <i>shunt</i> e de alisamento	242	10	252
Disjuntores	1.029	15	1.044
Compensadores estáticos	4	-	4
Compensadores síncronos	9	-	9

* Valores estimados

O sistema de Furnas é supervisionado de forma geral pelo Centro de Operação do Sistema, localizado no Rio de Janeiro, em articulação com os centros de operação regionais.

Os centros de operação regionais têm como principais encargos a coordenação de manobras e a normalização do sistema elétrico após eventuais perturbações. São quatro centros:

- (i) Centro Regional Minas, localizado na UHE de Furnas, em cuja área de responsabilidade estão incluídas as usinas do rio Grande;
- (ii) Centro Regional Rio, localizado na SE de Jacarepaguá, cuja área de responsabilidade inclui os troncos de alimentação dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo;

- (iii) Centro Regional São Paulo, localizado na SE de Campinas, cuja área de responsabilidade inclui os troncos de alimentação da grande São Paulo e o sistema de transmissão proveniente da UHE de Itaipu;
- (iv) Centro Regional Goiás, localizado na UHE de Itumbiara, cuja área de responsabilidade inclui os troncos de alimentação dos estados de Goiás, Mato Grosso, parte do Tocantins e do Distrito Federal.

2.2.1 Sistema Itaipu

Entre os empreendimentos construídos e operados por Furnas destaca-se o sistema de transmissão de Itaipu, integrado por cinco linhas de transmissão, que cruzam 900 km desde o Estado do Paraná até São Paulo. Este sistema possui três linhas em corrente alternada 750 kV e duas linhas em corrente contínua \pm 600 kV, necessárias para contornar o problema de diferentes frequências utilizadas por Brasil e Paraguai.

2.2.2 SE do sistema de transmissão de Furnas:

SUBESTAÇÕES DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO			
PROPRIEDADE INTEGRAL			
NOME	LOCALIZAÇÃO	NOME	LOCALIZAÇÃO
Adrianópolis	Nova Iguaçu/RJ	Itutinga	Itutinga/MG
Angra	Angra dos Reis/RJ	Ivaiporã	Manoel Ribas/PA
Araraquara	Araraquara/SP	Jacarepagua	Rio de Janeiro/RJ
Bandeirantes	Aparecida de Goiânia/GO	Macaé	Macaé/RJ
Barro Alto	Barro Alto/GO	Mogi das Cruzes	Mogi das Cruzes/SP
Brasília Geral	Distrito Federal/DF	Niquelandia	Niquelândia/GO
Brasília Sul	Macaé/RJ	Pirineus	Anápolis/GO
Cachoeira Paulista	Cachoeira Paulista/SP	Poços de Caldas	Poços de Caldas/MG
Campinas	Campinas/SP	Resende	Resende/RJ
Campos	Campos dos Goytacazes/RJ	Rio Verde	Rio Verde/GO
Foz do Iguaçu	Foz do Iguaçu/PR	Rocha Leão	Rio das Ostras/RJ
Grajau	Rio de Janeiro/RJ	Samambaia	Distrito Federal/DF
Guarulhos	São Paulo/SP	São Gonçalo	São Gonçalo/RJ
Gurupi	Gurupi/TO	São Jose	Belfort Roxo/RJ
Ibiuna	Ibiúna/SP	Tijuco Preto	Mogi das Cruzes/SP
Imbarie	Duque de Caxias/RJ	Viana	Viana/ES
Iriri	Macaé/RJ	Vitoria	Serra/ES
Itaberá	Itaberá/SP	Zona Oeste*	Nova Iguaçu/RJ
SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO			
Itatiba	Itatiba/SP	Jataí	Jataí/GO
Quirinópolis	Quirinópolis/GO	Mineiros	Mineiros/GO
Edéia	Edéia/GO	Morro Vermelho	Morro Vermelho/GO
Corumbá	Caldas Novas/GO	Trindade	Trindade/GO

*Construída pela TKCSA a partir do seccionamento da LT 500 kV Angra-Grajau, de propriedade de Furnas, com a finalidade de conectar a Companhia Siderúrgica do Atlântico (CSA) à rede básica do SIN, atualmente é de propriedade desta empresa, mas será transferida para Furnas por meio de termo de transferência não onerosa, conforme legislação vigente. Esta transferência ainda não foi realizada em virtude de ajustes no CCT - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão, que estão sendo negociados entre TKCSA, Furnas e Aneel.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

2.2.3 Parcerias de Furnas com outras sociedades (SPE) em projetos de transmissão:

Investida	Linhas	Km ⁽¹⁾	Subestação	Data da Outorga	Prazo da Concessão
Centroeste de Minas	LT 345 kV Furnas – Pimenta 2	62,7		04.03.2005	30 anos
Goiás Transmissão	LT 500 kV Rio Verde Norte – Trindade	193	Trindade em 500/230 kV – 1.200 MVA	12.07.2010	30 anos
	LT 230 kV Trindade – Xavantes	37			
	LT 230 kV Trindade – Carajás	29			
IE Madeira	LT Coletora Porto Velho – Araraquara 2	2.375	Estação retificadora nº 2 CA/CC, em 500/±600 kV – 3.150 MW	26.02.2009	30 anos
	Lote F		Estação Inversora nº 02 CC/CA, em ±600/500 kV – 2.950 MW	26.02.2009	
MGE Transmissão	LT 500 kV Mesquita – Viana 2	248	Viana 2 em 500/345 kV – 900 MVA	12.07.2010	30 anos
	LT 345 kV Viana 2 – Viana	10			
Transenergia Goiás	LT 230 kV Serra da Mesa - Niquelândia	100	Entrada de linha 230 kV SE Serra da Mesa	19.11.2009	30 anos
	LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto	88	2 Entradas de linha 230 kV SE Niquelândia		
			Entrada de linha 230 kV SE Barro Alto		
Transenergia Renovável	LT 230 kV CS Barra dos Coqueiros – Quirinópolis	52	Edéia em 230 kV – 150 MVA Jataí em 138 kV – 225 MVA Mineiros em 138 kV Morro Vermelho em 138 kV Quirinópolis em 138 kV – 225 MVA	23.04.2009	30 anos
	LT 230 kV CD Chapadão – Jataí	256			
	LT 230 kV CS Palmeiras – Edéia	60			
	LT 138 kV CS Jataí – Mineiros	65			
	LT 138 kV CS Mineiros - Morro Vermelho	60			
	LT 138 kV CS Jataí - UTE Jataí	51			
	LT 138 kV CS Jataí - UTE Perolândia				
	LT 138 kV CS Mineiros - UTE Água Emendada				
	LT 138 kV CS Morro Vermelho - Alto Taquari	31			
Transenergia São Paulo	LT 138 kV CS Edéia - UTE Tropical Bioenergia I	49			
	2 LT 500 kV no seccionamento da LT Campinas – Ibiúna e a SE Itatiba 500/138 kV	1	Itatiba 500/138 kV Entrada de linha 500 kV SE Campinas e SE Ibiúna	19.11.2009	30 anos
Transirapé	LT 230 kV Irapé – Araçuaí 2	65		15.03.2005	30 anos
Transleste	LT 345 kV Montes Claros – Irapé	138		18.02.2004	30 anos
Transudeste	LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora	140		04.03.2005	30 anos
Consórcio Caldas Novas			Ampliação da Subestação da Usina de Corumbá 345/138 kV (150 MVA) de propriedade de Furnas	16.06.2011	30 anos

⁽¹⁾ Valores aproximados.

Nota: SE = subestação; CD = circuito duplo; CS = circuito simples.

2.3 Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

Em 11 de janeiro de 2013, o Governo Federal emitiu a Lei nº 12.783/2013, regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

Por meio da aludida Lei, as concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, §5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, foram prorrogadas por mais 30 anos, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos aditivos aos Contratos de Concessão.

A prorrogação considerou a antecipação do vencimento dessas concessões e assinatura de Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente estabelecendo as novas condições; e pressupôs a aceitação expressa dos critérios de remuneração, alocação da energia e padrões de qualidade, constantes da Lei, estando ainda prevista à indenização dos ativos ainda não amortizados ou depreciados com base no valor novo de reposição (VNR).

Adicionalmente, o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Ministério da Fazenda emitiram, em 1º de novembro de 2012, a Portaria Interministerial nº 580, que fixaram os valores das indenizações dos ativos de geração e transmissão afetados pela Medida Provisória, referenciados a preços de junho de 2012 e outubro de 2012, respectivamente. Sendo os valores de indenização dos ativos de geração ajustados em 29 de novembro de 2012, por meio da Portaria Interministerial nº 602.

A legislação prevê que as concessões de energia elétrica não prorrogadas por meio da aceitação das condições apresentadas pelo Poder Concedente, serão licitadas quando do encerramento do atual prazo (2015 – 2017), na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

2.3.1 Impactos no negócio de geração e transmissão afetados diretamente pela Lei nº 12.783/2013

Descrição	Geração	Transmissão
Bens indenizados e seus valores e a indenizar	<p>Ativos de geração (Projeto Básico) não amortizados até 31 de dezembro de 2012, pelos valores definidos nas Portarias nº 580 e nº 602 do MME supracitadas.</p> <p>Após audiência pública, as concessionárias deverão submeter à Aneel as informações complementares (posteriores ao Projeto Básico), necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis efetuados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados (modernizações e melhorias).</p>	<p>Ativos de transmissão adquiridos após 31 de maio de 2000 e até 31 de dezembro de 2012 não amortizados (RBNI), pelos valores definidos na Portaria nº 580 mencionada anteriormente.</p> <p>Após audiência pública, as concessionárias de transmissão deverão encaminhar à Aneel as informações relativas aos ativos adquiridos anteriormente a 31 de maio de 2000 (RBSE), ainda não depreciados ou amortizados, necessárias para o cálculo da indenização complementar, em prazo a ser definido pelo poder concedente, que quando homologada será paga em 30 anos.</p>
Reajuste da Indenização	O valor da indenização será reajustado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) (Artigo 3º da Portaria nº 580 supracitada) até a data do seu efetivo pagamento. A forma de pagamento solicitada pelas controladas da Companhia, conforme facultado pelo Artigo 4º da Portaria nº 580 supracitada, está descrita na nota 15.	
Ativos adquiridos após 31 de dezembro de 2012	Os novos investimentos (reforços e melhorias) ocorridos após 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.	
Mudanças em encargos do Setor	Redução ou eliminação dos seguintes encargos regulatórios: Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.	
Mudança no modelo de negócios	<p>Alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa será calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%.</p> <p>Alocação das cotas de garantia física de energia e de potência das usinas hidrelétricas às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, a ser definida pela Aneel, que será destinada ao mercado regulado.</p>	A tarifa (nova Receita Anual Permitida – RAP) será calculada de forma a cobrir os custos de operação e manutenção acrescida de remuneração, inicialmente de 10%.

Nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2012, apresentadas para fins de comparação, houve efeitos significativos. Os efeitos oriundos destas alterações na Lei 12.783/2013 são como seguem:

R\$ Mil	
Efeitos no resultado de 2012	Valor
Geração	
Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas	(1.153.520)
Contratos onerosos	(83.158)
Subtotal	(1.236.677)
Transmissão	
Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas	908.299
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	(331.602)
Contratos onerosos	(1.407.056)
Subtotal	(830.359)
Total	(2.067.036)

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

	Saldos em 31.12.2012 - antes dos efeitos da Lei nº 12.783/2013	Efeitos no resultado de 2012 da Lei nº 12.783/2013	Efeito de reclassificações de 2012 da Lei nº 12.783/2013	Atualização monetária da indenização	Total dos ativos (passivos) após impactos da Lei nº 12.783/2013
Efeitos patrimoniais em 2012					
Geração					
Imobilizado e intangível	18.272.590	(1.153.520)	(1.739.966)	-	15.379.105
Ativo financeiro	-	-	995.718	-	995.718
Indenização a receber	-	-	744.248	22.841	767.089
Contratos onerosos	-	(83.158)	-	-	(83.158)
Transmissão					
Intangível	711	-	-	-	711
Ativo financeiro	9.053.473	576.697	(2.878.028)	-	6.752.142
Indenização a receber	-	-	2.878.028	45.677	2.923.705
Contratos onerosos	-	(1.407.056)	-	-	(1.407.056)
Total	27.326.774	(2.067.036)	-	68.518	25.328.255

Nota: Para fins de apresentação os ativos administrativos foram alocados nas atividades de geração.

2.3.2 Ativos de concessões prorrogadas cuja indenização ainda não foi homologada pelo Poder Concedente

A seguir, serão demonstrados os valores indenizados e a indenizar bem como os pleitos daqueles itens ainda não sujeitos a indenização.

2.3.2.1 Pleitos ainda não homologados

R\$ Mil

Descritivo	31.12.2013	31.12.2012
Geração		
Modernizações e melhorias	995.718	995.718
Geração térmica	683.330	661.997
Transmissão		
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	4.530.060	4.530.060
Total	6.209.108	6.187.775

2.3.2.2 Pleito homologado - indenizado e a indenizar

R\$ Mil

Indenizações previstas pela Lei 12.783/2013	31.12.2013	31.12.2012
Saldo inicial	3.712.088	-
Constituição do direito à indenização	-	3.622.276
Transferência do não circulante	1.593.428	-
Transferência para o circulante	(1.593.428)	-
Recebimentos em jan a dez/2013	(1.914.774)	-
Atualização monetária	333.038	89.812
Saldo final	2.130.352	3.712.088
Total circulante	1.499.440	1.537.280
Total não circulante	630.912	2.174.808

2.3.3 Os efeitos da Lei nº 12.783/2013, por segmento de negócio:

A Aneel, através da Resolução Normativa nº 596 de 19 de dezembro de 2013, estabeleceu regras para o cálculo das indenizações dos bens reversíveis ainda não depreciados ou amortizados, no âmbito da Lei nº 12.783/2013. No entanto, o efeito prático da dessa Resolução só será conhecido a partir de julho de 2014, em função dos estudos que serão realizados.

O VNR determinado pela Administração foi a partir de suas melhores estimativas e interpretações do Decreto nº 7.805/12, conforme descrito na Nota 1, em dezembro de 2012, sendo reajustado para 31 de dezembro de 2013. Este valor, porém, não pode ser considerado como o de indenização.

Para todos os quadros que seguem foram adotadas os critérios citados acima:

2.3.3.1 Geração

R\$ Mil

Indenização das concessões	Valor residual contábil	
Ativos afetados - contrato nº 004/2004	31.12.2013	31.12.2012
UHE Furnas	514.825	514.825
UHE Luiz Carlos B. Carvalho	480.893	480.893
UTE Santa Cruz	683.330	661.977
Subtotal afetados	1.679.048	1.657.695
Ativos não afetados		
Furnas	4.898.215	4.944.155
Subtotal não afetados	4.898.215	4.944.155
Total ativos de geração	6.577.263	6.601.850

2.3.3.2 Transmissão

R\$ Mil

Descritivo	31.12.2013	
	Valor residual regulatório	Valor residual contábil
Contratos afetados		
Furnas		
Contrato nº 062/2001 – RBSE	4.530.060	4.530.060
Subtotal	4.530.060	4.530.060
Contratos não afetados		
Furnas	804.074	860.140
Subtotal	804.074	860.140
Total contratos de transmissão	5.334.134	5.390.200

R\$ Mil

Descritivo	31.12.2012	
	Valor residual regulatório	Valor residual contábil
Contratos afetados		
Furnas		
Contrato nº 062/2001 – RBSE	4.530.060	4.530.060
Subtotal	4.530.060	4.530.060
Contratos não afetados		
Furnas	804.074	804.074
Subtotal	804.074	804.074
Total contratos de transmissão	5.334.134	5.334.134

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

2.3.3.3 Investimentos após o projeto básico

R\$ Mil

Descritivo	31.12.2013	31.12.2013	31.12.2013
	Valor contábil líquido	Valor novo de reposição (VNR)	Valor a receber (*)
Usinas			
UHE Furnas	514.825	606.859	514.825
UHE Estreito	480.893	659.483	480.893
Total	995.718	1.266.342	995.718

(*) Valores sujeitos à homologação da Aneel.

R\$ Mil

Descritivo	31.12.2012	31.12.2012	31.12.2012
	Valor contábil líquido	Valor novo de reposição (VNR)	Valor a receber (*)
Usinas			
UHE Furnas	514.825	576.315	514.825
UHE Estreito	480.893	626.290	480.893
Total	995.718	1.202.605	995.718

(*) Valores sujeitos à homologação da Aneel.

Para o cálculo da indenização a receber foi adotado o critério do VNR ou valor contábil líquido, dos dois o menor.

2.3.3.4 Geração Térmica – UTE Santa Cruz

R\$ Mil

Descritivo	31.12.2013	31.12.2012
Valor contábil líquido	683.330	661.977
Valor novo de reposição (VNR)	2.780.046	2.664.688
Valor a receber (*)	-	-

Com relação aos ativos indenizados, não existem contingências relacionadas a estes ativos.

2.3.3.5 Rede Básica dos Serviços Existentes - RBSE (Contrato nº 062/2001)

R\$ Mil

Investimentos até maio 2000	31.12.2013 e 2012
Valor contábil líquido	4.530.060
Valor novo de reposição (VNR)	6.458.231
Valores a receber (*)	4.530.060

(*) Valores sujeitos à homologação da Aneel.

2.3.3.6 Impactos de Contrato Oneroso

R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012
Geração		
Marimbombo	2.336	-
Furnas	12.182	-
Luiz Carlos Barreto de Carvalho (Estreito)	15.526	-
Funil	95.903	83.158
Total geração	125.947	83.158
Transmissão		
Contrato nº 062/2001	875.272	1.407.057
Total transmissão	875.272	1.407.057
Total	1.001.219	1.490.215

Os resultados acima apresentados são decorrentes de metodologia adotada cujas premissas estão descritas na nota 18.3 e informações complementares acerca da provisão para perdas com contrato oneroso estão na nota 30.

2.4 Contrato entre Furnas e Eletronuclear

Furnas tinha contrato exclusivo de compra e venda de energia com sua parte relacionada Eletronuclear até 2014. No entanto, após a promulgação da Lei nº 12.111 em 9 de dezembro de 2009, em seu art. 11, ficou estabelecido que:

"A partir de 1º de janeiro de 2013, o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 será rateado entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme regulamentação".

Desta forma, o contrato com Furnas foi encerrado em 31 de dezembro de 2012.

A energia produzida pelas usinas Angra 1 e Angra 2 era comprada integralmente por Furnas que a colocava no mercado pelos preços dos leilões de energia. Historicamente, os preços de compras praticados eram um custo aproximadamente 40% maior que o seu preço de venda.

Especificamente no caso da Eletronuclear, as normas e diretrizes que regulamentam a aquisição de sua energia foram estabelecidas pelo Decreto nº 2.655/1998, com a redação dada pelo Decreto nº 4.550/2002, pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 320/2004 e pela Resolução Aneel nº 400/2006. Tais instrumentos legais estabelecem que a totalidade da energia da Eletronuclear (1.475 MW médios) deve ser adquirida por Furnas, a um preço que garanta o equilíbrio econômico-financeiro da geradora nuclear.

Neste sentido, Furnas contou com a totalidade de seus recursos (empreendimentos próprios e contratos de compra) para participação nos leilões de energia existente, e, de acordo com as regras emanadas dos editais dos leilões, estabeleceu um único preço para a venda da totalidade de sua energia. Tal preço de venda foi determinado de forma a assegurar uma margem operacional adequada para a Empresa, compatível com a situação vigente no mercado de energia elétrica.

Entretanto, cumpre assinalar que os preços contratuais adotados pela compra de energia da Eletronuclear sofreram um incremento bem acima daquele previsto, quando comparados aos preços de venda de energia praticados após sua participação no 1º leilão de energia existente, ocorrido em dezembro de 2004. O referido aumento, dada a sua origem, foi um fato extraordinário e imprevisível, alheio ao controle de Furnas, ocasionando uma redução de sua margem operacional.

Após gestões junto à sua Controladora Eletrobras, à Aneel e ao Ministério de Minas e Energia, foi editada, em 09 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.111, estabelecendo que, a partir de 2010, um critério para reduzir o impacto financeiro decorrente da comercialização, por Furnas, da energia proveniente da Eletronuclear. De acordo com a referida Lei, ficou autorizada a Eletronuclear a repassar para Furnas, entre 2013 e 2015, o diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa a ser praticada pela Eletronuclear e a da tarifa de referência.

Em relação ao período entre 2010 e 2012, a Lei nº 12.111/2009 define que será calculado um diferencial entre a tarifa a ser praticada pela Eletronuclear e a tarifa de referência, ficando a Eletronuclear autorizada a repassar para Furnas, entre 2013 e 2015, o diferencial verificado.

2.4.1 Tarifas praticadas definitivas entre Furnas e Eletronuclear

Considerando as variações do custo de combustível revisados e fiscalizados, refletiram as alterações na taxa de referência conforme tabela:

Descrição	12.2009 a 12.2010	12.2010 a 12.2011	12.2011 a 12.2012
Tarifa praticada provisória (R\$/MWh)	137,66	145,48	148,79
Tarifa de referência (R\$/MWh)	115,68	121,79	130,29
Resolução Homologatória	REH nº 1.091/2010	REH nº 1.091/2010	REH nº 1.235/2011

Furnas realizou os pagamentos, no período de 2009 a 2012, pela tarifa provisória de comercialização com a Eletronuclear. Com a homologação das tarifas de referência do período de 2009 a 2012 a Eletronuclear reconhece que possui uma obrigação de devolver a Furnas R\$ 224.906 mil decorrente dessa diferença. Foi celebrado contrato entre as partes contendo os prazos de vencimento do montante e atualização envolvida (Vide nota 16.1.1 e 34.1).

Considerando as tarifas praticadas, o diferencial entre a tarifa praticada e a tarifa de referência para os anos de 2010 a 2012, em atendimento a Lei nº 12.111/2009 e a Resolução Homologatória nº 1.406 da Aneel, os valores a serem ressarcidos a Furnas seriam de R\$ 581.431 mil (Vide nota 16.1.1 e 34.1).

Os valores do diferencial para as distribuidoras deverão ser pagos à Eletronuclear em três parcelas de R\$ 193.810 mil nos anos de 2013 a 2015 e repassados a Furnas.

2.4.1.1 Tarifas praticadas pela Eletronuclear

Os valores da tarifa contratual de energia da Eletronuclear praticadas nos períodos de 2011 e 2012 foram os seguintes:

- (i) de 05 de dezembro de 2010 a 04 de dezembro de 2011: R\$ 136,91/MWh – Resolução Homologatória nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012;
- (ii) de 05 de dezembro de 2011 a 31 de dezembro de 2012: R\$ 144,57/MWh - Resolução Homologatória nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012.

2.4.1.2 Diferença entre as tarifas definitivas e as provisórias

A Resolução Homologatória Aneel nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012, homologou em seu art. 1º as tarifas definitivas praticadas pela Eletronuclear nos exercícios 2010, 2011 e 2012, ou seja, no período de 5 de dezembro de 2009 a 31 de dezembro de 2012, que resultou em uma diferença de R\$ 224.906 mil a ser devolvido a Furnas. Dessa forma, a Empresa registrou em dezembro de 2012 um crédito na receita de suprimento de R\$ 224.906 mil, tendo como contrapartida um contas a receber de igual valor lançada à conta de Devedores Diversos.

2.4.1.3 Nova regulamentação de comercialização

O contrato entre a Eletronuclear e Furnas, assinado em 10 de julho de 2001, prevê sua vigência até 31 de dezembro de 2014. No entanto, com a regulamentação da Aneel para o dispositivo do art. 12 da Lei nº 12.111/2009, mediante as edições em 21 de dezembro de 2012, da Resolução Normativa nº 530 e da Resolução Homologatória nº 1.407, a partir de 01 de janeiro de 2013, toda a receita decorrente da geração das usinas Angra 1 e 2 será rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do SIN.

Portanto, os totais dos ativos reconhecidos em 31 de dezembro de 2012 somam R\$ 828.997 mil (valores originais) referentes:

(i) As diferenças das tarifas praticadas definitivas e provisórias entre Furnas e Eletronuclear para os anos de 2010 a 2012, de R\$ 131,41/MWh, R\$ 136,91/MWh e R\$ 144,57/MWh, respectivamente que somam R\$ 224.906 mil; e

(ii) O valor do diferencial entre a tarifa praticada e a de referência a ser repassado à Furnas entre 2013 a 2015 de R\$ 581.431 mil.

O quadro abaixo demonstra as variações de tarifas e o montante do ativo:

Descrição	12.2009 a 12.2010	12.2010 a 12.2011	12.2011 a 12.2012
1.Tarifa de referência (R\$/MWh)	115,68	121,79	130,29
2.Tarifa praticada (R\$/MWh)	137,66	145,48	148,79
3.Diferencial de tarifa (R\$/MWh) (2-1)	21,97	23,69	18,50
4.Energia Assegurada Anual (R\$/MWh)	12.921.000	12.921.000	12.921.000
5.Diferencial Verificado (R\$ Mil) (3x4)	283.907	(K) 306.078	(M) 239.012
6.Diferencial Acumulado em R\$ Mil (L=J+K); (N=L+M)	(J) 283.907	(L) 589.985	(N) 828.997

Cabe destacar que em 13 de agosto de 2013, a Aneel emitiu a Resolução Homologatória nº 1.585, publicada em 9 de setembro de 2013, alterando os valores de tarifa de referência, tarifas praticadas e facultando a celebração de acordo entre a Eletronuclear e FURNAS visando cessão à FURNAS do direito de faturar as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, para o recolhimento dos créditos relativos ao citado diferencial.

Sendo assim, ficou estabelecido que o valor de:

- a) R\$ 581.431 mil, correspondente ao diferencial de que se refere o art. 12 da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, será cobrado das concessionárias de distribuição e repassado a Furnas, todos de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012.
- b) R\$ 224.906 mil, correspondente à diferença da tarifa cobrada pela Eletronuclear em relação à tarifa definitiva homologada pela Aneel, será recebido da Eletronuclear.

NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão elencadas abaixo. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente nos exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

3.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem as disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovadas por resoluções do Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e por normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), além de disposições normativas de seu órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

As demonstrações financeiras da Empresa apresentam a avaliação dos investimentos em empreendimentos controlados em conjunto pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas demonstrações financeiras não são consideradas como estando em conformidade com as normas internacionais, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações separadas da investidora pelo seu valor justo ou pelo custo.

Cabe destacar que as demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de alguns ativos e passivos não circulantes e instrumentos financeiros provenientes de suas investidas. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

A preparação destas demonstrações financeiras envolve o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Empresa no processo de aplicação das políticas contábeis de Furnas e suas investidas em conjunto. Sendo assim, aquelas áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras estão divulgadas na nota 3.2.

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras são mensurados usando o Real, moeda do principal ambiente econômico no qual a Empresa atua (moeda funcional). As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais.

O CPC 19 (R2) – Negócios em conjunto, aprovado pela Deliberação CVM nº 694/2012, orienta que empresas enquadradas como de controle conjunto não são mais consolidadas proporcionalmente. Em função deste normativo, desde 1º de janeiro de 2013, Furnas deixou de consolidar suas participações proporcionais em SPEs pois em suas investidas, o controle é compartilhado com outros sócios de forma colegiada e o efeito de seus investimentos nestas sociedades em suas demonstrações financeiras está sendo registrado pelo método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras foram aprovadas e autorizadas pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2014.

3.2 Uso de Julgamentos e Estimativas Contábeis

Estimativas contábeis são aquelas decorrentes da aplicação de julgamentos subjetivos e complexos, por parte da administração da Empresa e suas investidas, frequentemente como decorrentes da necessidade de reconhecer impactos importantes para demonstrar adequadamente a posição patrimonial e de resultado das entidades. As estimativas contábeis tornam-se críticas à medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a condição futura dessas incertezas, tornando os julgamentos ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações financeiras, a administração adotou estimativas e premissas baseadas na experiência histórica e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela administração da Empresa e de suas investidas, a materialização sobre o valor contábil de seus ativos e passivos e de resultado das operações são inerentemente incertos, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a administração da Empresa e de suas investidas formam seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

3.2.1 Ativo fiscal diferido

O mesmo critério adotado para apuração e contabilização do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) direto é aplicado para determinação do IRPJ e CSLL diferidos gerados por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais e para compensação com prejuízos fiscais e bases negativas de CSLL.

Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas, levando-se em consideração a capacidade de realização futura pela geração de lucros tributáveis.

O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar, ou não, o montante do ativo fiscal diferido.

3.2.2 Provisão para redução ao valor recuperável de ativos de longa duração

A administração da Empresa e de suas investidas adotam variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para cálculo do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário.

Nesta prática, são aplicados julgamentos baseados na experiência, na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, que pode eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa as práticas determinadas pela Aneel aplicáveis aos ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor.

Também impactam no cálculo das variáveis e premissas utilizadas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos intrinsecamente incertos. Dentre esses eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, a taxa de crescimento da atividade econômica do país, a disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detida pela Empresa, em especial, os valores de sua reversão ao final do prazo de concessão.

Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo menor entre o valor contábil residual existente no final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica e o valor novo de reposição (VNR). A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, em 11 de janeiro de 2013, definiu o VNR como a base de determinação de indenização pelo Poder Concedente sobre concessões de serviço público.

A Empresa adota a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição. Seguindo essa premissa, foram mantidos valores a receber do Poder Concedente relacionados à Rede Básica do Sistema Existente (RBSE) e a investimentos realizados após o projeto básico das usinas, os quais ainda serão objeto de homologação pela Aneel.

3.2.3 Provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e outros

A Empresa reconhece provisão para riscos com causas tributárias, cíveis, trabalhistas e outros. A avaliação da probabilidade de perda inclui a análise 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 fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A administração da Empresa revisa suas estimativas e premissas em bases anuais.

3.2.4 Obrigações atuariais

As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações Financeiras podem ser distintos sobre variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas na época do julgamento.

3.2.5 Vida útil dos bens do imobilizado

A Empresa utiliza os critérios definidos na Resolução Aneel nº 367, de 02 de junho de 2009, atualizada pela Resolução nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.

3.3 Sumário das Principais Práticas e Políticas Contábeis

As práticas e políticas contábeis relacionadas a seguir foram aplicadas consistentemente pela Empresa e suas investidas em suas demonstrações financeiras.

3.3.1 Mudanças nas participações em sociedades existentes

Nas demonstrações financeiras, os saldos contábeis das participações da Empresa e de não controladores são ajustados para refletir mudanças em suas respectivas participações nas sociedades. A diferença entre o valor pelo qual as participações não controladoras são ajustadas e o valor justo das considerações pagas, ou recebidas, é registrada diretamente no patrimônio líquido e atribuída aos proprietários da Empresa.

Quando há mudança de participação, o ganho ou a perda na alienação é calculado pela diferença entre: a soma do valor justo das considerações recebidas e do valor justo da participação residual, e o saldo anterior dos ativos (incluindo ágio) e passivos da investida, e participações não controladoras, se houver. Quando os ativos da investida são registrados aos valores justos e o correspondente ganho, ou perda acumulado, é reconhecido em outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio, os valores reconhecidos anteriormente em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são contabilizados como se a Empresa tivesse alienado diretamente os correspondentes ativos (ou seja, reclassificados para o resultado ou transferidos diretamente para a conta lucros acumulados, conforme requerido pelas normas internacionais aplicáveis). O valor justo de qualquer investimento, devido na antiga investida na data da perda de controle, é considerado como o valor justo no reconhecimento inicial para contabilização subsequente pelo CPC 38 ou, quando aplicável, o custo no reconhecimento inicial de um investimento em uma coligada ou controlada em conjunto.

3.3.2 Investimentos em Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs)

Furnas possui participações em empreendimentos de propósitos específicos (SPEs) sob controle compartilhado com outros acionistas. Todos têm o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, de forma colegiada sem exercer controle individual.

Os resultados, ativos e passivos destas SPEs são incorporados às demonstrações financeiras com base no método de equivalência patrimonial, exceto quando o investimento é classificado como mantido para venda, caso em que é contabilizado de acordo com o CPC 31.

Conforme o método de equivalência patrimonial, os investimentos em SPEs são inicialmente registrados pelo valor de custo, e em seguida, ajustados para fins de reconhecimento da participação da investidora no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da SPE.

Quando a parcela da investidora no prejuízo de uma SPE excede a participação naquela SPE (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido da investidora na SPE), a investidora deixa de reconhecer a sua participação em prejuízos adicionais. Os prejuízos adicionais são reconhecidos somente se tiver incorrido em obrigações legais, ou constituídas, ou tiver efetuado pagamentos em nome da SPE.

Qualquer montante, que exceda o custo de aquisição sobre a participação da investidora no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da SPE, na data de aquisição, é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis, que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado.

As exigências do CPC 38 são aplicáveis para fins de determinação da necessidade de reconhecimento da perda por redução ao valor recuperável com relação ao investimento em uma investida. Se necessário, o total do valor contábil do investimento (inclusive ágio) é testado para determinação da redução ao valor recuperável, de acordo com o CPC 1 (R1), como um único ativo, através da comparação do seu valor recuperável (maior valor entre o valor em uso e o valor justo, menos os custos para vender) com seu valor contábil. Qualquer perda por redução ao valor recuperável reconhecida é acrescida ao valor contábil do investimento. Qualquer reversão dessa perda, por redução ao valor recuperável, é reconhecida, de acordo com o CPC 1 (R1), exceto o ágio, na medida em que o valor recuperável do investimento é subsequentemente aumentado.

Quando qualquer uma das empresas realiza uma transação com uma investida, os lucros e prejuízos resultantes são reconhecidos apenas com relação às participações na investida não relacionadas ao conjunto.

3.3.3 Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Empresa. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos, das devoluções concedidas ao comprador e outras deduções similares.

A Empresa reconhece receita quando:

- (i) o valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- (ii) é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a entidade; e
- (iii) critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma de suas atividades: geração, transmissão e comercialização.

O valor da receita não é considerado mensurável com segurança até que todas as contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. A Empresa baseia suas estimativas em resultados históricos, considerando o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

Há reconhecimento de receita de:

- (i) vendas de energia em contratos bilaterais, leilões, Mecanismos de Realocação de Energia (MRE) e *Spot* no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da administração da Empresa, ajustados, posteriormente, por ocasião da disponibilidade dessas informações;
- (ii) remuneração de ativo financeiro de transmissão;
- (iii) construção; e
- (iv) outras, relacionadas a outros serviços.

A receita proveniente da venda de geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso.

A receita de comercialização de energia é registrada com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Não existe consumidor que isoladamente, represente mais de 10% ou mais do total do faturamento.

A Receita Anual Permitida (RAP) definida no Contrato do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica refere-se ao valor autorizado pela Aneel, mediante resolução, a ser auferido pela Empresa pela disponibilização das instalações do seu sistema de transmissão. É composta pela RPB (parcela referente às instalações da Rede Básica) mais a RPC (parcela referente às demais instalações de transmissão e conexões).

A RPB está subdividida em Rede Básica de Sistema Existente - RBSE (receita referente aos ativos de transmissão indicados na Resolução Aneel nº 167/2000, para as instalações de transmissão existentes na época), mais Rede Básica Novas instalações - RBNI (receita referente aos novos ativos a serem incorporados ao sistema de transmissão da empresa), ambas reajustadas anualmente pelo IGP-M.

As concessões de geração alcançadas pela Lei nº 12.783/2013 passaram a ser remuneradas pela Receita Anual de Geração (RAG), calculada pela Aneel. A RAG será objeto de reajustes anuais e de revisões tarifárias a cada cinco anos e suas cotas serão vendidas ao mercado regulado.

Nas novas concessões, obtidas em leilões públicos de transmissão, a receita corresponde ao valor indicado nos lances, sendo fixa e reajustada, anualmente, pelo IPCA ao longo do período de concessão e está sujeita, também, a revisões tarifárias a cada quatro anos, durante os 30 anos de duração da concessão. Contabilmente a receita é auferida com base na taxa de remuneração de cada um dos contratos de transmissão e que leva em consideração o fluxo de composição do ativo financeiro e as projeções de entrada de caixa.

A receita de um contrato para prestação de serviços é reconhecida de acordo com o estágio de conclusão do contrato. O estágio de conclusão dos contratos é assim determinado:

- (i) os honorários de instalação são reconhecidos de acordo com o estágio de conclusão dos serviços de instalação, determinados proporcionalmente entre o tempo total estimado para os serviços e o tempo decorrido até o final de cada período de relatório; e
- (ii) a receita referente a serviços, com base em tempo e materiais contratados, é reconhecida às taxas contratuais conforme as horas trabalhadas e quando as despesas diretas são incorridas. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: a atividade fim da Empresa para os itens no escopo da ICPC 01 (R1) – *contrato de concessão* é a transmissão de energia elétrica; toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a transmissão de energia elétrica; e a Empresa terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

A receita de dividendos de investimentos é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido (desde que os benefícios econômicos futuros sejam realizados e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade).

A receita de ativo financeiro de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros sejam realizados e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva, aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

3.3.4 Moeda estrangeira

Na elaboração das demonstrações financeiras, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional de cada empresa, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício.

Os itens não monetários registrados pelo valor justo apurado em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes na data em que o valor justo foi determinado. Os que são mensurados pelo custo histórico em uma moeda estrangeira, por sua vez, devem ser convertidos utilizando a taxa vigente da data da transação.

As variações cambiais sobre itens monetários são reconhecidas no resultado, no período em que ocorrerem, exceto:

- (i) variações cambiais decorrentes de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira relacionada a ativos em construção para uso produtivo futuro, que estão inclusas no custo desses ativos quando consideradas como ajustes aos custos com juros dos referidos empréstimos;
- (ii) variações cambiais decorrentes de transações em moeda estrangeira designadas para proteção (*hedge*) contra riscos de mudanças nas taxas de câmbio; e
- (iii) variação cambial sobre itens monetários a receber, ou a pagar, com relação a uma operação no exterior cuja liquidação não é estimada tampouco tem probabilidade de ocorrer (e que, portanto, faz parte do investimento líquido na operação no exterior), reconhecidas inicialmente em "Outros resultados abrangentes" e reclassificadas do patrimônio líquido para o resultado da amortização de itens monetários.

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras, os ativos e passivos das operações em moeda estrangeira são convertidos para reais, utilizando as taxas de câmbio vigentes no fim do exercício.

Os resultados são convertidos pelas taxas de câmbio médias do período, a menos que as taxas de câmbio tenham flutuado significativamente durante o período. Neste caso, são utilizadas as taxas de câmbio da data da transação. As variações cambiais resultantes dessas conversões, quando incorridas, são classificadas em resultados abrangentes e acumuladas no patrimônio líquido.

3.3.5 Custos de empréstimos

Os custos de empréstimos atribuíveis diretamente à aquisição, construção ou produção de ativos qualificáveis, os quais levam, necessariamente, um período de tempo substancial para ficarem prontos para uso ou venda pretendida, são acrescentados ao custo de tais ativos até a data em que estejam prontos para o uso ou a venda pretendida.

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

Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período em que são incorridos.

3.3.6 Subvenções governamentais

As subvenções governamentais são refletidas, sistematicamente, no resultado durante os períodos nos quais há o reconhecimento como despesas dos custos correspondentes que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas com a finalidade de oferecer às empresas suporte financeiro imediato, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas.

3.3.7 Benefícios a empregados

A Empresa opera um fundo de pensão em que os planos são financiados por pagamentos a seguradoras, ou fundos fiduciários, determinados por cálculos atuariais periódicos. Existem planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual são feitas contribuições fixas a uma entidade separada.

Para a empresa, não existem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não tiver ativos suficientes para pagar a todos os empregados, os benefícios relacionados com o serviço do empregado no período corrente e anterior. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida.

Em geral, os planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como: idade, tempo de serviço e remuneração.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial, com relação ao plano de pensão de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano, com os ajustes de custos de serviços passados não reconhecidos.

A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os custos de serviços passados são reconhecidos no resultado, a menos que as mudanças do plano de pensão estejam condicionadas à permanência do empregado no emprego, por um período de tempo específico (o período no qual o direito é adquirido). Nesse caso, os custos de serviços passados são amortizados pelo método linear durante o período em que o direito foi adquirido.

Com relação ao plano de contribuição definida, são feitas contribuições para planos de seguro de pensão públicos ou privados de forma obrigatória, contratual ou voluntária. Não há nenhuma obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada.

As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso, em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros, estiver disponível. A Empresa possui outros benefícios pós-emprego relacionados com seguro de vida e plano de saúde que também foram determinados atuarialmente e que se encontram provisionados.

A Empresa contabiliza os ganhos e perdas atuariais reconhecendo-os de forma integral na rubrica outros resultados abrangentes no Patrimônio Líquido, conforme previsto no CPC 33 (R1).

3.3.8 Impostos correntes

A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado, porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente.

A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício.

3.3.9 Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos (imposto diferido) é reconhecido sobre as diferenças temporárias no final de cada período de relatório entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável.

Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas. Os impostos diferidos ativos ou passivos não são reconhecidos sobre diferenças temporárias resultantes de ágio ou de reconhecimento inicial (exceto para combinação de negócios) de outros ativos e passivos em uma transação que não afete o lucro tributável nem o lucro contábil.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada período de relatório, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual é esperado, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

Os impostos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando corresponde a itens registrados em outros resultados abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente. Quando os impostos correntes e diferidos resultam da contabilização inicial de uma combinação de negócios, o efeito fiscal é considerado na contabilização da combinação de negócios.

3.3.10 Imobilizado

Os bens de geração, não afetados pela Lei nº 12.783/2013: terrenos, edificações, imobilizações em andamento, móveis e utensílios e equipamentos – não qualificáveis na ICPC 01 (R1) – *Contrato de Concessão* – estão demonstrados ao valor de custo, deduzidos de depreciação e perda por redução ao valor recuperável acumulada (Vide nota 18).

São registrados como parte dos custos das imobilizações em andamento de ativos qualificáveis, os custos de empréstimos capitalizados. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados. Os terrenos não sofrem depreciação.

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual, após sua vida útil, seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A vida útil estimada, os valores residuais e os métodos de depreciação são efetuados em conformidade com as regras estabelecidas pelo órgão regulador.

O Poder Concedente, representado por Agência Reguladora, é responsável por estabelecer a vida útil econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de geração, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como razoável e adequada para efeitos contábeis e regulatórios e representa a melhor estimativa de vida útil econômica dos bens.

3.3.11 Estoques

Os materiais em estoque, classificados no Ativo Circulante, bem como aqueles classificados no Ativo Não Circulante, estão registrados ao custo médio de aquisição deduzidos de estimativa para perda, quando aplicável, e não excedem a seus custos de reposição ou valores de realização.

3.3.12 Ativos intangíveis

Seguem as políticas para os seguintes tipos de ativos intangíveis:

3.3.12.1 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumulada. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente. Ativos intangíveis, com vida útil indefinida, adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

3.3.12.2 Ativos intangíveis gerados internamente - gastos com pesquisa e desenvolvimento

Os gastos com atividades de pesquisa são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos.

O ativo intangível gerado internamente, resultante de gastos com desenvolvimento (ou de uma fase de desenvolvimento de um projeto interno), é reconhecido se, e somente se, demonstrado todas as seguintes condições:

- (i) viabilidade técnica de completar o ativo intangível para que seja disponibilizado para uso ou venda;
- (ii) intenção de se completar o ativo intangível e usá-lo ou vendê-lo;
- (iii) habilidade de usar ou vender o ativo intangível;

- (iv) como o ativo intangível irá gerar prováveis benefícios econômicos futuros;
- (v) disponibilidade de adequados recursos técnicos financeiros e outros para completar o desenvolvimento do ativo intangível e para usá-lo ou vendê-lo; e
- (vi) habilidade de mensurar, com confiabilidade, os gastos atribuíveis ao ativo intangível durante seu desenvolvimento.

O montante inicialmente reconhecido de ativos intangíveis gerados internamente corresponde à soma dos gastos incorridos desde quando o ativo intangível passou a atender aos critérios de reconhecimento mencionados anteriormente. Quando nenhum ativo intangível gerado internamente puder ser reconhecido, os gastos com desenvolvimento serão reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

Subsequentemente ao reconhecimento inicial, os ativos intangíveis gerados internamente são registrados ao valor de custo, deduzido da amortização e da perda por redução ao valor recuperável acumuladas, assim como os ativos intangíveis adquiridos separadamente.

3.3.12.3 Ativos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócios

Nas demonstrações financeiras, os ativos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócios e reconhecidos separadamente do ágio são registrados pelo valor justo na data da aquisição, o qual equivale ao seu custo.

3.3.12.4 Baixa de ativos intangíveis

Um ativo intangível é baixado na alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso ou da alienação. Os ganhos ou as perdas resultantes da baixa de um ativo intangível, mensurados como a diferença entre as receitas líquidas da alienação e o valor contábil do ativo, são reconhecidos no resultado quando o ativo é baixado.

3.3.12.5 Ativo intangível proveniente do direito da exploração das concessões

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões de Furnas decorre de:

- (i) **Uso do Bem Público (UBP):** Determinadas concessões de geração foram concedidas mediante a contraprestação de pagamentos para a União a título de UBP. O registro desta obrigação na data da assinatura dos respectivos contratos, a valor presente, teve como contrapartida a conta de ativo intangível. Estes valores, capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação, estão sendo amortizados linearmente pelo período remanescente da concessão.

3.3.13 Provisão ao valor recuperável de ativos tangíveis e intangíveis (excluindo o ágio)

No fim de cada exercício, o valor contábil de seus ativos tangíveis e intangíveis são revisados para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, se houver.

Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, calcula-se o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo. Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida, ou ainda não disponível para uso, são submetidos ao teste de redução ao valor recuperável pelo menos uma vez ao ano e sempre que houver qualquer indicação de que o ativo possa apresentar perda por redução ao valor recuperável.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto, antes dos impostos, que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo (ou unidade geradora de caixa) calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida, subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) para a estimativa revisada de seu valor recuperável, desde que não exceda o valor contábil que teria sido determinado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

3.3.14 Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável.

O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

3.3.15 Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma empresa for parte das disposições contratuais do instrumento. Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo.

Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio de resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.3.16 Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado.

3.3.16.1 Método de juros efetivos

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um instrumento da dívida e alocar sua receita de juros ao longo do período correspondente. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados (incluindo todos os honorários e pontos pagos ou recebidos que sejam parte integrante da taxa de juros efetiva, os custos da transação e outros prêmios ou deduções) durante a vida estimada do instrumento da dívida ou, quando apropriado, durante um período menor, para o valor contábil líquido na data do reconhecimento inicial.

A receita é reconhecida com base nos juros efetivos para os instrumentos de dívida não caracterizados como ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado.

3.3.16.2 Ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio de resultado quando são mantidos para negociação ou designados pelo valor justo por meio de resultado.

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- (i) for adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- (ii) no reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que é administrado em conjunto e possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- (iii) for um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de *hedge* efetivo.

Um ativo financeiro, além dos mantidos para negociação, pode ser designado ao valor justo por meio de resultado no reconhecimento inicial se:

- (i) tal designação eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou
- (ii) for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos; e
- (iii) seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; e
- (iv) fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e o CPC 38 permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado ao valor justo por meio de resultado.

3.3.16.3 Investimentos mantidos até o vencimento

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa no qual existe a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

3.3.16.4 Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como disponíveis para venda ou não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento, ou (c) ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado.

3.3.16.5 Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de caixa, e outros) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva, exceto para créditos de curto prazo quando o reconhecimento dos juros é considerado imaterial.

3.3.16.6 Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio de resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

No caso de investimentos patrimoniais classificados como disponíveis para venda, um declínio significativo ou prolongado em seu valor justo abaixo do seu custo é considerado evidência objetiva de redução ao valor recuperável.

Para todos os outros ativos financeiros, uma evidência objetiva pode incluir:

- (i) dificuldade financeira significativa do emissor ou contraparte; ou
- (ii) violação de contrato, como uma inadimplência ou atraso nos pagamentos de juros ou principal; ou
- (iii) probabilidade de o devedor declarar falência ou reorganização financeira; ou
- (iv) extinção do mercado ativo daquele ativo financeiro em virtude de problemas financeiros.

Para certas categorias de ativos financeiros, tais como contas a receber, os ativos que na avaliação individual não apresentam redução ao valor recuperável podem, subsequentemente, apresentá-la quando são avaliados coletivamente. Evidências objetivas de redução ao valor recuperável para uma carteira de créditos podem incluir a experiência passada na cobrança de pagamentos e o aumento no número de pagamentos em atraso após o período médio de 180 dias, além de mudanças observáveis nas condições econômicas nacionais ou locais relacionadas à inadimplência dos recebíveis.

Para os ativos financeiros registrados ao valor de custo amortizado, o valor da redução ao valor recuperável registrado corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de juros efetiva original do ativo financeiro.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o valor da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão para créditos de liquidação duvidosa. Recuperações subsequentes de valores, anteriormente baixados, são creditadas à esta estimativa. Mudanças no valor contábil da estimativa são reconhecidas no resultado.

Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irrecuperável, os ganhos e as perdas acumulados, reconhecidos em outros resultados abrangentes, são reclassificados para o resultado.

Para ativos financeiros registrados ao custo amortizado, se em um período subsequente o valor da perda da redução ao valor recuperável diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente a um evento ocorrido após a redução ao valor recuperável ter sido reconhecida, a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio de resultado, desde que o valor contábil do investimento, na data dessa reversão, não exceda o eventual custo amortizado se a redução ao valor recuperável não tivesse sido reconhecida.

3.3.16.7 Baixa de ativos financeiros

A baixa de um ativo financeiro é efetuada, apenas, quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram, ou transfere o ativo, e substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade para outra empresa. Se não houver transferência, nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, há o reconhecimento da participação retida e o respectivo passivo nos valores a pagar. Se reter substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, é mantido o reconhecimento desse ativo, além de um empréstimo garantido pela receita recebida.

Na baixa de um ativo financeiro em sua totalidade, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

Na baixa de um ativo financeiro que não seja em sua totalidade, há a alocação do valor contábil anterior do ativo financeiro entre a parte que ele continua a reconhecer devido ao envolvimento contínuo e a parte que ele não mais reconhece, com base no valor justo relativo dessas partes na data da transferência. A diferença entre o valor contábil alocado à parte que não é mais reconhecida e a soma da contrapartida recebida pela parte que não é mais reconhecida e qualquer ganho ou perda acumulado alocado e reconhecido em outros resultados abrangentes é reconhecida no resultado.

O ganho ou a perda acumulado reconhecido em outros resultados abrangentes é alocado entre a parte que continua a ser reconhecida e a parte que não é mais reconhecida, com base no valor justo relativo dessas partes.

3.3.17 Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Seguem as políticas para os seguintes tipos de passivos financeiros e instrumentos de patrimônio:

3.3.17.1 Classificação como instrumento de dívida ou de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos são classificados como passivos financeiros, ou patrimônio, de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio.

3.3.17.2 Instrumentos de patrimônio

Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após a dedução de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio são reconhecidos quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de emissão.

3.3.17.3 Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como outros passivos financeiros.

3.3.17.3.1 Outros passivos financeiros

Outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

3.3.17.3.2 Baixa de passivos financeiros

A baixa de passivos financeiros é precedida somente quando as obrigações são extintas e canceladas ou quando vencem. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

3.3.17.3.3 Estimativa do valor justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a perda (*impairment*) no caso de contas a receber, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para instrumentos financeiros similares.

A Empresa aplica CPC 40 (R1)/IFRS 7 para instrumentos financeiros mensurados no balanço patrimonial pelo valor justo, o que requer divulgação das mensurações do valor justo pelo nível da seguinte hierarquia:

- a) preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos (Nível 1);
- b) informações, além dos preços cotados, incluídas no Nível 1 que são adotadas pelo mercado para o ativo ou passivo, seja diretamente (ou seja, como preços) ou indiretamente (ou seja, derivados dos preços) (Nível 2);
- c) inserções para os ativos ou passivos que não são baseadas nos dados adotados pelo mercado (ou seja, inserções não observáveis) (Nível 3).

A tabela na nota 41.4 apresenta os ativos da Empresa mensurados pelo valor justo em 31 de dezembro de 2013.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais. O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Empresa é o preço de transações atuais. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde estão disponíveis com o menor uso possível de estimativas específicas da Empresa. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- a) preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares;

- b) o valor justo de *swaps* de taxa de juros calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado;
- c) o valor justo dos contratos de câmbio futuros determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente; e
- d) outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes.

A Empresa não possui ativos no Nível 3.

3.3.17.3.4 Instrumentos financeiros por categoria

A tabela com os instrumentos financeiros por categoria está na nota 41.1.

3.3.18 Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguem as disposições contidas no CPC 09 – *Demonstração do Valor Adicionado*, aprovado pela Deliberação CVM nº 557/2008 e, para fins de IFRS, são apresentadas como informação adicional.

A DVA apresenta informações relativas à riqueza criada pela Empresa e a forma como foi distribuída.

Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Empresa, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas).

A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

3.3.19 Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas nos CPC 25 e ICPC 08 (R1), as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos, e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Empresa estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos.

Desse modo, no encerramento do exercício social, e após as devidas destinações legais, a Empresa registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório no passivo circulante e os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como dividendo adicional proposto no patrimônio líquido.

Os dividendos não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Empresa.

Os lucros não destinados deverão ser distribuídos como dividendos, nos termos da Lei nº 10.303/2001.

3.3.20 Demais políticas contábeis

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico que geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos. A seguir, as práticas contábeis para as rubricas elencadas:

3.3.20.1 Caixa e equivalentes de caixa

Incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de três meses ou menos, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

3.3.20.2 Contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias

São decorrentes da venda de energia, da disponibilização do sistema de transmissão, de serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do exercício, contabilizados com base no regime de competência.

3.3.20.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD)

É estabelecida quando existe uma evidência objetiva de que a Empresa não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber. O valor da provisão é a diferença entre o valor contábil e o valor recuperável.

3.3.20.4 Cauções e depósitos vinculados

As cauções e depósitos vinculados, referentes a garantias prestadas, estão registrados ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos, auferidos até a data do balanço.

3.3.20.5 Investimentos

Os investimentos em sociedades que estejam sob controle comum, estão registrados pelo método de equivalência patrimonial, e os demais registrados pelo custo de aquisição deduzido de provisões para perdas, quando aplicável.

Quando a participação da Empresa nas perdas acumuladas das investidas iguala ou ultrapassa o valor do investimento, a Empresa não reconhece perdas adicionais, a menos que tenha assumido obrigações ou feito pagamentos em nome dessas sociedades. Nestes casos, a participação nas perdas acumuladas é registrada no passivo.

3.3.20.6 Imobilizado

Está demonstrado ao custo de aquisição líquido da depreciação acumulada. A depreciação é calculada pelo método linear e apropriada ao resultado do exercício. As taxas anuais de depreciação estão determinadas na Instrução Aneel nº 44, de 17 de março de 1999, e atos complementares daquela Agência, conforme previsto pela Orientação Técnica OCPC 05 – *Contratos de Concessão* (item 111).

Os custos subsequentes são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança.

O valor contábil de itens ou peças substituídos é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados com o valor contábil e são reconhecidos em outras receitas (despesas) operacionais líquidas na demonstração do resultado.

3.3.20.7 Intangível

É registrado pelo custo de aquisição das faixas de servidões permanentes e *software* de manutenção de sistema corporativo, este último deduzido da amortização acumulada.

É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução do valor recuperável, quando aplicável.

Neste grupo também estão incluídos os valores provenientes do direito de uso da infraestrutura para ser utilizada pela outorgante, que são estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica, os quais são registrados pelo valor das retribuições ao Poder Concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontados a valor presente a taxa implícita do projeto.

3.3.20.8 Ativo Financeiro – Receita Anual Permitida (RAP) e Ativo Financeiro Indenizável

Em 31 de dezembro de 2013, a Empresa possui ativos financeiros a receber no âmbito das concessões de transmissão de energia elétrica, decorrentes da aplicação do modelo financeiro, previsto nas ICPC 01 (R1) e OCPC 05, no montante de R\$ 3.959.364 mil para ativo financeiro indenizável e R\$ 2.430.109 mil para RAP, totalizando R\$ 6.389.473 mil.

Os contratos de concessão regulamentam a exploração do serviço público de transmissão de energia elétrica pela Empresa, na qual:

- (i) o preço é regulado (tarifa) e denominado Receita Anual Permitida (RAP). A transmissora não pode negociar preços com usuários. Os contratos têm sua RAP atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano e revisada a cada quatro anos. Geralmente, a RAP de qualquer empresa de transmissão está sujeita a revisão anual devido a aumento do ativo e de gastos decorrentes de modificações, reforços e ampliações de instalações; e
- (ii) os bens são reversíveis no final da concessão, com direito de recebimento de indenização (caixa) do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de transmissão de energia elétrica da Empresa, a administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) – Contrato de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de transmissão de energia elétrica, abrangendo parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão, classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa.

A infraestrutura recebida ou construída é recuperada com a aplicação de dois fluxos de caixa, a saber:

- (i) parte pela RAP, durante o prazo da concessão; e
- (ii) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar esse encargo.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

3.3.20.9 Adoção da ICPC 01 (R1) – Contrato de Concessão, ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e OCPC 05 – Contratos de Concessão

A ICPC 01 (R1), ICPC 17 e OCPC 05 orientam os concessionários sobre a forma de contabilização e evidenciação de contratos de concessões de serviços públicos a entidades privadas e definem os princípios gerais de reconhecimento e mensuração dos direitos e obrigações relacionados a esses serviços.

A Empresa possui contratos de concessão nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, firmados com o Poder Concedente, representante do Governo Federal, sendo todos os contratos, por segmento, similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do Poder Concedente.

O sistema de tarifação da transmissão é controlado pela Aneel e é reajustado anualmente e revisado a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, considerando tanto os investimentos efetuados pela Empresa como sua estrutura de custos e despesas.

A cobrança pelos serviços ocorre diretamente aos usuários das linhas de transmissão, pelo faturamento da RAP ajustada mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por meio de avisos de créditos.

A geração de energia elétrica tem sua receita e sistema de arrecadação mediante a definição de preço e a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de contratos firmados com as concessionárias de distribuição, dos contratos de reserva de potência e fornecimento de energia elétrica firmados com consumidores industriais diretamente atendidos pela Empresa, de contratos oriundos de leilões de energia elétrica realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e de leilões de compra e venda de energia elétrica realizados por comercializadores ou consumidores livres.

As eventuais diferenças entre as energias geradas e as vendidas, na forma dos contratos descritos, são comercializadas por intermédio do mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE.

Os prazos e outras informações sobre as concessões estão descritas na Nota 2.

A ICPC 01 visa fornecer o enquadramento contábil à atividade desenvolvida por operadores de infraestruturas em regime de concessão público-privada, na qual esteja subjacente a prestação de serviços de utilidade pública, foi adotada pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em dezembro de 2009, aplicando-se aos exercícios iniciados após aquela data. A Empresa aplica esta Interpretação desde 1º de janeiro de 2010. No entanto, em 13 de dezembro de 2011, saiu a Deliberação CVM nº 677 que aprovou a revisão da ICPC 01, passando a denominá-la ICPC 01 (R1), com aplicação aos exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2011. Após análise detida da referida interpretação, a Empresa não encontrou mudanças significativas às políticas e procedimentos já adotados.

A ICPC 01 (R1) aplica-se aos contratos de concessão público - privados nos quais o concedente:

- (i) controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;
- (ii) controla ou regula o preço aos quais os serviços são fornecidos; e
- (iii) controla/detém interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Nos termos da ICPC 01 (R1) uma concessão público-privada deve apresentar as seguintes características:

- (i) infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;
- (ii) acordo/contrato entre o concedente e o operador;
- (iii) operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;

- (iv) operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do concedente, quer dos utilizadores das infraestruturas, ou de ambos; e
- (v) infraestruturas são transferidas para o concedente no final da concessão, de forma gratuita ou também de forma onerosa.

No negócio de transmissão de energia elétrica, a ICPC 01 (R1) é aplicável com a utilização do Modelo Financeiro, tendo em vista o fato dessa atividade não estar sujeita a riscos de crédito e demanda.

Em decorrência da adoção dessas normas e resultante do contrato de concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infraestrutura da concessão, a Empresa e suas coligadas e controladas reconheceram um Ativo Financeiro, correspondente a remuneração pelo uso da infraestrutura, e um Ativo Financeiro indenizável, correspondente ao valor devido, direta ou indiretamente pelo concedente.

O sistema de tarifação da geração, de forma geral, foi baseado em tarifa regulada até 2004. Após essa data e em conexão com as mudanças na regulamentação do setor, foi alterada de base tarifária para um sistema de preços, sendo que as geradoras podem participar em leilões de energia destinados ao mercado regulado, havendo nesse caso um preço-base, sendo o preço final determinado através de competição entre os participantes do leilão.

Adicionalmente, as geradoras podem efetuar contratos de venda bilaterais com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição base no consumo de MW). Com base nesses aspectos, a infraestrutura de geração permaneceu registrada como ativo imobilizado.

3.3.20.10 Concessões a Pagar

A Empresa, mediante suas concessões nas usinas de Simplício e Batalha, e por intermédio de suas investidas: Cia Hidrelétrica Teles Pires, Chapecoense Geração S.A., Enerpeixe S.A., Retiro Baixo Energética S.A., Serra do Facão Energia S.A. e Madeira Energia S.A., possui contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas de: Batalha, Simplício, Teles Pires, Foz do Chapecó, Peixe Angical, Retiro Baixo, Serra do Facão e Santo Antônio.

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a partir da análise da característica dos negócios, dos contratos e do estágio do empreendimento, os valores das concessões das usinas de Batalha, Simplício, Teles Pires, Foz do Chapecó, Peixe Angical, Retiro Baixo, Serra do Facão e Santo Antônio foram registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo de longo prazo.

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Empresa ajustou, a valor presente, esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

NOTA 4 - ASSUNTOS DO SETOR ELÉTRICO

Conforme descrito na nota 3, Furnas está submetida às disposições emanadas de seu órgão regulador, a Aneel. Assim sendo, há obrigações que são específicas deste segmento negócio das quais destacamos:

4.1 Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

Representam o saldo de valores e/ou bens recebidos da União Federal e de Consumidores em geral, em parceria com a Empresa.

4.2 Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tendo a sua vigência estendida até 2035, por intermédio da Medida Provisória nº 517, de 30 de dezembro de 2010. Refere-se a um valor anual estabelecido pela Aneel, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação do Serviço Público de Energia Elétrica, como também para financiar a expansão e a melhoria desse serviço. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de energia elétrica e limitado a 3% da sua receita anual.

Cabe destacar que pelo art. 21 da Lei nº 12.783/2013, ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR:

"I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei."

Ainda pela Lei nº 12.783/2013, mediante redação do art. 20, fica a RGR de que trata o art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, autorizada a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão de concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária.

4.3 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

Instituído pela Lei nº 10.438/2002, em seu art. 3º, alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003, e pelo art. 2º da Lei nº 10.889/2004, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, ao aumento da participação de agentes no Setor Elétrico.

4.4 Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

Criada pela Lei nº 7.990/1989, destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% destinam-se aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério do Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Ministério da Ciência e Tecnologia. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência, estabelecida anualmente pela Aneel (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica.

4.5 Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

Criada pelo Decreto nº 73.102/1973 é paga mensalmente por todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final. Tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeletrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do País.

Os valores da CCC são fixados anualmente pela Aneel, para cada concessionária, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoeletricas. A partir do ano de 2008, restringe-se à cobertura de custos de geração termoeletrica dos sistemas isolados.

O art. 24 da Lei nº 12.783, de 11 janeiro de 2013 extingue o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, de que trata o § 3º do art. 1º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993.

4.6 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação alterada pelo art. 23 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Sendo assim, a CDE conforme art. 23 da Lei nº 12.783/2013, visa ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

- I. promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;*
- II. garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;*
- III. prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustível (CCC);*
- IV. prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária;*
- V. promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e*

- VI. promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural.*

Seus recursos serão provenientes:

- I. quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição;*
- II. dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público (UBP);*
- III. das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas; e*
- IV. dos créditos da União de que tratam os arts. 17 e 18 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.*

Ainda pela Lei nº 12.783/2013, mediante redação do art. 20, fica a CDE de que trata o art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, autorizada a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão de concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária.

4.7 Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o programa de P&D estabelece que as concessionárias e permissionárias do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do Setor Elétrico. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela Aneel.

4.8 Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (Tfsee)

Instituída pela Lei nº 9.427/1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir receita para a cobertura do custeio de suas atividades. Para os segmentos de geração e de transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários e permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos.

4.9 Uso de Bem Público (UBP)

Corresponde aos valores estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica o qual é registrado pelo valor das retribuições ao Poder Concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada, a valor presente, a taxa implícita do projeto.

NOTA 5 – REAPRESENTAÇÃO DAS CIFRAS COMPARATIVAS

Em consonância com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de Erros e CPC 26 (R1) – Apresentação das Demonstrações Financeiras, os valores correspondentes aos balanços patrimoniais individuais de 31 de dezembro de 2012 e 2011 e as informações contábeis relativas às demonstrações do resultado do exercício individual, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012 estão reapresentadas, de forma a demonstrar os ajustes decorrentes dos seguintes assuntos:

(a) Reclassificações entre contas. Em 31 de dezembro de 2013, para melhor apresentação de certas rubricas contábeis, foram efetuadas reclassificações entre linhas das demonstrações financeiras (DFs) que, para fins de comparabilidade, também foram efetuadas nas DFs de 31 de dezembro de 2012 e 2011.

(a.1) Cabe destacar, que os impostos e contribuições sociais ativos estão apresentados líquidos dos impostos diferidos passivos, o que gerou uma reclassificação de R\$ 79.977 mil em 31 de dezembro de 2012 e de R\$ 257.685 mil em 1º de janeiro de 2012.

(b) Efeitos no resultado do exercício e na rubrica de exercícios anteriores:

(b.1) O valor de R\$ 21.294 mil refere-se a atualização do montante a receber das indenizações da Lei nº 12.783/2013, registrada a menor em 2012 (Efeito DRE 2012).

(b.2) O valor de R\$ 204.820 mil ajustado em investimentos decompõe-se como segue:

(b.2.1) R\$ 3.170 mil refere-se a ajuste de avaliação patrimonial da Teles Pires Participações (TPP) em 31 de dezembro de 2012.

(b.2.2) R\$ 201.650 mil decorre da capitalização de encargos de dívida nas demonstrações financeiras consolidadas da Mesa S.A. a saber:

(b.2.2.1) R\$ 54.692 mil – valor do ajuste em 31 de dezembro de 2012 (Efeito DRE 2012).

(b.2.2.2) R\$ 146.958 mil – valor do ajuste até 31 de dezembro de 2011 (Ajuste de exercícios anteriores - PL 2012).

Nossa investida Mesa alterou a capitalização de encargos financeiros sobre ativos em construção, em suas demonstrações financeiras consolidadas, conforme instruído no CPC 20 – Custos de empréstimos e IAS 23 – *Borrowing Costs*.

A capitalização dos custos financeiros sobre obras em andamento do ativo imobilizado era anteriormente efetuada pela investida, nas demonstrações financeiras consolidadas, considerando somente os empréstimos e financiamentos com terceiros obtidos pela controlada Santo Antônio Energia S.A.

Esse procedimento era adotado tendo em vista que o ativo em construção, substancialmente, representado pela UHE Santo Antônio, está registrado contabilmente na Controlada. Parte do capital integralizado pela Mesa em sua Controlada originou-se de emissão de debêntures pela investida. Portanto, ainda que para a Controlada o valor capitalizado no patrimônio líquido não gere custo de empréstimo, nas demonstrações financeiras consolidadas, o grupo econômico único incorreu em tais custos para financiar a construção do ativo qualificável.

E, como as debêntures emitidas pela investida tiveram como objetivo específico financiar a construção da UHE Santo Antônio por meio de integralização de capital na Controlada, a Administração da Mesa entende que, no contexto de suas demonstrações financeiras consolidadas nas quais a investida e sua controlada representam uma entidade econômica única, os custos de empréstimos das debêntures da investida também devem fazer parte da mensuração dos encargos financeiros capitalizáveis considerando o total dos investimentos nas construções do imobilizado consolidado.

Neste contexto, a Mesa alterou a capitalização de custos de empréstimos nas demonstrações financeiras consolidadas, para refletir a mensuração dos custos capitalizáveis como descrito anteriormente. Este efeito representa um ajuste de consolidação que não gera impacto nas demonstrações financeiras da Controlada. Para que o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado sejam iguais àqueles apresentados nas demonstrações financeiras individuais da investida, os mesmos ajustes foram transpostos para as demonstrações individuais da Madeira Energia S.A., impactando diretamente o resultado de equivalência patrimonial e o investimento na Controlada.

Conforme requerido pelo CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro – e IAS 8 – *Accounting policies, changes in accounting estimates and errors*, a investida ajustou retroativamente as informações financeiras comparativas anteriormente apresentadas, para que o mesmo procedimento seja aplicado em todos os períodos incluídos nestas demonstrações financeiras. Desta forma, as informações financeiras comparativas estão sendo reapresentadas.

(b.3) O valor de R\$ 9.277 mil é composto:

(b.3.1) pelo valor de R\$ 9.507 mil que se refere a prestação de serviços pago em 2013 que não foi provisionada em 31 de dezembro de 2012.

(b.3.2) pelo valor de R\$ 20.803 mil que se refere a provisão da parcela circulante de Pasep/Cofins incidente sobre o ressarcimento da Eletronuclear no exercício de 2012 de acordo com a RH nº 1.406/2012.

(b.3.3) pelo valor de R\$ (21.033) mil que se refere a reclassificação do pagamento de ICMS diferencial de alíquota do exercício de 2012 que foi indevidamente registrado em conta de resultado.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

(b.4) O valor de R\$ 53.783 mil refere-se a provisão da parcela não circulante de Pasep/Cofins incidente sobre o ressarcimento da Eletronuclear no exercício de 2012 de acordo com a RH nº 1.406/2012.

(b.5) O valor de R\$ 163.054 mil representa o efeito líquido no PL dos ajustes referentes ao exercício de 2012 (ajustes ativos – passivos), como segue:

R\$ Mil	
Descrição	Valor
PL em 31 de dezembro de 2012 (como originalmente apresentado)	11.304.675
Atualização monetária do montante a receber das indenizações da Lei nº 12.783/2013 registradas a menor em 2012.	21.294
Capitalização de encargos de dívida nas demonstrações financeiras da Mesa S.A.	201.650
Ajuste de avaliação patrimonial da TPP em 31 de dezembro de 2012.	3.170
Prestação de serviços pago em 2013 que não foi provisionado em 31 de dezembro de 2012	(9.507)
Provisão da parcela circulante de PIS/COFINS incidente sobre o ressarcimento da Eletronuclear no exercício de 2012 de acordo com a Resolução Homologatória 1.406/2012.	(20.803)
Reclassificação do pagamento de ICMS diferencial de alíquota do exercício de 2012 que foi indevidamente registrado em conta de resultado.	21.033
Provisão da parcela não circulante de PIS/Cofins incidente sobre o ressarcimento da Eletronuclear no exercício de 2012 de acordo com a Resolução Homologatória nº1.406/2012.	(53.783)
Subtotal ajustes	163.054
PL em 31 de dezembro de 2012 (reapresentado)	11.467.729

(b.6) R\$ (358.223) mil = R\$ (304.670) mil + R\$ (20.803) mil + R\$ 21.033 mil + R\$ (53.783) mil.

(b.7) R\$ 293.079 mil = R\$ 302.586 mil + R\$ (9.507) mil.

(b.8) R\$ 2.084 mil = R\$ (304.670) mil + R\$ 302.086 mil corresponde ao ajuste líquido, entre linhas no exercício de 2012, do registro de Pasep/Cofins para aproveitamento de crédito.

(b.9) R\$ 57.862 mil = (b.2.1) R\$ 3.170 mil + (b.2.2.1) R\$ 54.692 mil.

NOTA: Com a aplicação retrospectiva do CPC 19 (R2), as DFs de 31 de dezembro de 2012 utilizadas para fins de comparação com as DFs de 31 de dezembro de 2013 foram as DFs individuais pois não há mais a obrigatoriedade de Furnas consolidar suas participações proporcionais em SPEs de controle compartilhado.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Em face do exposto, são apresentados os quadros demonstrativos dos efeitos da adoção destes normativos como segue:

R\$ Mil				
Demonstração financeira	31.12.2012 Individual como anteriormente apresentado	Reclassificações (a)	Efeitos no exercício anterior (b)	31.12.2012 Reapresentado
Ativo				
Circulante	3.592.143	-	(b.1) 21.294	3.613.437
Não Circulante				
Realizável a longo prazo	11.039.328	(a.1) (79.977)	-	10.959.351
Investimentos	3.607.783	-	(b.2) 204.820	3.812.603
Imobilizado	5.769.432	-	-	5.769.432
Intangível	98.193	-	-	98.193
Subtotal	20.514.736	(79.977)	204.820	20.639.579
Total do ativo	24.106.879	(79.977)	226.114	24.253.016
Passivo				
Circulante	2.496.924	-	(b.3) 9.277	2.506.201
Não circulante	10.305.280	(a.1) (79.977)	(b.4) 53.783	10.279.086
Patrimônio líquido	11.304.675	-	(b.5) 163.054	11.467.729
Total do passivo	24.106.879	(79.977)	226.114	24.253.016
DRE				
Receita operacional líquida	7.623.673	-	(b.6) (358.223)	7.265.450
Custo operacional	(5.049.184)	-	(b.7) 293.079	(4.756.105)
Custo de construção	(511.522)	-	-	(511.522)
Despesas operacionais	(1.045.135)	-	(b.8) 2.084	(1.043.051)
Resultado de equivalência patrimonial	(8.631)	-	(b.9) 57.862	49.231
Resultado financeiro	(127.678)	-	(b.1) 21.294	(106.384)
Ganho (perda) Lei nº 12.783/2013	(2.067.037)	-	-	(2.067.037)
IR e CSLL (inclusive diferidos)	(136.284)	-	-	(136.284)
Lucro (prejuízo) líquido do período	(1.321.798)	-	16.096	(1.305.702)

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil				
Demonstração financeira	31.12.2012 Individual como anteriormente apresentado	Reclassificações (a)	Efeitos no exercício anterior (b)	31.12.2012 Reapresentado
DFC				
CAIXA LÍQUIDO GERADO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	933.782	-	-	933.782
CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	1.543.981	-	-	1.543.981
CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(2.590.966)	-	-	(2.590.966)
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(113.203)	-	-	(113.203)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	115.665	-	-	115.665
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	2.462	-	-	2.462
	(113.203)	-	-	(113.203)
DVA				
Valor adicionado bruto	3.337.521	-	409.535	3.747.056
Valor adicionado líquido gerado	852.121	-	295.163	1.147.284
Valor adicionado a distribuir	1.352.657	-	374.319	1.726.976
Distribuição do valor adicionado	1.352.657	-	374.319	1.726.976

Demonstração financeira	31.12.2011 Individual como anteriormente apresentado	Reclassificações (a)	Efeitos no exercício anterior (b)	01.01.2012
Ativo				
Circulante	1.860.693	-	-	1.860.693
Não Circulante				
Realizável a longo prazo	9.613.146	(257.685)	-	9.355.461
Investimentos	2.358.862	-	(b.2.2.2) 146.958	2.505.820
Imobilizado	8.480.566	-	-	8.480.566
Intangível	108.852	-	-	108.852
Subtotal	20.561.426	(257.685)	146.958	20.450.699
Total do ativo	22.422.119	(257.685)	146.958	22.311.392
Passivo				
Circulante	2.492.065	-	-	2.492.065
Não circulante	6.631.909	(257.685)	-	6.374.224
Patrimônio líquido	13.298.145	-	146.958	13.445.103
Total do passivo	22.422.119	(257.685)	146.958	22.311.392

NOTA 6 - NORMAS NOVAS E INTERPRETAÇÕES DE NORMAS

A seguir listam-se novas normas, alterações e interpretações de normas emitidas pelo IASB mas que não estão em vigor para o exercício de 2013. A adoção antecipada dessas normas, embora encorajada pelo IASB, não foi permitida no Brasil, pelo CPC.

IFRIC 21 - "Taxas". A interpretação esclarece quando uma entidade deve reconhecer uma obrigação de pagar taxas de acordo com a legislação. A obrigação somente deve ser reconhecida quando o evento que gera a obrigação ocorre. Essa interpretação é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2014.

IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros", aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. O IFRS 9 foi emitido em novembro de 2009 e outubro de 2010 e substitui os trechos do IAS 39 relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros. O IFRS 9 requer a classificação dos ativos financeiros em duas categorias: mensurados ao valor justo e mensurados ao custo amortizado. A determinação é feita no reconhecimento inicial. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características contratuais do fluxo de caixa dos instrumentos financeiros. Com relação ao passivo financeiro, a norma mantém a maioria das exigências estabelecidas pelo IAS 39. A principal mudança é nos casos em que a opção de valor justo é adotada para passivos financeiros, a porção de mudança no valor justo devido ao risco de crédito da própria entidade é registrada em outros resultados abrangentes e não na demonstração dos resultados, exceto quando resultar em descasamento contábil. O Grupo está avaliando o impacto total do IFRS 9. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2015.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre a Empresa e suas investidas.

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes a algumas IFRS acima citadas, mas existe expectativa de que o faça antes da data requerida de sua entrada em vigor. A adoção antecipada dos pronunciamentos IFRS está condicionada à aprovação prévia em ato normativo da CVM.

A Empresa está avaliando o impacto destes Pronunciamentos e Orientações sobre suas Demonstrações Financeiras, não tendo sido, ainda, editadas normas correspondentes no Brasil.

NOTA 7 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

R\$ Mil			
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Caixa e bancos	6.696	2.462	115.665
Total	6.696	2.462	115.665

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

NOTA 8 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Esta rubrica compõe-se como segue:

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Fundos de investimentos	714.841	508.361	524.180
Notas do Tesouro Nacional (NTN)	971	918	1.662
Total circulante	715.812	509.279	525.842

Em 31 de dezembro de 2013, no valor de R\$ 714.841 mil registrados em fundos de investimentos, no circulante, destacam-se que:

- R\$ 656.877 mil estão registrados no BB Extramercado FAE – Fundo de Investimento em Renda Fixa e BB Extramercado FAE 2 - Fundo de Investimento em Renda Fixa;
- R\$ 57.944 mil estão registrados no CEF FI Extra Comum IRFM1 e CEF FI Extra VI IRFM1.

Vale mencionar que se tratam de fundos multicotistas destinados a receber aplicações das disponibilidades resultantes das receitas próprias das autarquias, empresas públicas e sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, bem como das fundações supervisionadas pela União (Regulamento art. 3º).

NOTA 9 – CLIENTES

Descritivo	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias	Clientes Parcelamento	R\$ Mil		
					31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Suprimento de energia	539.814	19.454	10.510	-	569.778	526.179	536.922
Uso da rede elétrica	79.088	238	9.160	-	88.486	270.473	260.280
Parcelamento (NOTA 9.2)	-	-	-	263.670	263.670	190.178	168.310
Comercialização de energia							
Consumidores	-	-	-	-	-	-	52
Outros							
Energia de curto prazo	87.434	-	-	-	87.434	-	-
Consumidores industriais	4.319	1.099	-	-	5.418	19.972	25.297
(-) PCLD (NOTA 9.1)	(11.844)	-	-	(132.484)	(144.328)	(71.696)	(4.550)
Total Circulante	698.811	20.791	19.670	131.186	870.458	935.106	986.311
Suprimento de energia	246.976	-	14.111	-	261.087	14.111	14.111
Uso da rede elétrica	-	-	6.276	-	6.276	6.276	6.276
Comercialização de energia							
Consumidores	-	-	293.560	-	293.560	293.560	293.560
Parcelamento (NOTA 9.2)	-	-	-	396.924	396.924	540.189	450.549
(-) PCLD (NOTA 9.1)	-	-	(313.947)	(83.431)	(397.378)	(455.214)	(313.947)
Total Não Circulante	246.976	-	-	313.493	560.469	398.922	450.549
Total	945.787	20.791	19.670	444.679	1.430.927	1.334.028	1.436.860

Em 31 de dezembro de 2013, a Empresa mantém registrados créditos no montante de R\$ 1.430.927 mil (31.12.2012 - R\$ 1.334.028 mil), dos quais R\$ 293.560 mil representam valores históricos relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE (sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE), referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação está suspensa em virtude da concessão de liminares nas ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição contra a Aneel e a CCEE. De acordo com as normas estabelecidas no Acordo de Mercado da CCEE, a resolução dessas pendências implica em uma nova contabilização e liquidação pelas partes envolvidas sem a interveniência da CCEE.

Diante da incerteza de sua realização financeira, foi constituída uma provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD) considerando a integralidade do montante a receber, estando estes valores registrados no ativo não circulante.

9.1 Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD)

R\$ Mil			
Descritivo	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012	(4.550)	(313.947)	(318.497)
Constituição	(67.146)	(141.267)	(208.413)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	(71.696)	(455.214)	(526.910)
Constituição	(14.796)	-	(14.796)
Transferência para circulante	(57.836)	57.836	-
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(144.328)	(397.378)	(541.706)

No exercício de 2012, por meio de correspondência emitida pela Diretoria de Finanças de Furnas, foi cobrado à Celg o valor de R\$ 207.180 mil correspondente ao saldo devedor apurado no Instrumento Particular de Dívidas e Outras avenças celebrado entre as partes.

Em função do não reconhecimento de parte desta dívida pela Celg, Furnas constituiu uma PCLD em dezembro de 2012.

Vale mencionar, que no 1º trimestre de 2013, diante da medida liminar deferida em favor da Celg que a autorizou não efetuar mais depósitos em favor de Furnas no que diz respeito ao contrato celebrado.

Sendo assim, Furnas apresentou Recurso de Agravo de Instrumento visando cassar a aludida decisão. Recurso este, ainda pendente de julgamento. Desta forma, enquanto perdurar esta decisão, os valores que seriam destinados a Furnas serão depositados em Juízo.

Em função do exposto, a Administração decidiu manter a PCLD enquanto o trâmite não finalizar. O total provisionado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 541.706 mil, dos quais R\$ 144.328 mil estão registrados no ativo circulante e o remanescente, R\$ 397.378 mil no ativo não circulante.

Como consequência, em 31 de dezembro de 2013, a PCLD aumentou em R\$ 72.632 mil, dos quais R\$ 69.702 mil referem-se à atualização dos créditos a receber da Celg cujo

valor de R\$ 57.836 mil foi transferência das parcelas de PCLD da Celg do não circulante para o circulante.

9.2 Parcelamentos

Os parcelamentos são decorrentes de créditos de energia financiados com os seguintes intervenientes:

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Tesouro Nacional	111.863	112.427	112.917
Celg D	145.412	72.536	55.393
Celga	7.356	6.634	-
Retiro Baixo	7	-	-
(-) Ajuste a valor presente	(968)	(1.419)	-
Total circulante	263.670	190.178	168.310
Tesouro Nacional	293.718	352.162	384.181
Celg D	83.431	161.313	66.368
Celga	21.711	29.550	-
(-) Ajuste a valor presente	(1.936)	(2.836)	-
Total não circulante	396.924	540.189	450.549

Os créditos de energia financiados têm as seguintes características:

a) Tesouro Nacional - Em conformidade com o Programa de Saneamento das Finanças do Setor Público (Lei nº 8.727, de 5 de novembro de 1993), foi assinado em 30 de março de 1994, um contrato de cessão de crédito entre a União e Furnas, tendo o Banco do Brasil como agente financeiro, para refinanciamento da dívida da Celg, relativa à compra de energia, que estabeleceu as seguintes condições financeiras:

(i) A dívida da União resultante do crédito adquirido será paga a Furnas em 240 parcelas mensais consecutivas, vencíveis nas mesmas datas de vencimento das prestações do contrato de refinanciamento dessa mesma dívida, assinado entre a União e a Celg. Tendo em vista o atual fluxo de pagamentos do contrato, a dívida não será inteiramente liquidada em seu prazo de vencimento (2014). Sendo assim, como previsto em contrato, a dívida pode ser prorrogada por mais 120 meses além do prazo original;

(ii) Os juros remuneratórios são calculados sobre o saldo devedor à taxa nominal de 11% a.a., que corresponde à média ponderada das taxas estabelecidas nos contratos originais da dívida confessada; e

(iii) Atualização monetária plena sobre o saldo devedor, com base no IGP-M, ou outro índice que venha a ser determinado pelo poder executivo da União.

b) Celg D - Mediante o Instrumento Particular de Confissão de Dívidas e Outras Avenças, firmado em 12 de dezembro de 2003 entre Furnas e Celg, no montante de R\$ 378.938 mil, tendo como interveniente e anuente o Banco do Brasil S.A., a Celg reconheceu um débito referente ao faturamento de energia própria, sendo estabelecidas as seguintes cláusulas financeiras para liquidação dos compromissos:

(i) O prazo estimado de pagamento é de 216 meses, sendo o saldo devedor corrigido mensalmente pelo IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, acrescido de juros *pro rata die* à taxa de 1% a.m.; e

(ii) Os pagamentos mensais são liquidados mediante o produto da cobrança da tarifa de distribuição de energia elétrica no valor equivalente a 2,56% do faturamento bruto mensal disponibilizado pela Celg. A fim de assegurar esses pagamentos, foi criada uma conta vinculada no banco interveniente, de movimentação exclusiva para esse contrato, na qual a Celg autoriza, em caráter irrevogável e irretratável, a transferência destes valores mensais a Furnas.

c) A empresa Centrais Elétricas do Pará S.A. – Celpa acumulava com Furnas uma dívida vencida de energia, no montante de R\$ 35.472 mil, apresentando pedido de recuperação judicial em fevereiro de 2012. Aprovado na Assembléia Geral de Credores realizada em 01 de setembro de 2012, o Plano de Recuperação apresenta as seguintes condições:

(i) retificação do montante devido para R\$ 36.184 mil; e

(ii) pagamento em 60 (sessenta) parcelas mensais de R\$ 603 mil, com vencimento no último dia de cada mês a partir de fevereiro de 2013.

Os montantes apresentados se aproximam dos valores justos de realização.

NOTA 10 – DIREITO DE RESSARCIMENTO

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Outros			
Energia Livre (RTE)	16.199	16.199	16.211
(-) PCLD	(16.199)	(6.262)	(6.274)
Total Circulante	-	9.937	9.937

NOTA 11 – ATIVO FINANCEIRO – CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

R\$ Mil

Movimentação	RBSE (CT nº 062/2001)	Demais contratos de transmissão	Resoluções Autorizativas (REA)	CT nº 062/2001 sem REA	Modernização de usina	UHE Prorrogadas	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012	6.829.052	751.717	-	-	-	-	7.580.769
Ingressos	447.810	63.712	-	-	995.718	-	1.507.240
Atualização monetária	1.031.079	181.913	-	-	-	-	1.212.992
Baixa da Lei nº 12.783 – CT nº 062/2001	(2.455.924)	-	-	-	-	-	(2.455.924)
Amortização	(1.321.957)	(193.269)	-	-	-	-	(1.515.226)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	4.530.060	804.073	-	-	995.718	-	6.329.851
Ingressos	-	85.879	47.117	345.111	-	103.967	582.074
Atualização monetária	-	172.204	-	-	-	-	172.204
Provisão para baixa de ativo financeiro	-	-	(47.117)	(345.111)	-	(103.967)	(496.195)
Amortização	-	(198.461)	-	-	-	-	(198.461)
Saldo 31 de dezembro de 2013	4.530.060	863.695	-	-	995.718	-	6.389.473
Não circulante	4.530.060	863.695	-	-	995.718	-	6.389.473

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de transmissão de energia elétrica da Empresa, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) – *Contratos de Concessão*, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, abrangendo:

- (i) parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente; e
- (ii) parcela remanescente (valor residual) será classificada como um ativo financeiro em virtude de sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público com direito incondicional de receber caixa em função da inexistência de riscos de crédito e demanda.

A infraestrutura recebida ou construída de transmissão é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- (i) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores durante o prazo da concessão; e
- (ii) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

Os ativos remanescentes do contrato nº 062/2001 referem-se a RBSE, e serão submetidos à avaliação e homologação da Aneel nos termos da Lei.

Os investimentos realizados no período em modernizações das usinas, cuja concessão foi prorrogada, e aqueles relacionados ao contrato de transmissão nº 062/2001, foram provisionados como perda pois, até 31 de dezembro de 2013, não fora autorizada uma RAP para tais ativos e investimentos citados.

Os valores provisionados como perda referente às usinas poderão ser revertidos no futuro, caso a Aneel reconheça e remunere tais investimentos.

Já os relacionados à transmissão, a perda poderá ser revertida no futuro, caso os cálculos demonstrem que não há mais onerosidade no contrato nº 062/2001, seja pela concessão de novas RAPs ou redução de despesas. É importante destacar que já há reconhecimento de novas RAPs pela Aneel para este contrato, porém, ainda não são suficientes para a reversão total de sua onerosidade.

NOTA 12 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

Neste grupo classificam-se:

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Tributos a recuperar	118.085	148.953	68.524
Total circulante	118.085	148.953	68.524
Impostos diferidos ativos	919.517	862.754	573.506
Impostos diferidos passivos	(322.966)	(79.977)	(257.685)
Créditos tributários	1.251.233	1.129.396	563.434
(-) Provisão para não realização - IR	(1.021.968)	(744.028)	-
(-) Provisão para não realização - CS	(367.908)	(267.850)	-
Total Não Circulante	457.909	900.295	879.255

Baseado no atual cenário econômico projetado para exercícios futuros, decorrente das alterações propostas pela Lei nº 12.783/2013, a Empresa decidiu por constituir provisão para não realização de créditos tributários no valor total de R\$ 1.389.876 mil (31.12.2012 – R\$ 1.011.878 mil).

Os créditos fiscais relativos a Imposto de Renda (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), provenientes de diferenças temporárias, provisões para contingências e provisões para créditos de liquidação duvidosa, serão utilizados de acordo com o desfecho das ações judiciais e o ressarcimento e a arrecadação de consumidores e concessionários, respectivamente.

Ano	R\$ Mil	
	31.12.2013	31.12.2012
2014	128.770	128.770
2015	144.761	144.761
2016	149.147	149.147
2017	154.943	154.943
Após 2017	203.254	402.651
Total	780.875	980.272

12.1 Tributos a Recuperar

Classificam-se nesta rubrica, no ativo circulante e não circulante, os impostos e contribuições a recuperar até fim do exercício, como segue:

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ)	43.767	87.322	50.005
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)	17.007	35.966	16.869
Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF)	12.599	22.161	32
ICMS a recuperar	284	284	284
INSS	5.800	3.220	1.334
Tributo sobre Energia e Serviços – PASEP/COFINS Lei nº 10.833	438	-	-
IRPJ e Contribuição Social Exercícios Anteriores	37.973	-	-
Imposto de Renda a compensar – Lei nº 11.770	217	-	-
Total circulante	118.085	148.953	68.524
ICMS a recuperar	74.965	69.027	63.216
(-) Provisão para perdas	(74.965)	(69.027)	(63.216)
Total não circulante	-	-	-

Os créditos de ICMS referem-se ao Convênio de Compromisso e Cooperação Financeira que fizeram entre si a Eletronorte e o Departamento de Estradas e Rodagem do Estado do Mato Grosso (Dermat), com a interveniência do Governo do Estado do Mato Grosso, para a realização de obras e serviços de implantação e asfaltamento da estrada de acesso a APM Manso, cuja titularidade dos créditos foi transferida para Furnas, por meio da Resolução do Conselho Nacional de Desestatização nº 02/1999.

Decorridos 60 dias após o término do referido Convênio, em 31 de dezembro de 2002, Furnas manteve contatos com a Secretaria de Estado de Fazenda do Estado do Mato Grosso visando o ressarcimento dos referidos créditos.

Nos exercícios de 2007 e 2008, a Secretaria de Estado de Fazenda do Estado do Mato Grosso efetuou auditoria nas empresas envolvidas na execução das obras e serviços necessários à implementação e asfaltamento do acesso a Usina de Manso, resultando no relatório – Processo nº 100081-001/2005, emitido pela Gerência Executiva de Fiscalização Segmentada do Estado do Mato Grosso, não apresentando diferenças significativas dos registros contábeis efetuados em Furnas.

Diante do encerramento desse levantamento, a Administração da Empresa solicitou formalmente um posicionamento da Secretaria sobre a regularização da referida pendência, não obtendo resposta até a presente data. Sendo assim, a Empresa registrou uma provisão para créditos de liquidação duvidosa, no valor da totalidade dos créditos a recuperar referente ao ICMS de Manso, tendo em vista a falta de qualquer pronunciamento por parte do Governo do Estado do Mato Grosso.

Em 31 de dezembro de 2013, o valor da PCLD registrado no ativo não circulante totaliza R\$ 74.965 mil, refletindo um aumento de R\$ 5.938 mil em relação ao valor registrado em 31 de dezembro de 2012, R\$ 69.027 mil.

12.2 Impostos Diferidos Ativos

A Empresa mantém reconhecidos até o limite de realização em ativo – nos termos dos pronunciamentos técnicos CPC 26 e 32, aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, de 15 de setembro de 2009, impostos diferidos resultantes de diferenças temporárias, decorrentes dos ajustes às novas práticas contábeis, como evidenciado a seguir:

R\$ Mil			
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Adições temporárias			
Impairment – CPC 01	(a) 1.060.332	(a) 1.028.266	693.335
Despesas administrativas e gerais (DAG) descapitalizadas (Simplicio e Batalha) – CPC 27	119.891	119.891	119.891
Perdas Atuariais – CPC 33	(b) 1.524.238	(b) 1.389.356	762.856
Ativo financeiro – ICPC 01	-	-	110.700
	2.704.461	2.537.513	1.686.782
Créditos Tributários			
Imposto de renda	676.115	634.378	421.696
Contribuição social	243.401	228.376	151.810
(-) Provisão para não realização	(c) (583.748)	(c) (438.220)	-
	335.768	424.534	573.506
Total não circulante	335.768	424.534	573.506

NOTAS:

(a) R\$ 263.033 mil - Simplicio, R\$ 55.330 mil - Batalha e R\$ 16.568 mil - Campos;

(b) Variação pelas perdas atuariais apuradas no exercício de 2012; e

(c) Constituição de estimativa baseada no cenário econômico projetado, decorrente das alterações no negócio introduzidas pela Lei nº 12.783/2013.

Tais efeitos contemplam a aplicação das alíquotas de 9%, para a Contribuição Social, e 25% para o Imposto de Renda dos ajustes da adoção dos novos pronunciamentos contábeis.

12.3 Impostos Diferidos Passivos

A Empresa mantém reconhecidos, nos termos dos pronunciamentos técnicos CPC 26 e 32, aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, de 15 de setembro de 2009, imposto de renda (alíquota de 25%) e contribuição social (alíquota de 9%) diferidos resultantes de diferenças temporárias, decorrentes dos ajustes às novas práticas contábeis.

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
IRPJ diferido	(212.605)	(58.806)	(189.474)
CSLL diferido	(76.538)	(21.171)	(68.211)
PASEP/COFINS diferido	(33.823)	-	-
Total não circulante	(322.966)	(79.977)	(257.685)

A realização dos passivos diferidos foi estimada em 31 de dezembro de 2013 e 2012 conforme abaixo:

Ano	R\$ Mil	
	31.12.2013	31.12.2012
2014	(7.957)	(3.552)
2015	(3.846)	(3.846)
2016	(4.413)	(4.413)
Após 2016	(306.750)	(68.166)
Total Não Circulante	(322.966)	(79.977)

12.4 Créditos Tributários

A Empresa mantém registrados em ativo, créditos tributários que poderão ser utilizados para redução de cargas tributárias futuras, especificados como segue:

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Adições temporárias			
Provisão para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis	555.309	865.178	622.689
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	948.279	887.746	655.091
Provisão para perda na realização de imobilizado	12.502	12.502	12.502
Provisão energia comprada - Eletronuclear	-	-	25.947
Provisão Plano de Incentivo ao Desligamento de Pessoal	-	66.111	340.930
Provisão para perda – contrato oneroso	1.001.221	1.490.214	-
Provisão para perda – investimento Inambari	6.126	-	-
Prejuízo fiscal e base negativa	1.156.658	-	-
	3.680.095	3.321.751	1.657.159
Créditos Tributários			
Imposto de renda	920.024	830.438	414.290
Contribuição social	331.209	298.959	149.144
(-) Provisão para não realização de créditos tributários	(806.128)	(573.659)	-
	445.105	555.738	563.434
Total não circulante	445.105	555.738	563.434

Os efeitos tributários contemplaram a aplicação das alíquotas de 9% para a Contribuição Social e de 25% para o Imposto de Renda aplicados sobre as diferenças temporárias.

12.5 Medida Provisória (MP) nº 627/2013

No dia 11 de novembro de 2013, foi publicada a MP nº 627 que revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras providências, dentre elas:

- (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/1977 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido;
- (ii) estabelece que a modificação ou a adoção de métodos e critérios contábeis, por meio de atos administrativos emitidos com base em competência atribuída em lei comercial, que sejam posteriores à publicação desta MP, não terá implicação na apuração dos tributos federais até que lei tributária regule a matéria;
- (iii) inclui tratamento específico sobre potencial tributação de lucros ou dividendos;
- (iv) inclui disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

As disposições previstas na MP têm vigência a partir de 2015. A sua adoção antecipada para 2014 pode eliminar potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados com pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, efetivamente pagos até a data de publicação desta MP, bem como resultados de equivalência patrimonial.

Furnas está avaliando os possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e com base no que está em vigor atualmente, espera que a sua adoção antecipada, ou não, resulte em ajustes não relevantes em suas demonstrações financeiras. A administração aguarda a evolução e tratativas das emendas ao texto da referida MP para que possa decidir sobre sua adoção antecipada dentro dos prazos estabelecidos pela referida norma tributária.

A avaliação da Empresa considera a melhor interpretação do texto corrente da MP, considerando a quantidade elevada de emendas propostas até o momento. É possível, que na sua conversão em lei, o texto seja alterado e a avaliação realizada possa ser revista à luz do texto definitivo.

NOTA 13 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Cauções e depósitos vinculados	15.406	15.396	18.123
Cauções e depósitos vinculados a litígios	502.990	386.632	310.130
Total	518.396	402.028	328.253
Circulante	15.339	15.329	18.056
Não Circulante	503.057	386.699	310.197

13.1 Cauções e depósitos vinculados a litígios

Em 31 de dezembro de 2013, o montante de R\$ 518.396 mil (31.12.2012 - R\$ 402.028 mil), refere-se a diversos depósitos judiciais efetuados por Furnas em função, principalmente, de ações trabalhistas, cíveis e outras das quais destacamos: R\$ 134.051 mil depositados em função de ações envolvendo Aneel; R\$ 99.179 mil referente à atualização monetária; R\$ 62.491 mil em garantia a diversas causas; R\$ 41.285 mil em favor de Berreta Coelho; e R\$ 19.929 mil em favor de diversos sindicatos.

Vale ressaltar, que a variação no saldo desta rubrica, em 31 de dezembro de 2013 em comparação a 31 de dezembro de 2012, deve-se, principalmente, ao registro da variação monetária do período no valor de R\$ 26.475 mil e dos seguintes depósitos envolvendo causas: a) trabalhistas no valor R\$ 41.285 mil e b) cíveis e outras (regulatórias - Aneel) no total de R\$ 28.669 mil.

NOTA 14 – ALMOXARIFADO

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Material			
Almoxarifado	109.757	109.080	101.097
Destinado a alienação	2.290	4.665	2.994
Outros	147	140	166
Subtotal	112.194	113.885	104.257
Compras em curso	-	-	376
Adiantamentos a fornecedores	116	116	116
Total	112.310	114.001	104.749
Circulante	21.454	24.954	23.840
Não Circulante	90.856	89.047	80.909

Os itens classificados em almoxarifado são para consumo normal no curso das atividades da Empresa e, quando usados, são levados a resultado como despesa do exercício.

NOTA 15 – INDENIZAÇÕES DAS CONCESSÕES (LEI Nº 12.783/2013)

Furnas aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, assinando, em 4 de dezembro de 2012, os contratos de prorrogação das concessões afetadas, passando todos os bens vinculados ao respectivo contrato para a União, sob a administração da Empresa.

Sendo assim, o valor indenizado a ser recebido por Furnas foi calculado pelo Governo como descrito a seguir:

Geração	Transmissão
Furnas optou pelo recebimento da indenização de (a) R\$ 64.368 mil à vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, atualizada pelo IPCA nos termos do art. 3º da Portaria Interministerial nº 580, de 1º de novembro de 2012; e de (b) R\$ 679.880 mil em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação da Portaria anteriormente citada, atualizadas pelo IPCA nos termos do art. 3º, acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.	Furnas optou pelo recebimento da indenização de (c) R\$ 2.878.028 mil em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente em 1º de novembro de 2012, atualizadas pelo IPCA nos termos do art. 3º da Portaria Interministerial nº 580, de 1º de novembro de 2012, acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

Diante do exposto, a movimentação do contas a receber das parcelas indenizadas demonstra-se como segue:

Descritivo	R\$ Mil Valor
Saldo em 1º de janeiro de 2012	-
Constituição do direito à indenização em 4 de dezembro de 2012 (a + b + c)	3.622.276
Atualização monetária em 31 de dezembro de 2012	89.812
Saldo em 31 de dezembro de 2012	3.712.088
Atualização monetária	333.038
Recebimentos em jan a dez/2013	(1.914.774)
Transferência do não circulante	1.593.428
Transferência para o circulante	(1.593.428)
Total em 31 de dezembro de 2013	2.130.352
Circulante	1.499.440
Não circulante	630.912

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

NOTA 16 – OUTROS

Este grupo de contas compõem-se de diversos valores a receber dispostos como segue:

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Empresas de energia elétrica ^(b)	52.424	263.387	1.339
(-) Ajuste a valor presente - empresas de energia elétrica	-	(13.830)	-
Adiantamento a fornecedores	147.015	145.488	90.599
(-) Provisão para perda com crédito de liquidação duvidosa - adiantamento a fornecedores	(86.538)	(59.056)	(36.465)
Desativações e alienações em curso	11.975	18.061	16.684
Fundação Real Grandeza	5.380	5.106	2.243
Serviços prestados a terceiros	2.862	4.781	12.375
(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa - serviços prestados a terceiros	(1.261)	(1.352)	(5.181)
Alienações de bens e direitos	2.986	3.401	3.219
(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa - alienações de bens e direitos	(2.993)	(3.033)	(3.114)
Dispêndios a reembolsar (inclui em curso)	10.006	16.944	8.014
(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa - dispêndios a reembolsar	(2.932)	(2.446)	(2.256)
Empregados	2.764	8.553	12.435
Empréstimos concedidos	3.353	3.345	2.998
Recebimentos - renegociação a receber	1.292	3.152	2.524
Despesas pagas antecipadamente	2.162	1.923	1.269
Outros	514	616	285
(-) PCLD - outros	-	(74)	(77)
Total Circulante	149.009	394.966	106.891
Empresas de energia elétrica ^(b)	272.010	751.565	180.282
(-) Ajuste a valor presente - empresas de energia elétrica	-	(27.665)	-
(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa - empresas de energia elétrica	(180.120)	(180.120)	(180.120)
Outros créditos Gamek	23.733	20.539	18.418
(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa - Outros créditos Gamek	(23.733)	(20.539)	(18.418)
Bens e direitos destinados a alienação	12.180	14.467	15.579
Títulos precatórios - Finsocial	13.052	12.339	14.894
Empréstimos concedidos	6.152	7.912	11.199
Recebimentos - renegociação a receber (inclui RBE)	-	1.088	-
Concessões a licitar	3.862	3.862	3.862
Concessões licitadas	1.250	1.250	7.871
Fundo LabUAT - Cepel ^(a)	-	95.000	-
Outros (inclui FGTS Empresa)	17.861	18.960	21.688
(-) PCLD - Outros	(17.832)	(18.929)	(21.473)
Total Não Circulante	128.415	679.729	53.782

^(a) O valor registrado em 31 de dezembro de 2012, foi transferido para a rubrica "pesquisa e desenvolvimento - serviço próprio", em virtude da Anel ter autorizado sua inclusão como projeto de P&D ao longo do 1º semestre de 2013.

^(b) A variação nesta rubrica deve-se principalmente à transferência de valores originalmente faturados à Eletronorte para o grupo de clientes, de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.585/2013 da Anel.

16.1.1 Eletronuclear

A movimentação do saldo da Eletronuclear na rubrica de empresas de energia elétrica, acima descrita, é demonstrada como segue:

Descritivo	R\$ Mil		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012	-	-	-
Diferencial de tarifa ^(a)	193.810	387.621	581.431
Ajuste a valor presente	(13.830)	(27.665)	(41.495)
Diferencial de tarifa ^(b)	56.227	168.680	224.907
Atualização monetária	4.995	14.984	19.979
Saldo em 31 de dezembro de 2012	241.202	543.620	784.822
Estorno da REH Aneel nº 1.406/2013	(241.202)	(543.620)	(784.822)
Efeito da REH Aneel nº 1.585/2013	422.244	381.799	804.043
Atualização monetária	2.662	18.649	21.311
Transferência para clientes	(376.745)	(308.720)	(685.465)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	48.161	91.728	139.889

^(a) O valor de R\$ 581.431 mil correspondente ao diferencial de que se refere o art. 12 da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, que será cobrado das concessionárias de distribuição e repassado a Furnas, todos de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012.

^(b) O valor de R\$ 224.907 mil a ser recebido da Eletronuclear correspondente à diferença da tarifa cobrada pela Eletronuclear em relação à tarifa definitiva homologada pela Aneel.

16.1.2 Companhia de Interconexão Energética (Cien)

Em 1998, Furnas e Cien firmaram contrato de compra e venda de 700 MW de potência firme com energia associada para importação de energia da Argentina.

A importação da energia da Argentina está lastreada em contratos firmados entre a Cien e a *Compañía de Transmision del Mercosul S.A.* e, também, com a empresa Endesa Costanera, associados, respectivamente, à transmissão e à produção de energia em território argentino.

A crise de suprimento de gás natural na Argentina motivou o direcionamento deste insumo da importação de energia para atendimento às necessidades de seu mercado interno.

Diante da indisponibilidade de geração e transporte de energia contratados, fato este constatado por meio de fiscalização da Aneel, em 30 de março de 2005, o MME, por meio da Portaria nº 153, reduziu a garantia física de energia da interconexão Garabi 1, de propriedade da Cien, de 1.000 MW médios para 240,8 MW médios, cuja comercialização era feita por Furnas. Posteriormente, em 20 de junho de 2006, a Aneel editou a Resolução Normativa nº 224, que reduziu a zero a garantia física da interconexão.

Por força da não entrega da energia, caracterizou-se o inadimplemento contratual, por parte da Cien acarretando a aplicação de multas e ressarcimentos previstos no contrato.

A Cien não reconhece as penalidades alegando que, devido à escassez de energia no mercado argentino, o Governo daquele País mudou as regras do setor, permitindo a exportação de energia elétrica somente se a demanda estiver garantida.

Diante das incertezas quanto à realização dos créditos, Furnas constituiu uma provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre os valores registrados no total de R\$ 134.284 mil, classificados na rubrica de empresas de energia elétrica.

Em 30 de dezembro de 2009, a Aneel, por meio do Despacho nº 4.843, reduziu os montantes de energia e potência associada aos contratos celebrados, no âmbito do ambiente regulado, entre Furnas e as distribuidoras Ceal, Cepisa, Ampla e Coelce, em razão da extinção da energia disponibilizada pela Cien para Furnas.

A Administração da Empresa está envidando esforços junto à sua controladora Eletrobras e ao Ministério de Minas e Energia para equacionar as pendências relativas ao não cumprimento das cláusulas contratuais pactuadas entre as partes.

16.1.3 Adiantamento a fornecedores – Eletrobras Participações S.A. – Eletropar

O projeto Eletronet, iniciado em 1999, com participação de Furnas, consistiu na implantação de uma rede nacional de transmissão de informações a longa distância, suportada por fibras ópticas em cabos para-raios instalados em substituição aos cabos para-raios convencionais existentes na infraestrutura de linhas de transmissão de energia elétrica.

Os anos de 2001 e 2002 foram marcados por profundas dificuldades no que se refere à captação de recursos financeiros para investimentos no setor de telecomunicações. Tais dificuldades impactaram de forma negativa o negócio Eletronet uma vez que, para a sua estruturação, previa-se a utilização de financiamentos viabilizados pelos seus principais fornecedores, o que não se confirmou. A Eletronet deixou de repassar os pagamentos da Receita Fixa do Negócio, relativa ao Direito de Passagem e Direitos sobre Fibras Ópticas.

Em 15 de maio de 2003, foi decretada a falência com continuidade operacional da Eletronet, sendo que a Eletropar apropriou-se, junto à massa falida, de todos os créditos devidos pela Eletronet. Quando da liquidação ou eventual equacionamento da dívida, Furnas poderá recuperar, pelo menos em parte, os valores não repassados pela Eletronet. Diante da incerteza do recebimento, a Empresa registrou uma provisão para créditos de liquidação duvidosa no valor de todas as receitas cobradas e não repassadas, montante esse equivalente a R\$ 15.740 mil.

16.1.4 Contas a receber Chesf

No exercício de 2010, do valor complementado na provisão para créditos de liquidação duvidosa, R\$ 30.096 mil eram referentes aos créditos oriundos da diferença entre os recursos disponibilizados por Furnas para liquidação parcial dos compromissos da Chesf referentes às operações, de setembro de 2000 a setembro de 2002, no Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o valor reembolsado por este.

Desde 2003, técnicos de Furnas e Chesf tentam equacionar esse valor. A Chesf não reconhece o valor lançado por Furnas em setembro de 2003, alegando que o referido débito já foi regularizado, mediante encontro de contas, efetuado pela *holding* por ocasião de uma das liquidações do MAE. Furnas não concorda e afirma desconhecer qualquer acordo formal entre as partes no qual esse débito fosse liquidado.

16.2 Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

A movimentação na provisão para créditos de liquidação duvidosa para as rubricas deste grupamento de contas é a seguinte:

R\$ Mil			
Descritivo	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012	(47.093)	(220.011)	(267.104)
(+) Complemento/constituição	(35.523)	(2.121)	(37.644)
(-) Reversão	16.655	2.544	19.199
Saldo em 31 de dezembro de 2012	(65.961)	(219.588)	(285.549)
(+) Complemento/constituição	(27.763)	(2.097)	(29.860)
(-) Reversão	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(93.724)	(221.685)	(315.409)

16.3 Empréstimos e financiamentos concedidos

R\$ Mil			
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
O N S	4.282	5.970	7.555
Programa Reluz – Prefeitura de Goiânia	592	1.302	2.012
Programa Reluz – Prefeitura de Jataí	3.047	3.985	4.630
Programa Reluz – Prefeitura de Anápolis	1.584	-	-
Total	9.505	11.257	14.197
Circulante	3.353	3.345	2.998
Não Circulante	6.152	7.912	11.199

NOTA 17 – INVESTIMENTOS

A rubrica de investimentos de Furnas está decomposta como segue:

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Participações societárias permanentes			
Sociedade de Propósito Específico (SPE)			
Baguari Energia S.A. (Baguari)	92.437	89.239	90.346
Brasventos Eolo Geradora Energia	22.561	23.629	7.561
Brasventos Miassaba 3 Geradora	31.132	32.419	10.333
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	345.387	303.627	276.365
Companhia Hidrelétrica Teles Pires ^(a)	-	89.816	93.550
Teles Pires Participações ^(a)	262.618	3.170	-
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (Centroeste)	17.630	23.795	20.718
Companhia Transirapé de Transmissão (Transirapé)	14.050	11.360	10.713
Companhia Transleste de Transmissão (Transleste)	27.187	25.687	23.630
Companhia Transudeste de Transmissão (Transudeste)	14.007	13.871	13.894
Enerpeixe S.A.	525.379	514.735	536.652
Goiás Transmissão S.A.	131.579	101.646	40.540
Inambari Geração de Energia (Igesa)	6.126	6.640	6.937
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	314.883	239.746	179.878
Madeira Energia S.A. (MESA) ^(b)	2.506.082	1.870.691	792.696
MGE Transmissão S.A.	106.371	63.431	34.217
Rei dos Ventos 3 Geradora	20.448	21.807	9.688
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	113.181	110.078	106.068
Serra do Facão Energia S.A.	60.742	104.098	145.463
Transenergia Goiás S.A.	2.461	2.512	2.785
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	78.241	107.865	70.821
Transenergia São Paulo S.A.	49.632	31.315	24.602
Caldas Novas Transmissão	10.634	6.467	50
Luziânia – Niquelândia Transmissora S.A.	5.635	931	-
Energia dos Ventos I S.A.	5.372	167	-
Energia dos Ventos II S.A.	3.275	123	-
Energia dos Ventos III S.A.	4.841	152	-
Energia dos Ventos IV S.A.	7.020	216	-
Energia dos Ventos V S.A.	5.637	157	-
Energia dos Ventos VI S.A.	7.766	206	-
Energia dos Ventos VII S.A.	7.840	216	-
Energia dos Ventos VIII S.A.	5.617	157	-
Energia dos Ventos IX S.A.	5.748	167	-
Energia dos Ventos X S.A.	4.308	137	-
Triângulo Mineiro Transmissora	10.465	-	-
Paranaíba	17.801	-	-
Central Eólica Famosa I S.A.	7.263	-	-
Central Eólica Pau Brasil S.A.	4.840	-	-
Central Eólica Rosada S.A.	9.086	-	-
Central Eólica São Paulo S.A.	5.450	-	-
Vale do São Bartolomeu	663	-	-
Punaú I	123	-	-
Carnaúba I	113	-	-
Carnaúba II	93	-	-

Continua

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Continuação

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Carnaúba III	83	-	-
Carnaúba V	123	-	-
Cervantes I	83	-	-
Cervantes II	64	-	-
Bom Jesus	93	-	-
Cachoeira	64	-	-
Pitimbu	93	-	-
São Caetano I	93	-	-
São Caetano	132	-	-
São Galvão	123	-	-
Subtotal de investimentos em SPE	4.872.675	3.800.273	2.497.507
Outros investimentos			
Terrenos para uso futuro	1.883	1.883	1.883
Investimentos pelo custo de aquisição	11.073	10.447	6.430
Subtotal de outros investimentos	12.956	12.330	8.313
Provisão para perdas sobre investimento			
Inambari Geração de Energia (Igesa)	(6.126)	-	-
Subtotal de provisão para perdas sobre investimento	(6.126)	-	-
Total de investimentos	4.879.505	3.812.603	2.505.820

NOTA:

- (a) Em dezembro de 2012, foi modelada uma reestruturação societária na Cia Teles Pires em que foi criada a Teles Pires Participações (TPP) como instrumento de alavancagem financeira dos acionistas para o empreendimento UHE Teles Pires, detendo 99,01% do capital social da Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP). A TPP é composta por Furnas e Eletrosul, cada uma detendo 24,72% das ações da companhia e Neoenergia, detendo 50,56% das ações da companhia. A CHTP possui o Capital Social distribuído entre TPP, com 99,01% e OEB com 0,9%. A TPP realizou emissão de debêntures no montante de R\$ 650 milhões, subscritas pelo FI-FGTS. O Estatuto Social da TPP foi registrado na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro (JUCERJA) em 16 de janeiro de 2013.

O efeito da transferência do investimento da Companhia Hidrelétrica Teles Pires para a Teles Pires Participações está descrito como segue:

Descritivo	CHTP	TPP
Participação de Furnas	24,5%	24,72%
Saldo em 1º de Janeiro de 2012	93.550	-
Ajuste de avaliação patrimonial de exercícios anteriores	-	3.170
Equivalência Patrimonial	(3.734)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	89.816	3.170
Adições (transferência da Cia Hidrelétrica Teles Pires)	-	89.816
Baixas (transferência para a TPP)	(89.816)	-
Equivalência patrimonial	-	(3.255)
Saldo em 28 de fevereiro de 2013	-	89.731
Adições	-	174.790
Equivalência patrimonial	-	(1.903)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	-	262.618

- (b) Em 31 de dezembro de 2013, a investida Madeira Energia S.A. (MESA) da qual Furnas tem participação de 39% apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 199.510 mil. Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas.

17.1 Mutação do investimento no período indicado:

R\$ Mil

Descritivo	Part. (%)	Saldo reapresentado em 31.12.2012	Aportes/ Transferências	Baixa	Equiva- lência Patri- monial	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Dividendos Propostos	Saldo em 31.12.2013
Participações societárias permanentes								
Sociedade de Propósito Específico (SPE)								
Baguari Energia S.A.	30,6122	89.239	-	-	5.035	-	(1.837)	92.437
Brasventos Eolo Geradora de Energia	24,5000	23.629	-	-	(1.068)	-	-	22.561
Brasventos Miassaba 3 Geradora	24,5000	32.419	-	-	(1.287)	-	-	31.132
Caldas Novas	49,9000	6.467	2.589	-	1.578	-	-	10.634
Centroeste de Minas	49,0000	23.795	-	(3.527)	3.746	-	(6.384)	17.630
Chapecoense Geração S.A.	40,0000	303.627	-	-	90.568	-	(48.808)	345.387
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	24,5000	89.816	-	(89.816)	-	-	-	-
Teles Pires Participações	24,7200	^(b) 3.170	264.606	-	(5.158)	-	-	262.618
Enerpeixe	40,0000	514.735	-	-	96.604	-	(85.960)	525.379
Goiás Transmissão S.A.	49,0000	101.646	51.499	-	(1.815)	-	(19.751)	131.579
Inambari Geração de Energia	19,6000	6.640	561	-	(1.088)	13	-	6.126
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5000	239.746	69.826	-	5.311	-	-	314.883
Madeira Energia S.A.	39,0000	^(b) 1.870.691	654.069	-	(18.678)	-	-	2.506.082
MGE Transmissão S.A.	49,0000	63.431	45.570	-	(2.831)	-	201	106.371
Rei dos Ventos 3 Geradora	24,5000	21.807	-	-	(1.359)	-	-	20.448
Retiro Baixo Energética S.A.	49,0000	110.078	-	-	3.103	-	-	113.181
Serra do Facão Energia S.A.	49,4737	104.098	-	-	(26.544)	-	(16.812)	60.742
Transenergia Goiás S.A.	49,0000	2.512	436	-	(487)	-	-	2.461
Transenergia Renovável S.A.	49,0000	107.865	1.960	-	(21.680)	-	(9.904)	78.241
Transenergia São Paulo S.A.	49,0000	31.315	8.085	-	15.107	-	(4.875)	49.632
Transirapé	24,5000	11.360	-	-	3.745	-	(1.055)	14.050
Transleste	24,0000	25.687	-	-	6.840	-	(5.340)	27.187
Transudeste	25,0000	13.871	-	-	3.909	-	(3.773)	14.007
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	49,0000	931	4.835	-	(131)	-	-	5.635
Energia dos Ventos I S.A.	49,0000	167	5.228	-	(23)	-	-	5.372

Continua

NOTAS NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Continuação								R\$ Mil
Descritivo	Part. (%)	Saldo reapresentado em 31.12.2012	Aportes/ Transferências	Baixa	Equivalência Patrimonial	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Dividendos Propostos	Saldo em 31.12.2013
Participações societárias permanentes								
Sociedade de Propósito Específico (SPE)								
Energia dos Ventos II S.A.	49,0000	123	3.175	-	(23)	-	-	3.275
Energia dos Ventos III S.A.	49,0000	152	4.714	-	(25)	-	-	4.841
Energia dos Ventos IV S.A.	49,0000	216	6.830	-	(26)	-	-	7.020
Energia dos Ventos V S.A.	49,0000	157	5.503	-	(23)	-	-	5.637
Energia dos Ventos VI S.A.	49,0000	206	7.585	-	(25)	-	-	7.766
Energia dos Ventos VII S.A.	49,0000	216	7.649	-	(25)	-	-	7.840
Energia dos Ventos VIII S.A.	49,0000	157	5.482	-	(22)	-	-	5.617
Energia dos Ventos IX S.A.	49,0000	167	5.605	-	(24)	-	-	5.748
Energia dos Ventos X S.A.	49,0000	137	4.194	-	(23)	-	-	4.308
Triângulo Mineiro	49,0000	-	10.908	-	(443)	-	-	10.465
Paranaíba	24,5000	-	17.640	-	161	-	-	17.801
Central Eólica Famosa I S.A.	49,0000	-	7.568	-	(305)	-	-	7.263
Central Eólica Pau Brasil S.A.	49,0000	-	5.065	-	(225)	-	-	4.840
Central Eólica Rosada S.A.	49,0000	-	9.433	-	(347)	-	-	9.086
Central Eólica São Paulo S.A.	49,0000	-	5.691	-	(241)	-	-	5.450
Vale do São Bartolomeu	39,0000	-	663	-	-	-	-	663
Punaú I	49,0000	-	123	-	-	-	-	123
Carnaúba I	49,0000	-	113	-	-	-	-	113
Carnaúba II	49,0000	-	93	-	-	-	-	93
Carnaúba III	49,0000	-	83	-	-	-	-	83
Carnaúba V	49,0000	-	123	-	-	-	-	123
Cervantes I	49,0000	-	83	-	-	-	-	83
Cervantes II	49,0000	-	64	-	-	-	-	64
Bom Jesus	49,0000	-	93	-	-	-	-	93
Cachoeira	49,0000	-	64	-	-	-	-	64
Pitimbu	49,0000	-	93	-	-	-	-	93
São Caetano I	49,0000	-	93	-	-	-	-	93
São Caetano	49,0000	-	132	-	-	-	-	132
São Galvão	49,0000	-	123	-	-	-	-	123
Subtotal		3.800.273	1.218.249	(93.343)	151.780	13	(204.297)	4.872.675

Continua

NOTAS NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Continuação R\$ Mil

Descritivo	Part. (%)	Saldo reapresentado em 31.12.2012	Aportes/ Transferências	Baixa	Equiva lência Patri- monial	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Dividendos Propostos	Saldo em 31.12.2013
Outros investimentos								
Terrenos para uso futuro	-	1.883	-	-	-	-	-	1.883
Investimentos pelo custo de aquisição	-	10.447	626	-	-	-	-	11.073
Subtotal		12.330	626	-	-	-	-	12.956
Provisão para perda								
Inambari Geração de Energia	-	-	86	^(a) (6.212)	-	-	-	(6.126)
Subtotal		-	86	(6.212)	-	-	-	(6.126)
Total da rubrica investimentos		3.812.603	1.218.961	(99.555)	151.780	13	(204.297)	4.879.505

(a) No segundo semestre de 2013, tendo em vista a impossibilidade de conclusão das audiências públicas necessárias à obtenção da concessão e a necessidade de se aguardar as ações a serem empreendidas pelo Governo peruano nas áreas de segurança e social, a Administração decidiu suspender as atividades na região do Projeto até a conclusão destas ações. Sendo assim, Furnas optou por registrar uma provisão para perda no valor de R\$ 6.212 mil.

(b) Valores ajustados em 31 de dezembro de 2012 com a capitalização dos encargos financeiros na Madeira (R\$ 201.650 mil) e na Teles Pires Participações (R\$ 3.170 mil), correspondentes aos exercícios anteriores a 2012 e que foram ajustados diretamente no PL das respectivas Companhias, não constituindo portanto resultado de equivalência em Furnas.

NOTAS NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

Descritivo	Part. (%)	Saldo em 01.01.2012	Aportes/ Adições	Equiva- lência Patri- monial	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Dividendos Propostos	Saldo reapresentado em 31.12.2012
Participações societárias permanentes							
Sociedade de Propósito Específico (SPE)							
Baguari Energia S.A.	30,6122	90.346	-	8.623	-	(9.730)	89.239
Brasventos Eolo Geradora de Energia	24,5000	7.561	16.691	(623)	-	-	23.629
Brasventos Miassaba 3 Geradora	24,5000	10.333	22.885	(799)	-	-	32.419
Caldas Novas	49,9000	50	6.417	-	-	-	6.467
Centroeste de Minas	49,0000	20.718	-	3.963	-	(886)	23.795
Chapecoense Geração S.A.	40,0000	276.365	-	32.763	-	(5.501)	303.627
Cia Hidrelétrica Teles Pires	24,5000	93.550	-	(3.734)	-	-	89.816
Teles Pires Participações	24,7200	-	-	-	(a) 3.170	-	3.170
Enerpeixe	40,0000	536.652	-	76.523	-	(98.440)	514.735
Goiás Transmissão S.A.	49,0000	40.540	56.840	4.566	-	(300)	101.646
Inambari Geração de Energia	19,6000	6.937	453	(919)	169	-	6.640
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5000	179.878	67.620	(7.752)	-	-	239.746
Madeira Energia S.A.	39,0000	792.696	1.126.504	(100.458)	(a) 51.949	-	1.870.691
MGE Transmissão S.A.	49,0000	34.217	27.440	1.975	-	(201)	63.431
Rei dos Ventos 3 Geradora	24,5000	9.688	12.894	(775)	-	-	21.807
Retiro Baixo Energética S.A.	49,0000	106.068	-	4.010	-	-	110.078
Serra do Facão Energia S.A.	49,4737	145.463	-	(40.360)	-	(1.005)	104.098
Transenergia Goiás S.A.	49,0000	2.785	-	(273)	-	-	2.512
Transenergia Renovável S.A.	49,0000	70.821	32.830	4.214	-	-	107.865
Transenergia São Paulo S.A.	49,0000	24.602	4.900	2.378	-	(565)	31.315
Transirapé	24,5000	10.713	-	1.969	-	(1.322)	11.360

Continua

NOTAS NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Continuação

R\$ Mil

Descritivo	Part. (%)	Saldo reapresentado em 01.01.2012	Aportes/ Adições	Equiva- lência Patri- monial	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Dividendos Propostos	Saldo reapresentado em 31.12.2012
Participações societárias permanentes							
Sociedade de Propósito Específico (SPE)							
Transleste	24,0000	23.630	-	4.042	-	(1.985)	25.687
Transudeste	25,0000	13.894	-	2.036	-	(2.059)	13.871
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	49,0000	-	931	-	-	-	931
Energia dos Ventos I S.A.	49,0000	-	167	-	-	-	167
Energia dos Ventos II S.A.	49,0000	-	123	-	-	-	123
Energia dos Ventos III S.A.	49,0000	-	152	-	-	-	152
Energia dos Ventos IV S.A.	49,0000	-	216	-	-	-	216
Energia dos Ventos V S.A.	49,0000	-	157	-	-	-	157
Energia dos Ventos VI S.A.	49,0000	-	206	-	-	-	206
Energia dos Ventos VII S.A.	49,0000	-	216	-	-	-	216
Energia dos Ventos VIII S.A.	49,0000	-	157	-	-	-	157
Energia dos Ventos IX S.A.	49,0000	-	167	-	-	-	167
Energia dos Ventos X S.A.	49,0000	-	137	-	-	-	137
Subtotal		2.497.507	1.378.103	(8.631)	(55.288)	(121.994)	3.800.273
Outros investimentos							
Terrenos para uso futuro		1.883	-	-	-	-	1.883
Investimentos pelo custo de aquisição		6.430	4.017	-	-	-	10.447
Subtotal		8.313	4.017	-	-	-	12.330
Total da rubrica investimentos		2.505.820	1.382.120	(8.631)	(55.288)	(121.994)	3.812.603

^(a) Valores ajustados em 31 de dezembro de 2012, com a capitalização dos encargos financeiros na Mesa (R\$ 54.692 mil) e na Teles Pires Participações (R\$ 3.170 mil), correspondentes aos exercícios anteriores a 2012 e que foram ajustados diretamente no PL das respectivas Companhias, não constituindo portanto resultado de equivalência em Furnas. Vale mencionar que em 1º de janeiro de 2012, a mesma capitalização financeira de encargos financeiros na Mesa gerou um aumento de R\$ 146.958 mil em sua respectiva rubrica de investimento em Furnas quando compara-se o valor anteriormente divulgado em 31 de dezembro de 2011.

17.2 Resumo das informações das investidas

De acordo com as orientações dispostas no CPC 45 – Divulgação de Participações em Outras Entidades, segue quadro resumo com as informações das principais investidas de Furnas e uma coluna com o total das demais investidas:

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS DAS JOINT VENTURES	PRINCIPAIS INVESTIDAS							DEMAIS INVESTIDAS	R\$ Mil TOTAL
	CHAPECOENSE	ENERPEIXE	MADEIRA ENERGIA	IE MADEIRA	SERRA DO FACÃO	TELES PIRES	TOTAL		
BALANÇO PATRIMONIAL EM 31.12.2013									
Caixa e equivalente de caixa	44.923	47.187	298.370	6.689	15.494	630	413.293	196.193	609.486
Outros ativos circulantes	99.094	62.907	402.551	188.423	35.148	742.421	1.530.544	288.817	1.819.361
Ativo não circulante	3.298.024	1.773.006	19.822.689	3.923.677	2.023.836	3.234.386	34.075.618	3.327.505	37.403.123
TOTAL ATIVO	3.442.041	1.883.100	20.523.610	4.118.789	2.074.478	3.977.437	36.019.455	3.812.515	39.831.970
Empréstimos e financiamentos (curto prazo)	135.688	114.752	234.785	114.847	73.710	14.638	688.420	93.822	782.242
Outros passivos circulantes	139.461	120.810	665.646	36.131	27.276	141.958	1.131.282	186.630	1.317.912
Empréstimos e financiamentos (longo prazo)	1.659.875	123.341	11.658.419	2.316.564	443.255	2.645.061	18.846.515	1.140.418	19.986.933
Outros passivos não circulantes	643.549	210.750	1.538.910	396.012	1.407.461	113.408	4.310.090	212.641	4.522.731
Patrimônio Líquido	863.468	1.313.447	6.425.850	1.255.235	122.776	1.062.372	11.043.148	2.179.004	13.222.152
TOTAL PASSIVO	3.442.041	1.883.100	20.523.610	4.118.789	2.074.478	3.977.437	36.019.455	3.812.515	39.831.970
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31.12.2013									
(+) Receita Líquida	567.286	424.737	1.300.586	784.981	252.057	112	3.329.759	508.365	3.838.124
(-) Custo da Operação	(103.221)	(88.926)	(698.954)	(573.941)	(253.941)	(12.996)	(1.731.979)	(274.624)	(2.006.603)
Lucro Bruto	464.065	335.811	601.632	211.040	(1.884)	(12.884)	1.597.780	233.741	1.831.521
(-) Despesas operacionais	(97.843)	(51.243)	(331.042)	(50.275)	(26.743)	(2.089)	(559.235)	(129.620)	(688.855)
(+) Receita financeira	15.792	12.195	18.115	9.691	4.278	-	60.071	294.646	354.717
(-) Despesa financeira	(140.980)	(53.551)	(323.895)	(153.651)	(38.728)	(925)	(711.730)	(58.832)	(770.562)
Lucro antes dos impostos	241.034	243.212	(35.190)	16.805	(63.077)	(15.898)	386.886	339.935	726.821
(-) Impostos sobre o lucro	(79.433)	(23.994)	(12.548)	(5.713)	(10.932)	-	(132.620)	(108.006)	(240.626)
Lucro Líquido	161.601	219.218	(47.738)	11.092	(74.009)	(15.898)	254.266	231.929	486.195
Outras informações:									
Depreciação e amortização	(64.365)	(49.398)	(230.612)	-	(24.361)	(72)	(368.808)	(14.370)	(383.178)

17.2.1 Investida Mesa

A Controlada pleiteou junto à ANEEL projeto de ampliação da UHE Santo Antônio em 6 unidades geradoras ("UG") para obter o aproveitamento ótimo de geração do Rio Madeira e para o Sistema Interligado Nacional (SIN), aumentando sua capacidade instalada em 418 MW (de 3.150 MW para 3.568 MW). A ANEEL, por meio do despacho nº 2.075, de 25 de junho de 2013, aprovou o projeto condicionando-o à cessão de lastro de 24,3 MW médios de garantia física em favor da Energia Sustentável do Brasil S.A. – ESBR. Em 18 de setembro de 2013, o Conselho de Administração da Companhia também aprovou esta ampliação.

Durante o ano de 2013, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL decidiu liberar as seguintes unidades geradoras para operação:

UG	Capacidade	Data da entrada em operação	Despacho	Operação
UG ₁₁	69.590 kw	18.01.2013	105/2013	Comercial
UG ₁₀	69.590 kw	12.03.2013	686/2013	Comercial
UG ₁₂	69.590 kw	05.06.2013	1.036/2013	Comercial
UG ₁₃	73.290 kw	11.06.2013	1.748/2013	Comercial
UG ₁₆	73.290 kw	28.06.2013	1.801/2013	Teste
UG ₁₄	73.290 kw	03.08.2013	2.012/2013	Comercial
UG ₁₇	73.290 kw	15.08.2013	3.057/2013	Comercial
UG ₁₈	73.290 kw	19.08.2013	2.885/2013	Teste
UG ₁₅	73.290 kw	19.08.2013	3.057/2013	Comercial
UG ₂₂	69.590 kw	05.11.2013	3.714/2013	Teste
UG ₂₃	73.290 kw	04.12.2013	4.114/2013	Teste

Em 31 de dezembro de 2013, a UHE Santo Antônio possui 16 unidades geradoras em operação comercial, totalizando 1.139,8 MW médios de garantia física e 4 unidades geradoras em teste.

A investida reavaliou sua política contábil de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas e individuais e promoveu ajustes que impactaram as demonstrações financeiras do exercício de 2013, requerendo também a reapresentação das cifras comparativas de 2012. Estes ajustes referem-se, basicamente, a capitalização da variação monetária e dos encargos financeiros das debêntures emitidas pela Mesa, com o objetivo exclusivo de financiar a UHE Santo Antônio. Até 31 de dezembro de 2013, o montante correspondente a esse ajuste foi de R\$ 816.630 mil gerando em Furnas um total de R\$ 201.650 mil para o mesmo período citado.

17.3 Outros investimentos

Tratam-se de investimentos adquiridos pelo custo de aquisição e, que quando aplicável, são avaliados a valor de mercado.

17.4 SPEs em fase de constituição

a) Geração Eólica

No dia 23 de agosto de 2013, os consórcios firmados por Furnas e o parceiro FIP Caixa Milão arremataram, no leilão de Energia de Reserva 2013 realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), 13 parques eólicos, com a venda de 248 MW para entrega a partir de 1º de setembro de 2015 e prazo de 20 anos. Os lotes arrematados são compostos por dois conjuntos de parques eólicos: o Punaú, formado por sete centrais geradoras a serem construídas nos municípios de Rio do Fogo e Pureza (Rio Grande do Norte); e Baleia, com seis parques, em Itapipoca (Ceará).

b) Novas Linhas de Transmissão

A SPE constituída pelo Fundo Caixa Milão (51%), Celg (10%) e Furnas (39%) arrematou o Lote B no Leilão de Transmissão nº 002/2013 da Aneel, realizado na sede da Bovespa (SP). Este lote é composto por três linhas de transmissão e uma subestação nas regiões de Brasília, no Distrito Federal, e Luiziana, em Goiás. Estes empreendimentos deverão ser implantados até 2017.

NOTA 18 – IMOBILIZADO

Os saldos do ativo imobilizado de Furnas que não estão dentro dos critérios estabelecidos na ICPC 01 (R1) em 31 de dezembro de 2013, 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012 são:

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
EM SERVIÇO			
Custo			
Terrenos	393.766	278.271	366.776
Reservatórios, barragens e adutoras	2.929.272	2.035.754	4.883.458
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.262.852	1.131.751	1.364.902
Máquinas e equipamentos	3.259.480	1.910.572	3.012.564
Veículos	34.249	26.449	26.171
Móveis e utensílios	27.172	21.128	21.707
Subtotal	7.906.791	5.403.925	9.675.578
Depreciação			
Reservatórios, barragens e adutoras	(869.921)	(860.551)	(1.843.722)
Edificações, obras civis e benfeitorias	(550.974)	(539.923)	(662.244)
Máquinas e equipamentos	(989.266)	(731.007)	(1.264.511)
Veículos	(23.140)	(21.298)	(21.510)
Móveis e utensílios	(15.063)	(14.437)	(13.610)
Subtotal	(2.448.364)	(2.167.216)	(3.805.597)
TOTAL EM SERVIÇO	5.458.427	3.236.709	5.869.981
EM CURSO			
Terrenos	157.804	244.620	213.851
Barragens, reservatórios e adutoras	939.682	1.727.482	1.513.707
Edificações, obras civis e benfeitorias	61.832	139.313	122.300
Máquinas e equipamentos	314.304	1.028.773	1.130.442
Veículos	919	919	732
A ratear	130.479	514.111	430.256
Estudos e Projetos	323	-	-
Transformação, fabricação e reparo de materiais	21.441	14.999	1.863
Compras em andamento	(9.106)	3.312	3.312
Material em depósito	14.918	-	-
Adiantamento a fornecedores	(9.153)	-	-
TOTAL EM CURSO	1.623.443	3.673.529	3.416.463
(-) Provisão para ajuste ao valor recuperável de ativo	(1.060.332)	(1.028.266)	(693.338)
(-) Obrigações vinculadas a concessões	(112.540)	(112.540)	(112.540)
IMOBILIZADO LÍQUIDO - TOTAL	5.908.998	5.769.432	8.480.566

Vale destacar que em 31 de dezembro de 2013, o saldo da rubrica em curso caiu em relação a 31 de dezembro de 2012, em virtude da UHE Simplício ter entrado em operação em 1º de maio deste ano. Desta forma, houve a transferência para serviço de todo o imobilizado em curso deste empreendimento, bem como seu valor correspondente de provisão para ajuste ao valor recuperável de ativo.

O valor de Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*) foi destacado no final das tabelas.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

18.1 Obrigações vinculadas a concessões

R\$ Mil			
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Amortização	(81.998)	(81.998)	(81.998)
Participação da União	(28.539)	(28.539)	(28.539)
Outras	(2.003)	(2.003)	(2.003)
TOTAL	(112.540)	(112.540)	(112.540)

O saldo de amortizações é proveniente das reservas para amortização constituídas até 1971, nos termos do Decreto Federal nº 41.019/1957 e que foram aplicadas, até aquela data, na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Cabe destacar que os valores referentes a geração correspondem a usinas não afetadas.

18.2 Cabe ressaltar que a composição do imobilizado de Furnas, por macroatividade, apresenta o seguinte detalhamento:

R\$ Mil						
Descritivo	Taxas médias anuais de depreciação (%)	31.12.2013			31.12.2012	01.01.2012
		Custo	Depreciação e amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Em Serviço						
Geração	2,68	7.654.609	(2.324.434)	5.330.175	3.136.519	5.783.978
Transmissão ^(a)	1,53	45.872	(448)	45.424	-	-
Administração	9,92	204.767	(122.260)	82.507	99.769	85.495
Comercialização	10,07	1.543	(1.222)	321	421	508
Subtotal		7.906.791	(2.448.364)	5.458.427	3.236.709	5.869.981
Em curso						
Geração	-	1.457.570	-	1.457.570	3.496.517	3.401.890
Transmissão ^(a)	-	136.746	-	136.746	155.175	-
Administração	-	29.127	-	29.127	21.837	14.573
Subtotal		1.623.443	-	1.623.443	3.673.529	3.416.463
(-) Provisão para ajuste ao valor recuperável de ativos		(1.060.332)	-	(1.060.332)	(1.028.266)	(693.338)
(-) Obrigações vinculadas a concessão		(112.540)	-	(112.540)	(112.540)	(112.540)
Imobilizado líquido - total		8.357.362	(2.448.364)	5.908.998	5.769.432	8.480.566

^(a) Os valores expressos nas rubricas transmissão referem-se as subestações de Batalha e Simplicio, além de material em depósito (de peças sobressalentes) para eventuais reparos em linhas de transmissão. Com a entrada em operação da UHE Simplicio, uma parcela de seus bens - ligados a transmissão - que não são alcançados pela ICPC 01 - foram transferidos de em curso para serviço.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) é incluído na demonstração do resultado no exercício em que o ativo for baixado.

Cabe ressaltar que segundo a legislação vigente pela Aneel, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução Aneel nº 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

18.3 Premissas para o cálculo do *Impairment*

A Administração da Empresa revisa anualmente o valor recuperável dos seus ativos de longa duração, principalmente o Imobilizado mantido e utilizado nas suas operações, com o objetivo de avaliar eventuais perdas.

Esta revisão é denominada como Teste de *Impairment*, feita em atendimento ao CPC01.

O teste consiste em calcular o valor presente dos fluxos de caixa de cada Unidade Geradora de Caixa, e compará-lo com seu valor de livro. Inclui-se no fluxo de caixa os valores de indenização previstos para o final da concessão, calculados pela metodologia no Valor Novo de Reposição – VNR.

As Unidades Geradoras de Caixa foram definidas da seguinte forma:

Geração – Usinas individualizadas;

Transmissão – Por Contrato (grupos de linhas e subestações agrupadas por um contrato).

A seguir, as principais premissas para avaliação do modelo *Impairment*, por unidade geradora de caixa, adotado por FURNAS:

(i) Custos – Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO)

No cenário foi considerada a projeção dos custos até 2020 com base no Plano Diretor da Empresa. Após 2020, foram considerados os custos sem crescimento.

Para o cálculo do PMSO, foi considerado um programa de ajuste de redução de custos operacionais da ordem de R\$ 370.000 mil, contendo as seguintes premissas:

- Redução do quadro de pessoal por meio de Plano de Incentivo a Aposentadoria;
- Minimização de custos de materiais, serviços e outros associados à redução do quadro de pessoal; e

- Redução de custos com contratações, patrocínios e publicidades.

(ii) Receitas

Considera a receita baseada na média móvel dos últimos dez anos obtendo o cenário de R\$ 109,78/MWh até o vencimento da concessão e mais as receitas advindas das contratações do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL para os contratos não alcançados pela Lei nº 12.783/2013 (sem renovação de concessão).

(iii) Impostos e Encargos

PIS/COFINS - Alíquota de 9,65% sobre a Receita Bruta (Lucro Real).

P&D - 1% da ROL.

CFURH – 6,75% sobre a produção de energia estimada multiplicada pela Tarifa Atualizada de Referência - TAR estimada.

Taxa de Fiscalização Aneel - 0,4% sobre a Receita Bruta.

RGR – 2,5% até a data de vencimento da concessão.

TUST – Considerado o valor da TUST realizado em 2013 para a projeção de todos os ativos.

PIS: Programa de Integração Social;
COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social;
P&D: Programa de Pesquisa e Desenvolvimento;
CFURH: Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para Fins de Geração de Energia Elétrica;
RGR: Reserva Global de Reversão; e
TUST: Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

(iv) Valor Novo de Reposição (VNR)

Foi considerado o estudo realizado pela área de Engenharia da Empresa para a determinação do VNR utilizado nos cálculos do balanço de 2012 e atualizados pelo IPCA para 2013.

Os critérios utilizados à época foram os seguintes:

a) Usinas Hidrelétricas - Metodologia de Orçamentação

a.1) Definição dos custos de Implantação dos Empreendimentos

A orçamentação de todas as usinas hidrelétricas constantes do Parque Gerador de FURNAS foi realizada com dados obtidos através de informações do Projeto Básico representativo de cada empreendimento.

Para cada usina, foi elaborada planilha de custos que é referência para o Setor Elétrico Nacional e que compõe o denominado Orçamento Padrão Eletrobras – OPE.

Para tal, foi realizado o preenchimento com os dados dos quantitativos de obras civis e de fornecimento eletromecânicos, inseridos em cada projeto, de forma a possibilitar o início da valoração dos serviços. Foram também considerados os custos Ambientais e Fundiários, além de Outros Custos adicionais, como os pertinentes a riscos geológicos, hidrológicos e topográficos, seguros, administração dos contratados, dentre outros, de forma a compor o CAPEX do empreendimento.

A única exceção à regra utilizada refere-se às Usinas Hidrelétricas de Batalha e Simplício, usinas recentes, cujos orçamentos já foram realizados com base no preenchimento da planilha OPE, constante de seus projetos aprovados pela Aneel. Desta forma, para as referidas usinas o orçamento existente foi apenas corrigido pelo IPCA.

b) Usina Termelétrica de Santa Cruz - Metodologia de Orçamentação

Para a UTE Santa Cruz, por ser um empreendimento de fonte termelétrica, foi utilizada metodologia própria e específica vinculada a esta fonte de energia, sendo realizada a avaliação de custos de implantação de uma usina similar com características semelhantes.

(v) Investimentos

Para as usinas em construção e enchimento de reservatório, com referência a Batalha e Simplício, foram orçados em 2014 os valores aproximados de R\$ 64.000 mil e R\$ 81.000 mil, respectivamente.

(vi) Depreciação

Utilizada a taxa da Aneel conforme sua Resolução nº 474/2012.

(vii) Uso do Bem Público (UBP)

Foi considerado UBP para os ativos de Batalha e Simplício, os valores aproximados de R\$ 319.300 mil e R\$ 1.112.200 mil ao ano, respectivamente.

(viii) Taxa de desconto para o fluxo de caixa

Weighted Average Cost of Capital (WACC) = custo médio ponderado de capital: a) Ativos de Geração: 6,8% a.a. real; e b) Ativo de Transmissão: 6,45% a.a. real, determinado pela deliberação DEL 110/2013 – Eletrobras.

Após aplicação do teste de *impairment*, utilizando-se das metodologias e premissas acima elencadas, a Empresa não identificou novos casos em suas Unidades Geradoras de Caixa além das que já havia identificado no ano de 2012, UHE Batalha e Simplício e UTE Santa Cruz.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Procedeu a atualização das provisões conforme demonstrativo abaixo:

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2012	(Constituição)/ Reversão	31.12.2013
UTE Campos (Roberto Silveira)	(16.565)	-	(16.565)
UHE Batalha	(553.358)	26.024	(527.334)
UHE Simplício	(458.343)	(58.090)	(516.433)
Total	(1.028.266)	(32.066)	(1.060.332)

A UTE Campos (Roberto Silveira) não apresentou variações no cálculo devido à paralisação das operações naquela unidade.

A UHE Batalha apresentou uma reversão nas provisões de perdas devido à perspectiva de redução de custos com PMSO da Empresa, além da significativa redução da Compra de Energia prevista para os anos seguintes.

A UHE Simplício apresentou necessidade de aumento nas provisões de perda devido ao aumento da taxa de desconto do fluxo de caixa. A perspectiva de diminuição de custos com PMSO não foi suficiente para reverter previsões de perdas.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

18.4 Movimentação do ativo imobilizado

R\$ Mil					
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31.12.2012	ADIÇÕES	TRANSFERÊNCIAS		SALDO EM 31.12.2013
			BAIXAS	SERVIÇO	
SERVIÇO					
CUSTO					
Terrenos	278.271	-	-	115.495	393.766
Barragens, reservatórios e adutoras	2.035.754	-	-	893.518	2.929.272
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.131.751	-	(107)	131.208	1.262.852
Máquinas e equipamentos	1.910.572	-	120.173	1.228.735	3.259.480
Veículos	26.449	-	(2.422)	10.222	34.249
Móveis e utensílios	21.128	-	(1.709)	7.753	27.172
Subtotal	5.403.925	-	115.935	2.386.931	7.906.791
DEPRECIACÃO					
Barragens, reservatórios e adutoras	(860.551)	(9.370)	-	-	(869.921)
Edificações, obras civis e benfeitorias	(539.923)	(11.158)	107	-	(550.974)
Máquinas e equipamentos	(731.007)	(143.939)	(114.320)	-	(989.266)
Veículos	(21.298)	(4.212)	2.370	-	(23.140)
Móveis e utensílios	(14.437)	(1.066)	440	-	(15.063)
Subtotal	(2.167.216)	(169.745)	(111.403)	-	(2.448.364)
TOTAL EM SERVIÇO	3.236.709	(169.745)	4.532	2.386.931	5.458.427
EM CURSO					
Terrenos	244.620	(30.163)	(668)	(55.985)	157.804
Barragens, reservatórios e adutoras	1.727.482	(4.450)	(2.444)	(780.906)	939.682
Edificações, obras civis e benfeitorias	139.313	21.356	(245)	(98.592)	61.832
Máquinas e equipamentos	1.028.773	295.846	(3.592)	(1.006.723)	314.304
Veículos	919	10.222	-	(10.222)	919
Móveis e utensílios	-	7.743	-	(7.743)	-
A ratear	514.111	44.720	(1.612)	(426.740)	130.479
Adiantamento a fornecedores	-	(9.007)	(146)	-	(9.153)
Estudos e Projetos	-	346	(3)	(20)	323
Transformação, fabricação e reparo de materiais	14.999	6.801	(359)	-	21.441
Material em depósito	-	15.136	(218)	-	14.918
Compras em andamento	3.312	(12.220)	(198)	-	(9.106)
TOTAL EM CURSO	3.673.529	346.330	(9.485)	(2.386.931)	1.623.443
(-) Provisão para ajuste ao valor recuperável de ativo	(1.028.266)	(32.066)	-	-	(1.060.332)
(-) Obrigações vinculadas a concessão	(112.540)	-	-	-	(112.540)
IMOBILIZADO LÍQUIDO - TOTAL	5.769.432	144.519	(4.953)	-	5.908.998

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil							
Descrição	SALDO EM 01.01.2012	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS		EFEITOS DA LEI Nº 12.783/2013	SALDO EM 31.12.2012
				SERVIÇO	OUTROS		
SERVIÇO							
CUSTO							
Terrenos	366.776	-	-	91	-	(88.596)	278.271
Barragens, reservatórios e adutoras	4.883.458	-	-	513	-	(2.848.217)	2.035.754
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.364.902	-	-	4.115	-	(237.266)	1.131.751
Máquinas e equipamentos	3.012.564	-	(138.597)	47.701	(12.242)	(998.854)	1.910.572
Veículos	26.171	-	(1.762)	1.057	983	-	26.449
Móveis e utensílios	21.707	-	(901)	729	(407)	-	21.128
Subtotal	9.675.578	-	(141.260)	54.206	(11.666)	(4.172.933)	5.403.925
DEPRECIACÃO							
Barragens, reservatórios e adutoras	(1.843.722)	(92.377)	-	-	-	1.075.548	(860.551)
Edificações, obras civis e benfeitorias	(662.244)	(34.930)	-	-	-	157.251	(539.923)
Máquinas e equipamentos	(1.264.511)	(90.928)	135.442	-	2.691	486.299	(731.007)
Veículos	(21.510)	(1.493)	1.746	-	(41)	-	(21.298)
Móveis e utensílios	(13.610)	(1.165)	329	-	9	-	(14.437)
Subtotal	(3.805.597)	(220.893)	137.517	-	2.659	1.719.098	(2.167.216)
TOTAL EM SERVIÇO	5.869.981	(220.893)	(3.743)	54.206	(9.007)	(2.453.835)	3.236.709
EM CURSO							
Terrenos	213.851	33.376	-	(91)	-	(2.516)	244.620
Barragens, reservatórios e adutoras	1.513.707	230.577	-	(6)	-	(16.796)	1.727.482
Edificações, obras civis e benfeitorias	122.300	20.413	-	(3.400)	-	-	139.313
Máquinas e equipamentos	1.130.442	366.366	(27)	(47.671)	-	(420.337)	1.028.773
Veículos	732	1.244	-	(1.057)	-	-	919
Móveis e utensílios	-	729	-	(729)	-	-	-
A ratear	430.256	85.107	-	(1.252)	-	-	514.111
Transformação, fabricação e reparo	1.863	13.136	-	-	-	-	14.999
Compras em andamento	3.312	-	-	-	-	-	3.312
TOTAL EM CURSO	3.416.463	750.948	(27)	(54.206)	-	(439.649)	3.673.529
(-) Provisão para ajuste ao valor recuperável de ativos	(693.338)	(334.928)	-	-	-	-	(1.028.266)
(-) Obrigações vinculadas a concessão	(112.540)	-	-	-	-	-	(112.540)
IMOBILIZADO LÍQUIDO - TOTAL	8.480.566	195.127	(3.770)	-	(9.007)	(2.893.484)	5.769.432

NOTA 19 – INTANGÍVEL

R\$ Mil						
Descritivo	Saldo em 31.12.2012	Adição	Baixa	Amortização	Transferência	Saldo em 31.12.2013
Vinculados à concessão - Geração						
Em serviço						
Custo	11.714	-	(5.130)	-	12.717	19.301
Amortização	(1.098)	-	-	(690)	-	(1.788)
	10.616	-	(5.130)	(690)	12.717	17.513
Em curso						
Custo	53.274	1.123	-	-	(12.717)	41.680
	53.274	1.123	-	-	(12.717)	41.680
Total vinculados à concessão - Geração	63.890	1.123	(5.130)	(690)	-	59.193
Vinculados à concessão - Transmissão						
Em serviço						
Custo	-	-	(454)	-	3.006	2.552
Amortização	-	-	-	(300)	-	(300)
	-	-	(454)	(300)	3.006	2.252
Em curso						
Custo	-	8.113	-	-	(3.006)	5.107
	-	8.113	-	-	(3.006)	5.107
Total vinculados concessão - Transmissão	-	8.113	(454)	(300)	-	7.359
Não Vinculados à concessão - Outros intangíveis						
Em serviço						
Custo	79.870	760	-	-	1.122	81.752
Amortização	(53.412)	-	-	(15.695)	-	(69.107)
	26.458	760	-	(15.695)	1.122	12.645
Em curso						
Custo	7.845	^(a) 25.468	-	-	(1.122)	32.191
	7.845	25.468	-	-	(1.122)	32.191
Total vinculados concessão - Outros intangíveis	34.303	26.228	-	(15.695)	-	44.836
Total	98.193	35.464	(5.584)	(16.685)	-	111.388

^(a) Este valor refere-se à aquisição de licenças e *softwares* corporativos.

Em 31 de dezembro de 2013, Furnas mantém registrado no intangível o custo com *software* de manutenção de sistema corporativo no total de R\$ 101.670 mil, sendo este último deduzido da amortização acumulada de R\$ 78.461 mil, calculada à taxa de 20% a.a.

Do valor total de R\$ 78.978 mil registrado no intangível em curso de Furnas, R\$ 39.680 mil referem-se ao valor dos contratos de concessão onerosa de Furnas com a União para a utilização do bem público (UBP) para a geração de energia elétrica das usinas de Batalha e Simplício. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e intenção das partes de executá-los integralmente. A Usina de Simplício iniciou suas atividades em junho de 2013, e desde então vem amortizando a UBP em R\$ 92 mil mensais. O saldo remanescente, R\$ 39.298 mil, refere-se ao valor das faixas de servidões.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

Descritivo	Saldo em 01.01.2012	Adição	Baixa	Amortização	Transferência	Saldo em 31.12.2012
Vinculados à concessão - geração						
Em serviço						
Custo	15.484	-	(5.875)	-	2.105	11.714
Amortização	(1.068)	-	(8)	(22)	-	(1.098)
	14.416	-	(5.883)	(22)	2.105	10.616
Em curso						
Custo	44.157	2.127	9.095	-	(2.105)	53.274
	44.157	2.127	9.095	-	(2.105)	53.274
Total vinculados à concessão - geração	58.573	2.127	3.212	(22)	-	63.890
Vinculados à concessão - transmissão						
Em serviço						
Custo	-	-	-	-	-	-
Amortização	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
Em curso						
Custo	-	777	(777)	-	-	-
	-	777	(777)	-	-	-
Total vinculados concessão - transmissão	-	777	(777)	-	-	-
Não Vinculados à concessão - Outros intangíveis						
Em serviço						
Custo	79.852	-	(759)	-	777	79.870
Amortização	(37.941)	-	8	(15.479)	-	(53.412)
	41.911	-	(751)	(15.479)	777	26.458
Em curso						
Custo	8.368	241	13	-	(777)	7.845
	8.368	241	13	-	(777)	7.845
Total vinculados concessão - Outros intangíveis	50.279	241	(738)	(15.479)	-	34.303
Total	108.852	3.145	1.697	(15.501)	-	98.193

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, os valores das concessões foram registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante (Vide nota 26).

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Empresa ajustou a valor presente esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária foi capitalizada no ativo durante a construção das usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

NOTA 20 – FORNECEDORES

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Materiais e serviços	287.126	296.622	298.539
Fornecedores de energia elétrica – suprimento	79.981	348.753	453.963
Fornecedores de energia elétrica – encargos de uso da rede	39.876	46.508	45.327
Fornecedores de energia elétrica – CCEE	1.511	148.472	13.133
Outros	3.375	2.496	1.941
TOTAL CIRCULANTE	411.869	842.851	812.903

20.1 Fornecedores de energia elétrica – suprimento

Em 31 de dezembro de 2013, houve uma queda de R\$ 268.772 mil nesta rubrica, das quais R\$ 264.203 mil referem-se ao contrato de venda de energia elétrica, associada às usinas Angra 1 e Angra 2, assinado entre Eletronuclear e Furnas em 10 de julho de 2001, com vigência a partir de 1º de julho de 2001 até 31 de dezembro de 2012, liquidado no 1º semestre de 2013.

20.2 Fornecedores de energia elétrica – CCEE

Em 31 de dezembro de 2013, registra-se uma queda de R\$ 146.961 mil, dos quais:

- R\$ 117.756 mil referem-se a compra de energia na CCEE (mercado *spot*) provisionados em dezembro de 2012; e
- R\$ 29.205 mil, a baixa de provisão registrada a maior.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

NOTA 21 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

21.1 Composição do endividamento (por contraparte)

R\$ Mil											
Contraparte	Moeda/ Indexador	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais	31.12.2013				31.12.2012			
				Encargos	Principal		Total	Encargos	Principal		Total
					Circul.	Não Circul.			Circul.	Não Circul.	
Moeda Estrangeira											
Eletrobras											
Eletrobras – BID	US\$	06.04.2018	Juros 4,66% a.a. + tx. adm. 0,75% a.a.	576	8.321	29.125	38.022	592	7.259	32.665	40.516
Eletrobras - Eximbank	YEN	06.04.2018	Juros 1,92%a.a. + tx. adm. 2% a.a.	1.389	33.804	118.306	153.499	1.761	35.908	161.579	199.248
Subtotal				1.965	42.125	147.431	191.521	2.353	43.167	194.244	239.764
Instituições financeiras											
BID	US\$	15.12.2031	Taxa flutuante base US\$ x Libor	129	-	242.517	242.646	70	-	130.880	130.950
Subtotal				129	-	242.517	242.646	70	-	130.880	130.950
Subtotal				2.094	42.125	389.948	434.167	2.423	43.167	325.124	370.714
Moeda Nacional											
Eletrobras											
Eletrobras	IPCA	2021 a 2030	6% a.a. + 1% tx. adm.	6	206.689	2.759.243	2.965.938	16.095	190.059	2.800.408	3.006.562
Eletrobras	Não indexado	2014 a 2018	5% a 7,5% a.a. + tx. adm. 1,5 a 2% a.a.	-	25.955	88.033	113.988	900	27.672	112.401	140.973
Eletrobras	Selic	30.08.2020	Selic	-	-	143.968	143.968	-	-	139.164	139.164
Subtotal				6	232.644	2.991.244	3.223.894	16.995	217.731	3.051.973	3.286.699
Instituições Financeiras											
BNDES	TJLP	15.07.2026	TJLP + 1,91% a.a.	2.321	66.161	766.360	834.842	2.213	58.550	736.404	797.167
BNDES	TJLP	15.07.2026	TJLP + 2,18% a.a.	136	3.856	43.302	47.294	146	3.857	47.159	51.162
BNDES	TJLP	15.12.2025	TJLP + 3% a.a.	631	16.409	180.499	197.539	528	12.792	153.508	166.828
Banco do Brasil	CDI	31.10.2018	107,3% CDI	5.981	-	750.000	755.981	2.521	-	750.000	752.521
Banco do Brasil	CDI	07.02.2018	110% CDI	8.208	-	208.312	216.520	-	-	-	-
CEF	CDI	27.07.2020	111% CDI	9.141	-	212.761	221.902	7.271	-	212.760	220.031
CEF	CDI	03.08.2020	111% CDI	16.460	-	400.000	416.460	12.985	-	400.000	412.985
CEF	CDI	15.10.2020	111% CDI	1.816	-	86.569	88.385	1.359	-	86.569	87.928
CEF	CDI	26.10.2020	111% CDI	2.070	-	113.975	116.045	1.545	-	113.975	115.520
CEF - Finame	TJLP	17.01.2022	2,5% a.a. + TJLP	41	252	1.948	2.241	139	-	7.698	7.837
CEF - Finame	Não indexado	17.01.2022	8,7% a.a.	139	882	6.816	7.837	43	-	2.200	2.243
Finep Sub A	Não indexado	15.11.2023	3,5% a.a.	98	-	68.246	68.344	-	-	-	-
Finep Sub B	TJLP	15.11.2023	5% a.a. + TJLP	136	-	95.000	95.136	-	-	-	-
CEF	CDI	16.05.2023	113,7% CDI	12.094	-	1.000.000	1.012.094	-	-	-	-
BASA	CDI	15.02.2013	101,9% CDI	-	-	-	-	13.792	193.000	-	206.792
BASA	CDI	31.07.2017	102,89% CDI	7.763	-	200.000	207.763	6.131	-	200.000	206.131
Subtotal				67.035	87.560	4.133.788	4.288.383	48.673	268.199	2.710.273	3.027.145
Subtotal Moeda Nacional				67.041	320.204	7.125.032	7.512.277	65.668	485.930	5.762.246	6.313.844
Total				69.135	362.329	7.514.980	7.946.444	68.091	529.097	6.087.370	6.684.558

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil											
Contraparte	Moeda/ Indexador	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais	31.12.2012				01.01.2012			
				Encargos	Principal		Total	Encargos	Principal		Total
					Circul.	Não Circul.			Circul.	Não Circul.	
Moeda Estrangeira											
Eletrobras											
Eletrobras – BID	US\$	06.04.2018	Juros 4,66% a.a. + tx. adm. 0,75% a.a.	592	7.259	32.665	40.516	662	6.663	36.647	43.972
Eletrobras - Eximbank	YEN	06.04.2018	Juros 1,92%a.a. + tx. adm. 2% a.a.	1.761	35.908	161.579	199.248	2.184	36.801	202.399	241.384
Subtotal				2.353	43.167	194.244	239.764	2.846	43.464	239.046	285.356
Instituições financeiras											
BID	US\$	15.12.2031	Taxa flutuante base US\$ x Libor	70	-	130.880	130.950	-	-	-	-
Subtotal				70	-	130.880	130.950	-	-	-	-
Subtotal				2.423	43.167	325.124	370.714	2.846	43.464	239.046	285.356
Moeda Nacional											
Eletrobras											
Eletrobras	IPCA	2021 a 2030	6% a.a. + 1% tx. adm.	16.095	190.059	2.800.408	3.006.562	241	116.946	2.574.374	2.691.561
Eletrobras	Não indexado	2014 a 2018	5% a 7,5% a.a. + tx. adm. 1,5 a 2% a.a.	900	27.672	112.401	140.973	-	27.193	137.906	165.099
Eletrobras	Selic	30.08.2020	Selic	-	-	139.164	139.164	-	-	-	-
Subtotal				16.995	217.731	3.051.973	3.286.699	241	144.139	2.712.280	2.856.660
Instituições Financeiras											
BNDES	TJLP	15.07.2026	TJLP + 1,91% a.a.	2.213	58.550	736.404	797.167	2.892	58.522	794.925	856.339
BNDES	TJLP	15.07.2026	TJLP + 2,18% a.a.	146	3.857	47.159	51.162	190	3.857	51.015	55.062
BNDES	TJLP	15.12.2025	TJLP + 3% a.a.	528	12.792	153.508	166.828	688	12.792	166.301	179.781
Banco do Brasil	CDI	31.10.2018	107,3% CDI	2.521	-	750.000	752.521	-	-	-	-
Banco do Brasil	CDI	25.10.2012	103% a 104% CDI	-	-	-	-	3.916	183.000	-	186.916
CEF	CDI	27.07.2020	111% CDI	7.271	-	212.760	220.031	9.882	191.972	-	201.854
CEF	CDI	03.08.2020	111% CDI	12.985	-	400.000	412.985	-	-	-	-
CEF	CDI	15.10.2020	111% CDI	1.359	-	86.569	87.928	-	-	-	-
CEF	CDI	26.10.2020	111% CDI	1.545	-	113.975	115.520	-	-	-	-
CEF - Finame	TJLP	17.01.2022	2,5% a.a. + TJLP	139	-	7.698	7.837	-	-	-	-
CEF - Finame	Não indexado	17.01.2022	8,7% a.a.	43	-	2.200	2.243	-	-	-	-
BASA	CDI	15.02.2013	101,9% CDI	13.792	193.000	-	206.792	19.972	-	193.000	212.972
BASA	CDI	31.07.2017	102,89% CDI	6.131	-	200.000	206.131	-	-	-	-
Subtotal				48.673	268.199	2.710.273	3.027.145	37.540	450.143	1.205.241	1.692.924
Subtotal Moeda Nacional				65.668	485.930	5.762.246	6.313.844	37.781	594.282	3.917.521	4.549.584
Total				68.091	529.097	6.087.370	6.684.558	40.627	637.746	4.156.567	4.834.940

21.2 Composição dos empréstimos e financiamentos (por tipo de moeda e indexador)

Descritivo	31.12.2013			31.12.2012			01.01.2012		
	\$ Mil	R\$ Mil	%	\$ Mil	R\$ Mil	%	\$ Mil	R\$ Mil	%
Moeda estrangeira									
US\$	119,810	280.668	3,6	83,908	171.466	2,6	23,442	43.972	0,9
Yen	6,874,116	153.499	1,9	8,400,000	199.248	3,0	9,929,412	241.384	5,0
		434.167	5,5		370.714	5,6		285.356	5,9
Moeda nacional									
CDI		3.035.150	38,2		2.001.908	29,9		601.742	12,4
IPCA		2.965.938	37,3		3.006.562	45,0		2.691.561	55,7
TJLP		1.177.052	14,8		1.025.237	15,3		1.091.182	22,6
SELIC		143.968	1,8		139.164	2,1		-	-
		7.322.108	92,1		6.172.871	92,3		4.384.485	90,7
Não Indexado		190.169	2,4		140.973	2,1		165.099	3,4
		7.512.277	94,5		6.313.844	94,4		4.549.584	94,1
Total		7.946.444	100,0		6.684.558	100,0		4.834.940	100,0

As variações das principais moedas estrangeiras e indexadores aplicados aos empréstimos e financiamentos, são as seguintes:

Moeda/Indexador	Variação (%)		
	2013 (anual)	2012 (anual)	2011 (anual)
US\$	14,64	8,94	11,30
Yen	-5,86	-2,43	17,41
IPCA	4,95	5,84	6,50

O saldo do principal do endividamento não circulante tem seus vencimentos assim programados:

Descritivo	31.12.2013			31.12.2012	01.01.2012
	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Total		
2013	-	-	-	-	476.439
2014	-	-	-	340.580	310.016
2015	333.251	49.474	382.725	365.920	320.176
2016	359.269	56.823	416.092	397.787	327.574
2017	1.146.234	56.823	1.203.057	814.615	338.952
Após 2017	5.286.278	226.828	5.513.106	4.168.468	2.383.410
Total	7.125.032	389.948	7.514.980	6.087.370	4.156.567

21.3 Mutações dos empréstimos e financiamentos

R\$ Mil

Descrição	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		Total
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	
Saldo em 1º de janeiro de 2012	632.063	3.917.521	46.310	239.046	4.834.940
Ingressos/capitalização	-	2.162.425	-	120.308	2.282.733
Encargos	356.590	-	12.445	-	369.035
Variação monetária e cambial	-	155.645	-	8.646	164.291
Transferências para o circulante	473.345	(473.345)	42.876	(42.876)	-
Amortizações	(910.400)	-	(56.041)	-	(966.441)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	551.598	5.762.246	45.590	325.124	6.684.558
Ingressos/capitalização	-	1.524.702	-	84.666	1.609.368
Encargos	512.665	-	11.470	-	524.135
Variação monetária e cambial	-	166.062	-	20.320	186.382
Transferências para o circulante	327.978	(327.978)	40.162	(40.162)	-
Amortizações	(1.004.996)	-	(53.003)	-	(1.057.999)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	387.245	7.125.032	44.219	389.948	7.946.444

As principais variações ocorridas no exercício de 2013, na mutação dos empréstimos e financiamentos está composta como segue:

a) Adições (moeda nacional):

R\$ Mil

Descrição	Valor
Liberação da 5ª e 6ª <i>tranche</i> do contrato BNDES - Simplicio	101.846
Portabilidade do BASA para o Banco do Brasil ⁽¹⁾	208.312
Liberação do contrato com a CEF ⁽²⁾	1.000.000
Liberação da 3ª <i>tranche</i> do subcrédito B do contrato BNDES - Batalha	35.393
Liberação do subcrédito A do contrato BNDES - Batalha	9.514
Liberação do subcrédito A do contrato FINEP	68.246
Liberação do subcrédito B do contrato FINEP	95.000
Liberação da 1ª <i>tranche</i> do contrato ECF 2821	1.585
Subtotal	1.519.896
Apropriação de juros ao principal de LP do contrato ECF 10001202 Eletrobras - Eletronet	4.806
TOTAL	1.524.702

⁽¹⁾ Portabilidade efetuada para alongamento do perfil da dívida.

⁽²⁾ Para contração, para fazer frente a Investimentos Próprios, Inversões Financeiras, Rolagem de Dívidas (principal e juros) e demais dispêndios de capital.

b) Adições (moeda estrangeira): liberação do 6º, 7º e 8º desembolsos do contrato BID 2549 no valor total de R\$ 84.666 mil.

c) Amortizações (moeda nacional e estrangeira):

Do valor total amortizado de R\$ 1.057.999 mil: 1) R\$ 523.091 mil referem-se a pagamento de encargos; e 2) R\$ 534.908 mil a amortização de principal da dívida com BNDES, BASA, BID e Eletrobras.

21.4 Garantias e Covenants

E, em 31 de dezembro de 2013, não houve cláusula restritiva não cumprida por Furnas.

21.4.1 Garantias corporativas

EMPRESA	TIPO	DESCRIÇÃO
Furnas	Garantia	Os contratos de empréstimo/financiamento celebrados por Furnas preveem garantias de diversas modalidades, condicionadas as negociações levadas a efeito junto às Instituições Financeiras e, concomitantemente, a <i>Holding</i> ELETROBRAS. Dentre as modalidades, avulta-se: acesso a conta corrente por meio de procuração, nota promissória, seguro garantia ou fiança bancária, aval corporativo da ELETROBRAS e Garantia do Tesouro Nacional.
	Covenant	Alguns contratos preveem o LAJIDA suficiente para honrar com as obrigações assumidas nos respectivos instrumentos e outros a manutenção do indicador Patrimônio Líquido / Ativo Total maior ou igual a 0,3, ora no balanço de Furnas, ora no da ELETROBRAS, quando esta se apresenta como interveniente garantidora da operação de crédito. Furnas e Eletrobras vêm cumprindo com todas as obrigações contratuais, garantindo dessa forma a manutenção das condições financeiras inicialmente contratadas.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Ano	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade (Corporativo/SPE)(*)	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (Quota Parte da Investida) Em R\$ Mil	Saldo Devedor em 31.12.2013 Em R\$ Mil	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício Em R\$ Mil			Saldo a Desembolsar Após 2016	Término da Garantia
							2014	2015	2016		
2010	UHE Baguari (**)	BNDES	Corporativa	100,00%	60.153	47.295	43.435	39.567	35.699	-	15.07.2026
2010	UHE Batalha	BNDES	Corporativa	100,00%	224.000	197.541	181.118	164.652	148.187	-	15.12.2025
2008	UHE Simplício	BNDES	Corporativa	100,00%	1.034.410	834.842	768.639	702.282	702.282	-	15.07.2026
2012	DIVERSOS	BRASIL	Corporativa	- (*)	750.000	755.982	755.977	756.277	756.277	-	31.10.2018
2013	Rolagem BASA 2008	BRASIL	Corporativa	100,00%	208.312	216.519	217.227	216.962	216.962	-	07.02.2018
2013	Projetos de Inovação	FINEP	Corporativa	- (*)	268.503	163.480	229.145	256.775	250.733	-	15.11.2023

(*) Contratos cuja participação no financiamento varia de acordo com o projeto.

(**) Financiamento contraído diretamente por Furnas (equity), em cujo empreendimento Furnas possui participação indireta de 15%.

Ano	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade (Corporativo/SPE)	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (Quota Parte da Investida) Em US\$ Mil	Saldo Devedor em 31.12.2013 Em R\$ Mil	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício Em R\$ Mil			Saldo a Desembolsar Após 2016	Término da Garantia
							2014	2015	2016		
2011	Modernização da UHE Furnas e UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	BID ^(a)	Corporativa	100,00%	128.660	242.517	308.812	303.170	284.222	-	15.12.2025

Premissas: Desembolsos de US\$ 20 milhões em 2014 (R\$ 50 milhões) e o restante até o final de 2015. Início das amortizações em dezembro de 2015. Cotação do R\$/US\$ foi a de R\$2,50/US\$ em 2014 e R\$2,43/US\$ em 2015 e 2016 (focus).

^(a) Contragarantia ao Tesouro Nacional consubstanciada no acesso à conta corrente centralizadora de Furnas.

21.4.2 Garantias das investidas de Furnas (SPEs)

Todas as garantias são na modalidade de fiança corporativa, ora apresentadas diretamente pela Eletrobras, ora por Furnas, com interveniência da Eletrobras.

Ano	Empreendimento	SPE	Banco Financiador	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (Quota Parte da Investida) em R\$ Mil	Saldo Devedor em 31.12.2013 em R\$ Mil	Projeção de Saldo Devedor – Fim do Exercício em R\$ Mil			A liberar após 2016	Término da Garantia
							2014	2015	2016		
2013	UHE Santo Antônio	Santo Antônio Energia S.A	2ª Debêntures SAESA	39,0%	163.800	173.483	286.516	303.380	320.853	-	24.01.2023
2013	UHE Santo Antônio	Santo Antônio Energia S.A	BNDES	39,0%	388.050	315.071	339.724	366.606	395.706	-	15.03.2034
2010	UHE Santo Antônio	Santo Antônio Energia S.A	BNDES	39,0%	2.392.717	3.246.110	3.272.537	1.374.324	3.046.218	-	15.03.2034
2009	UHE Santo Antônio	Santo Antônio Energia S.A	Banco da Amazônia S.A. - FNO	39,0%	196.334	235.509	244.057	243.841	234.471	-	15.12.2030
2010	UHE Foz do Chapecó	Foz do Chapecó Energia S.A.	BNDES	40,0%	657.271	718.226	666.127	611.876	559.801	-	15.09.2027
2011	LT Furnas Pimenta	Cia. De Transmissão Centroeste de Minas	BNDES	49,0%	13.982	11.618	9.890	8.738	7.585	-	15.04.2023
2009	UHE Serra do Facão	Serra do Facão Energia S.A.	BNDES	49,5%	257.357	255.761	237.058	218.158	199.257	-	15.06.2027
2012	LT Madeira	Interligação do Madeira S.A.	BNDES LP	24,5%	455.504	438.224	423.418	391.632	359.847	-	30.06.2016
2012	LT Madeira	Interligação do Madeira S.A.	Banco da Amazônia S.A. - FNO	24,5%	65.415	69.277	72.310	75.897	77.192	-	30.06.2016
2013	LT Madeira	Interligação do Madeira S.A.	2ª Debêntures IE MADEIRA	24,5%	85.750	92.843	98.974	105.195	105.824	-	18.03.2025
2012 (*)	LT Rio Verde – Trindade, LT Trindade – Xavantes, LT Trindade – Carajás, e SE Trindade	Goiás Transmissão S.A.	BANCO DO BRASIL - FCO	49,0%	49.000	49.385	49.385	49.385	49.385	-	01.12.2031

Continua

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Continuação

Ano	Empreendimento	SPE	Banco Financiador	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (Quota Parte da Investida) Em R\$ Mil	Saldo Devedor em 31.12.2013 Em R\$ Mil	Projeção de Saldo Devedor – Fim do Exercício Em R\$ Mil			A liberar após 2016	Término da Garantia
							2014	2015	2016		
2011 (*)	LT Rio Verde – Trindade, LT Trindade – Xavantes, LT Trindade – Carajás, e SE Trindade	Goiás Transmissão S.A.	BNDES LP	49,0%	48.020	49.864	46.202	42.531	38.859	-	15.01.2027
2011	LT Mesquita – Viana 2, LT Viana 2 – Viana, e SE Viana 2	MGE Transmissão S.A.	BNDES LP	49,0%	58.359	55.456	51.227	46.988	42.748	-	15.01.2027
2011	SE Itatiba	Transenergia São Paulo S.A.	BNDES LP	49,0%	18.963	18.109	16.630	15.205	17.779	-	15.08.2026
2010	Transmissão de Rede Básica para ICG's e IEG's	Transenergia Renovável S.A.	BNDES LP	49,0%	77.910	73.516	68.164	62.440	56.716	-	15.11.2026
2011	UEE Rei dos Ventos 1	Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	BNDES LP	24,5%	30.851	32.312	30.270	28.229	26.188	-	15.10.2029
2011	UEE Miassaba 3	Brasventos Miassaba Geradora de Energia S.A.	BNDES LP	24,5%	30.984	32.532	30.476	28.422	26.367	-	15.10.2029
2012	UHE Teles Pires	Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	BNDES LP	24,5%	590.940	471	-	-	-	-	15.02.2036
2012	UHE Teles Pires	Teles Pires Participações	FI-FGTS	24,72%	160.680	183	-	-	-	-	31.05.2032
2011	UEE Rei dos Ventos 3	Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	BNDES LP	24,5%	32.533	34.053	31.901	29.751	27.600	-	15.10.2029

(*) Fiança corporativa de Furnas com a intervenção da Eletrobras.

NOTA 22 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

Em 31 de dezembro de 2013, a composição dos impostos e contribuições sociais a recolher está decomposta como segue:

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Circulante			
Tributos a recolher	287.856	307.119	230.432
Total circulante	287.856	307.119	230.432
Não circulante			
Tributos a recolher	739.705	498.666	544.767
Total não circulante	739.705	498.666	544.767

22.1 Tributos a recolher

A seguir, a classificação dos tributos a recolher por tipo:

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Parcelamento especial (Paes) – Lei nº 10.684/2003	99.925	98.863	99.049
Programa de Recuperação Fiscal (Refis) – Lei nº 12.865/2013	28.022	-	-
Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ)	3.678	24.815	2.074
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)	1.324	10.149	746
Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF)	24.277	30.824	27.685
Pasep/Cofins	41.772	51.846	19.381
Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS)	5.994	6.892	4.585
Instituto Nacional de Seguridade Social (INSS)	26.178	24.341	33.193
Impostos retidos – Lei nº 10.833	22.883	30.277	22.780
ICMS/ISS	29.731	28.830	20.692
Imposto de Renda retido sobre encargos de dívida	3.761	-	-
Outros	311	282	247
Total circulante	287.856	307.119	230.432
Parcelamento especial (Paes) – Lei nº 10.684/2003	349.740	444.883	544.767
Programa de Recuperação Fiscal (Refis) – Lei nº 12.865/2013	389.965	-	-
Pasep/Cofins	-	53.783	-
Total não circulante	739.705	498.666	544.767

22.1.1 Parcelamento Especial (Paes) – Lei nº 10.684/2003

Em 1º de março de 2000, a Empresa formalizou a opção ao Programa de Recuperação Fiscal (Refis) com o objetivo de regularizar os débitos junto à União, relativos ao Pasep e Cofins decorrentes, principalmente, da decisão desfavorável do julgamento, por parte da Secretaria da Receita Federal do auto de infração, emitido em 30 de abril de 1999, relativo a fatos geradores do período de 1994 a 1998.

Contudo, em 30 de maio de 2003 por meio da Lei nº 10.684, o Governo Federal instituiu o Paes, que se destinava a promover a regularização de débitos tributários e previdenciários vencidos até 28 de fevereiro de 2003.

Desta forma, em 31 de julho de 2003, a Empresa optou pelo Paes, transferindo os saldos do Refis para esta nova modalidade de parcelamento. O valor a ser recolhido é definido pelo que indicar o maior valor entre 1,5% do faturamento mensal ou o saldo total acumulado dividido pelo número de parcelas restantes. Em função da redução do faturamento conforme Lei nº 12.783/2013, Furnas está recolhendo com base na segunda opção. O prazo de financiamento está limitado a 180 meses e saldo devedor corrigido pela TJLP. Com esta opção, a Empresa incluiu, também, os valores relativos ao parcelamento especial do ITR (60 meses) e os débitos relativos ao Imposto de Renda da Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido incidentes sobre as operações no âmbito da CCEE.

O montante da dívida do Paes, em 31 de dezembro de 2013, está assim discriminado:

R\$ Mil	
Descritivo	Valor
SALDO EM 01.01.2012 (78 PARCELAS)	643.816
Valor dos pagamentos efetuados em 2012	(121.377)
Atualização monetária em 2012	21.307
SALDO EM 31.12.2012 (66 PARCELAS)	543.746
Valor dos pagamentos efetuados em 2013	(109.060)
Atualização monetária em 2013	14.979
SALDO EM 31.12.2013 (54 PARCELAS)	449.665
Saldo no Passivo Circulante em 31.12.2013 (12 parcelas)	99.925
Saldo no Passivo Não Circulante em 31.12.2013 (42 parcelas)	349.740

22.1.2 Programa de Recuperação Fiscal (Refis) – Lei nº 12.865/2013

Furnas, em 30 de dezembro de 2013, optou pelo Refis baseado na Lei nº 12.865/2013, referente aos processos:

- a) Pasep (15374-001.505/2001-18) no valor de R\$ 220.767 mil que estava provisionado como perda provável no valor de R\$ 259.438 mil;
- b) Cofins (15374-001.504/2001-65) no valor de R\$ 155.987 mil sem provisão porque seu prognóstico de perda era possível, e
- c) Pasep/Cofins (18471.001.315/2008-59) no valor de R\$ 43.443 mil que estava provisionado como perda provável no valor de R\$ 63.388 mil.

Vale mencionar que o valor total terá financiamento limitado a 180 meses e saldo devedor corrigido pela Selic.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

O montante da dívida do Refis, em 31 de dezembro de 2013, está assim discriminado:

R\$ Mil	
Descritivo	Valor
DÉBITO TOTAL CONSOLIDADO DO REFIS LEI Nº 12.865/2013 EM 31.12.2013	420.197
Valor dos pagamentos efetuados até 31.12.2013	(2.210)
Atualização monetária até 31.12.2013	-
SALDO EM 31.12.2013 (179 PARCELAS)	417.987
Saldo no Passivo Circulante em 31.12.2013 (12 parcelas)	28.022
Saldo no Passivo Não Circulante em 31.12.2013 (167 parcelas)	389.965

NOTA 23 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

R\$ Mil			
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Programa de readequação do quadro de pessoal (Preq)	21.790	218.522	93.137
Folha de pagamento	181.212	55.033	50.220
Provisão de férias	31.964	42.628	37.428
Provisão de gratificação de férias	23.980	31.972	28.071
Provisão de FRG sobre férias	5.267	6.040	5.126
INSS sobre provisão de férias	16.397	21.881	13.839
FGTS sobre provisão de férias	4.474	5.967	5.240
Adicional Senai sobre provisão de férias	112	149	131
Honorários/encargos dos administradores	740	757	300
Sebrae ⁽¹⁾ sobre provisão de férias	337	449	394
Participações nos lucros (PLR)	105.296	114.455	106.093
Total circulante	391.569	497.853	339.979
Programa de readequação do quadro de pessoal (Preq)	-	-	247.793
Total não circulante	-	-	247.793

⁽¹⁾Sebrae = Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas.

23.1 Programa de readequação do quadro de pessoal (Preq)

Em 18 de julho de 2011, a Empresa implantou o Plano de Readequação do Quadro de Pessoal (Preq), integrado pelos seguintes programas:

- (i) Programa de Bônus para o Desligamento Voluntário (PBDV);
- (ii) Programa de Mapeamento e Repasse de Conhecimentos (PRC);
- (iii) Programa de Preparação para a Aposentadoria (PPA);
- (iv) Programa de Renovação e Desenvolvimento do Quadro de Pessoal.

No período compreendido entre 18 de julho a 26 de agosto de 2011 foram aceitas as adesões ao PBDV, do Preq, mediante condições, regras e critérios elencados abaixo:

- Somente serão desligados os empregados que atuam em processos essenciais, estratégicos ou de apoio cujos conhecimentos já tenham sido repassados e que atendam aos critérios estabelecidos no Preq.

- A adesão ao Preq/PBDV é voluntária e implica na dispensa sem justa causa do empregado inscrito, em data mínima indicada pelo Comitê de RH e definida pelo Diretor da Área, no período de horizonte do Plano.
- São elegíveis ao Preq/PBDV, os empregados aposentados pelo INSS, inclusive cedidos, licenciados e afastados, ou em condições de aposentadoria até o mês anterior ao término da vigência do Preq (julho de 2013).
- Os empregados, após o período de adesão e até o prazo máximo de 6 (seis) meses poderão desistir uma única vez, sem possibilidade de nova inscrição, preenchendo o Termo de Cancelamento da Adesão ao PBDV.
- No caso dos empregados sujeitos ao limite de complementação de aposentadoria pela Fundação Real Grandeza (Regulamento 001-C, item 29.1), a desistência ao Preq poderá ocorrer até um mês antes da data prevista para o desligamento, o que ocorrer primeiro.
- O empregado inscrito no PBDV fará jus, na época do desligamento, a:
 - ✓ Verbas rescisórias relativas à dispensa sem justa causa com aviso prévio trabalhado: saldo de salário, férias vencidas e/ou proporcionais, 13º salário proporcional, indenização compensatória (multa de 40%) sobre os depósitos na conta vinculada do FGTS.
 - ✓ O valor total a ser pago ao empregado limitado a R\$ 592.526,28, incluindo as verbas rescisórias, indenização complementar individual e benefícios, sendo corrigidos com os mesmos índices dos reajustes salariais que vierem a ser concedidos aos empregados nos Acordos Coletivos de Trabalho (ACT).
 - ✓ Utilização do Plano de Saúde de Furnas pelo ex-empregado e seus dependentes cadastrados, pelo prazo máximo de 12 (doze) meses, contados a partir da data do desligamento, mantidas as coberturas e as normas em vigor no ato do desligamento.
- Os desligamentos se darão em até 24 (vinte e quatro) meses a partir do término do período de adesão.
- As datas de desligamentos serão definidas em função da elegibilidade de aposentadoria no INSS e FRG, do tempo necessário para o repasse de conhecimentos e preparação de substitutos, quando for o caso, das programações de trabalho e das possibilidades financeiras e administrativas da empresa, observando-se o disposto nos item 1 e 2 acima e considerando, sempre que possível, a data sugerida pelo empregado no Termo de Adesão.

Inicialmente, até 31 de dezembro de 2011, a Empresa provisionara o montante de R\$ 340.930 mil a ser despendido com o Preq aos seus funcionários elegíveis. No entanto, concomitantemente ao encerramento do Preq de Furnas, previsto originalmente para julho de 2013, a Eletrobras divulgou um Programa de Incentivo ao Desligamento (PID) para todo o sistema Eletrobras.

Sendo assim, em função da realidade atual do setor elétrico e considerando a existência em Furnas, de um número significativo de empregados com possibilidade de aposentadoria até agosto de 2014, bem como as recomendações do DEST e orientações da *holding* Eletrobras, a Empresa aprovou o aditamento e a reabertura do Plano de Readequação do Quadro de Pessoal (Preq), como forma de adequação ao Programa de Incentivo ao Desligamento (PID).

O Preq aditado foi previsto para duas etapas, sendo a primeira até dezembro de 2013 e a segunda no período de janeiro a novembro de 2014, mediante o seguinte:

Parâmetros	Desligados na Etapa 1	Desligados na Etapa 2
Vigência	até Dez/2013	Jan a Nov/2014
Incentivo por Ano Trabalhado (bônus)	0,65 remuneração	0,50 remuneração
Limite de Tempo (anos trabalhados)	35 anos	24 anos
Incentivo Mínimo	R\$ 100.000,00	-
Incentivo Máximo	R\$ 600.000,00	R\$ 268.225,00
Indenização Compensatória	Multa de 40% sobre o saldo do FGTS e verbas rescisórias	Multa de 40% sobre o saldo do FGTS e verbas rescisórias
Limite Total (incentivo máximo + indenização compensatória)	Sem limite	R\$ 429.160,00
Plano de Saúde	Manutenção do Benefício Saúde de Furnas por 60 meses	Manutenção do Benefício Saúde de Furnas por 12 meses

As inscrições para a nova adesão compreenderam o período de 9 a 20 de setembro de 2013.

Os empregados já desligados de Furnas por meio do Preq, a partir de outubro de 2011, mediante assinatura de Termo de Aditamento, tiveram um complemento de rescisão relativo à diferença entre os valores pagos na quitação e os novos valores apurados, na base da data de desligamento de cada empregado e período adicional de 48 meses de utilização do Benefício Saúde de Furnas.

23.2 Folha de Pagamento

A variação apresentada no saldo da rubrica "Folha de Pagamento" refere-se aos pagamentos efetuados na etapa 1 do PBDV (Programa de Bônus para o Desligamento Voluntário), que teve sua vigência encerrada em dezembro de 2013.

NOTA 24 – ENCARGOS SETORIAIS

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)	2.073	4.975	4.482
Ministério de Minas e Energia	1.036	2.487	2.242
Quota para Reserva Global de Reversão (RGR)	90.194	49.572	42.239
Quota para o Proinfa	-	-	578
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	33.764	35.335	32.400
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (Tfsee)	1.198	1.889	1.574
Total circulante	128.265	94.258	83.515
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – projetos próprios	76.601	214.749	184.832
Total não circulante	76.601	214.749	184.832

24.1 P&D

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo desta rubrica retraiu R\$ 138.148 mil em função da realização de investimentos que foram aprovados pela Aneel no exercício de 2013, dos quais destacamos: a) PD.F12.049.01 – embarcação com tração elétrica no valor de R\$ 17.401 mil; b) PD.F12.038.01 – Geração energia por pirólise de resíduos no valor de R\$ 27.661 mil e c) PD.F12.002.01 – LabUAT no valor de R\$ 95.000 mil.

A seguir, detalhamos informações acerca dos principais projetos próprios de P&D:

24.1.1 Fundo Patrimonial LabUAT Abrigado

Foram aplicados R\$ 95.000 mil no Fundo Patrimonial para o Laboratório de Ultra Alta Tensão (LabUAT) e seu principal objetivo é promover o estudo, a modelagem e a avaliação teórica de novos arranjos de linha de transmissão em ultra-alta tensão (UAT), até 1.200kV, em corrente alternada, e aproximadamente 800 kV, em corrente contínua, para longas distâncias, e a realização de pesquisa teórico-experimental para validação dos arranjos de LTs em UAT, em corrente alternada e corrente contínua. Inicialmente, para o desenvolvimento desses estudos e pesquisas será utilizado um laboratório de ultra-alta tensão ao ar livre, no CEPEL, em Adrianópolis (RJ). Durante o projeto, será desenvolvido um laboratório de ultra-alta tensão abrigado.

24.1.2 Embarcação com Tração Elétrica

O projeto recebeu investimentos de R\$ 17.401 mil e envolve o desenvolvimento de barcas elétricas e híbridas a etanol para transportar veículos e passageiros entre diversos pontos do reservatório da Usina Hidrelétrica de Furnas. Entre esses veículos, haverá caminhões transportando para Boa Esperança (MG) resíduos sólidos de outros municípios lindeiros, para serem processados na usina resultante do projeto "Energia do Lixo". As barcas atenderão às comunidades lindeiras do reservatório da usina e, após a conclusão do projeto, serão cedidas em comodato às prefeituras dos municípios beneficiados.

24.1.3 Geração Solar Fotovoltaica

O projeto Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira, desenvolvido por Furnas e parceiros em atendimento à Chamada nº13/2011 da Aneel, tem o objetivo de prover a Agência de informações técnicas e comerciais para viabilizar a proposta de leilões para essa forma de geração de energia. O projeto inclui a construção de uma usina de 3 MW em Jaíba, Minas Gerais, município que possui a maior radiação global no estado, com 5,7801 kWh por metro quadrado.

24.1.4 Gerador de Energia de Ondas Offshore

O Projeto consiste na instalação e operação de um protótipo de conversor do tipo offshore, para geração de eletricidade pelas ondas do mar, em escala real, no litoral do Rio de Janeiro. O conversor será instalado no Rio de Janeiro, a 100 metros da costa, atrás da Ilha Rasa, em mar aberto, a uma profundidade de cerca de 20 metros. A eletricidade gerada será transmitida por cabo submarino - que seguirá pelo leito marinho até a ilha - para conexão à rede elétrica e alimentação do farol e demais instalações da Marinha na localidade. Desse modo, a geração será totalmente offshore, o que a torna a primeira no País com essa característica. A usina terá capacidade de gerar 100 kW, suficiente para abastecer 200 residências (800 pessoas) fora do horário de pico. O valor destinado para este projeto ao longo de 2013 foi de R\$ 1.078 mil.

24.1.5 Aerogerador Pás Dobráveis e Articuladas

A nova tecnologia utiliza pás dobráveis e articuladas, que se movem conforme a direção do vento. Os estudos buscam comprovar a capacidade de geração eólica com ventos de baixa intensidade (1m/s) em diferentes situações e a potência máxima que pode ser gerada em cada configuração.

O objetivo é avaliar comercial e tecnicamente a aplicabilidade da nova tecnologia em lugares distintos como o alto de prédios, áreas descampadas e até túneis do metrô. O projeto tem como ponto de partida um protótipo patenteado de um metro de altura, testado em túneis de vento, para micro geração, em torno de 100 kW. Furnas está investindo em modelos de maior capacidade, que pode ser aplicado em mini geração, até 1 MW, e futuramente em geração em grande escala, a partir de 1 MW.

24.2 RGR

Com o advento da Lei nº 12.783/13, os recursos disponíveis na conta da RGR foram direcionados para cobrir as indenizações aos concessionários, por ocasião da reversão dos bens ligados à execução do objeto das concessões.

A tarifa da RGR incide indiretamente na conta de energia elétrica do consumidor final, mas as concessionárias de energia elétrica são as responsáveis por seu repasse. É fixada em 2,5% do ativo imobilizado em serviço (usinas, torres de transmissão etc.), com os ajustes previstos em lei, observando o limite de 3% da receita anual da empresa.

Em função da Lei nº 12.783, as concessionárias de geração e transmissão de energia elétrica cujas concessões não foram afetadas pela lei e as que não anteciparam a renovação de suas concessões, continuarão recolhendo o encargo da RGR.

Em 10 de janeiro de 2013, a Aneel promulgou o Despacho nº 34 em que revogou as cotas mensais da Reserva Global de Reversão no exercício de 2012, especificamente aquelas que deveriam ser cobradas a partir de 15 de janeiro de 2013. Portanto, Furnas ficou sem recolhimento de RGR de janeiro a junho de 2013.

Somente em 3 de setembro de 2013, mediante o despacho nº 3.039, que a Aneel fixou:

- a) o valor das cotas para o período de julho de 2013 a junho de 2014;
- b) o ajuste relativo à cota anual da RGR do exercício de 2011;
- c) a cota da competência de 2012;
- d) as cotas do período de janeiro a junho de 2013;
- e) a cota anual líquida de RGR a recolher, apurada pelo somatório da cota anual fixada para o mencionado período de competência com o ajuste de 2011, a cota da competência de dezembro de 2012 e as cotas do período de janeiro a junho de 2013;
- f) a cota mensal líquida a recolher, sendo que o primeiro valor a pagar em 15 de setembro de 2013 refere-se às competências de julho e agosto de 2013.

Sendo assim, explica-se o aumento em R\$ 40.622 mil no saldo desta rubrica em 31 de dezembro de 2013 quando comparado a 31 de dezembro de 2012.

24.3 CFURH

A CFURH é um encargo pago pelas geradoras de energia elétrica de origem hidráulica e destina-se a indenizar os Estados, os Municípios e o Distrito Federal pela utilização dos territórios em que se localizam instalações destinadas à produção de energia elétrica ou que tenham áreas invadidas por águas dos reservatórios.

Os recursos da CFURH constituem uma das principais fontes de receita de vários municípios para aplicação em educação, saúde e segurança e correspondem a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em Megawatt/hora- MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% são distribuídos aos estados. Os 10% restantes são repassados à União (3% ao MMA, 3% ao MME e 4% para o FNDCT).

NOTA 25 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Furnas possui contratos com a Fundação Real Grandeza (FRG) – fundo de pensão – para a concessão de benefícios pós-emprego aos seus funcionários bem como contribui como patrocinadora deste fundo. Abaixo, a posição (resumida) do passivo de Furnas com a FRG:

	31.12.2013			31.12.2012			R\$ Mil 01.01.2012
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total	Total
Termo de reconhecimento e consolidação de dívida	-	-	-	-	-	-	197.710
Contrato da reserva a amortizar	62.838	65.966	128.804	56.441	121.421	177.862	217.608
Contribuições amortizantes Plano BD	10.107	36.674	46.781	9.156	44.555	53.711	-
Outros benefícios (Ajuste atuarial, seguro de vida e saúde)	-	124.426	124.426	-	386.808	386.808	104.783
Total	72.945	227.066	300.011	65.597	552.784	618.381	520.101

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo total desta rubrica reduziu R\$ 318.370 mil quando comparado a 2012, em virtude principalmente:

- a) Do pagamento de principal e juros no valor de R\$ 78.851 mil;
- b) De variação monetária e provisão de encargos no valor total de R\$ 22.863 mil; e
- c) Da redução de provisão, no valor de R\$ 262.382 mil, em outros benefícios ocorrido em função das novas premissas calculadas pelos atuários independentes.

25.1 Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões

A Empresa é Patrocinadora Instituidora da Real Grandeza - Fundação de Previdência e Assistência Social (FRG), pessoa jurídica sem fins lucrativos, que tem por finalidade complementar benefícios previdenciários de seus participantes. Em decorrência da cisão das atividades nucleares, ocorrida em 1997, a Eletronuclear tornou-se, também, patrocinadora do Plano de Benefício Definido (BD).

Em 9 de abril de 2003, a Secretaria de Previdência Complementar (SPC), através do Ofício nº 379/SPC/GAB/CGTA, aprovou o Convênio de Adesão e Compromisso de Autopatrocínio da Real Grandeza ao Plano de Contribuição Definida (CD), o que possibilitou a adesão, a partir de 1º de maio de 2003, de empregados do quadro próprio da Entidade ao referido Plano CD.

Atualmente, a Real Grandeza administra dois planos de benefícios: um na modalidade de Benefício Definido (Plano BD) e outro na modalidade de Contribuição Variável (Plano CD).

No período compreendido entre 1 de junho de 2002 e 31 de agosto de 2002, foi oferecida aos participantes do Plano BD, a opção de migrar do Plano BD para dois novos planos aprovados pela Secretaria de Previdência Complementar: o Plano Saldado, aprovado em abril de 2001, e o Plano CD, aprovado em março de 2002. Os participantes ativos poderiam optar pela migração simultânea aos Planos Saldados e de Contribuição Definida ou pela migração exclusiva para o Plano CD. Já os assistidos, somente, poderiam fazer a opção de migrar para o Plano Saldado.

Em ambos os planos em vigor, o regime atuarial de financiamento é o de capitalização.

Segundo as disposições do Regulamento do Plano BD, a contribuição normal da Empresa é composta de uma parcela mensal equivalente à dos participantes ativos que é de: 2,4% sobre a parcela dos salários até ½ teto de contribuição da Previdência Social; 4,6% sobre a parcela dos salários de ½ teto até 1 teto de contribuição da Previdência Social e 13% sobre a parcela dos salários acima de 1 teto de contribuição da Previdência Social; e de uma parcela específica e permanente de 5,09% sobre o total da folha de pagamento.

De acordo com o Regulamento do Plano CD, a Empresa efetuará Contribuição Regular em nome de cada participante ativo equivalente a (i) menos (ii) menos (iii), onde:

- (i) Contribuição Básica efetuada pelo participante no mês, correspondente a 2% do salário de contribuição, mais um percentual a sua escolha entre 4,5% e 10% da parcela do seu salário excedente a 7 UR (UR = R\$ 315,97);
- (ii) Contribuição Específica de valor, calculada em bases atuariais, para cobertura dos benefícios de risco e de eventual parcela dos benefícios mínimos dos Participantes;
- (iii) Contribuição Complementar, igual a um percentual, calculada em bases atuariais, destinada ao financiamento das despesas administrativas.

A soma das contribuições Regular, Específica e Complementar está limitada a soma dos percentuais de 9,4% e da diferença mensal, positiva ou negativa, entre 9,4% e o efetivo percentual das Contribuições Regular, Específica e Complementar.

Em resumo, no plano BD, os benefícios são concedidos com base no salário de atividade, descontado o valor garantido pelo regime geral da previdência social. O programa garante a concessão de um patamar mínimo de renda, além do resgate ou portabilidade de contribuições para desligados e a possibilidade de continuarem vinculados mesmo após o rompimento do vínculo empregatício, mediante contribuição plena. Além disso, há a concessão de um pecúlio por morte em regime de pagamento único.

O plano CD, por sua vez, oferece basicamente os mesmos benefícios, entretanto sem paralelo direto com os salários da atividade. Constitui um plano de acumulação de poupanças durante a fase da vida ativa na empresa com reversão em renda de aposentadoria.

Os ativos dos planos CD e BD são mantidos separadamente daqueles da Empresa e são contabilizados e controlados pela FRG.

Os registros contábeis e as notas explicativas, decorrentes dos cálculos atuariais, foram consignados com base no laudo atuarial emitido por atuário independente.

Em 31 de dezembro de 2013, as contribuições da Empresa à Fundação Real Grandeza, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 27.138 mil (31.12.2012 - R\$ 27.011 mil).

O perfil populacional dos participantes do Plano BD está abaixo demonstrada:

DADOS POPULACIONAIS	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
1. Participantes ativos			
1.1. Participantes - nº	1.822	2.266	2.737
1.2. Idade Média	53,4	54,0	54,2
1.3. Serviço Creditado (total)	31,6	28,6	28,4
1.4. Tempo para Aposentadoria	6,1	4,4	6,8
1.5 Salário Médio em R\$	13.446	11.816	10.551
2. Aposentados			
2.1. Participantes Aposentados - nº	5.868	5.458	5.087
2.2. Idade Média	67,2	66,9	66,7
2.3. Benefício Médio em R\$	6.898	6.374	5.581
3. Pensionistas			
3.1. Participantes Pensionistas - nº	1.343	1.297	1.221
3.2. Idade Média	65,5	66,1	65,3
3.3. Benefício Médio em R\$	1.737	1.675	1.536
População Total	9.033	9.021	9.045

25.2 Termos de compromissos

Como parte das providências necessárias ao enquadramento da FRG aos dispositivos da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998 e, especificamente, em relação ao prescrito no art. 6º, que estabelecia que as Entidades Fechadas de Previdência Privada patrocinadas por órgãos públicos deveriam rever, no prazo de dois anos a contar da publicação da Emenda, seus planos de benefícios, de modo a ajustá-los atuarialmente a seus ativos.

Em 13 de outubro de 2003, dando sequência ao processo de reequilíbrio do Plano de Benefício Definido e atendendo à determinação da Secretaria de Previdência Complementar, a Real Grandeza firmou com Furnas o denominado Contrato da Reserva a Amortizar, correspondendo às parcelas de déficit de sua responsabilidade referentes ao atendimento à EC nº 20/98, no montante total de R\$ 240.348 mil, apurado em novembro de 2001, corrigido com base no fator de atualização do Plano BD, isto é, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC/IBGE), e acrescidos de juros de 6% a.a., que estão sendo pagos, a partir de janeiro de 2004, em 144 parcelas mensais e sucessivas. O saldo devedor da obrigação reconhecida por Furnas, em 31 de dezembro de 2013, monta a R\$ 128.804 mil (31.12.2012 – R\$ 177.862 mil), dos quais R\$ 62.838 mil (31.12.2012 - R\$ 56.441 mil) classificados no passivo circulante.

Considerando que a Real Grandeza foi instituída por Furnas e o Plano BD foi criado antes da edição da revogada Lei Federal nº 6.435, de 15 de julho de 1977, e que a edição dessa lei e circunstâncias posteriores impuseram a revisão do custeio do plano BD até então pactuado, com a previsão de duas alíquotas a cargo do patrocinador do Plano BD assim especificadas:

- (i) contribuição específica criada para adaptação a Lei Federal nº 6.435/77; e
- (ii) contribuição específica criada para eliminação de déficit passado, com a implantação do Plano Especial de Custeio em 1995.

E, tendo em vista que:

- (iii) o plano de custeio atuarialmente revisto adotou para essas duas alíquotas a nomenclatura de *contribuições amortizantes*;
- (iv) tais alíquotas incidem sobre o valor da folha de salários dos participantes ativos do Plano BD, tudo de forma a garantir o cumprimento dos compromissos assumidos por Furnas desde a constituição da FRG e, posteriormente, pela Eletronuclear.

Ainda de acordo com a legislação vigente que introduziu regra na qual estabelece o prazo máximo para amortização de parcela não coberta de reserva matemática de benefícios concedidos e a conceder e que os valores vinculados ao custeio dos compromissos referidos nos itens (i) e (ii) acima foram apurados atuarialmente, conforme consta no Parecer Atuarial, datado de 7 de abril de 2011 e confeccionado por atuário independente.

Destacando que a então Secretaria de Previdência Complementar por intermédio de Relatório de Fiscalização de 22 de agosto de 2007, determinou a FRG a contratação com os patrocinadores do financiamento da parcela das *contribuições extraordinárias amortizantes*.

Esclarecendo que essa obrigação financeira, ora constituída por meio das contribuições amortizantes, corresponde a R\$ 79.929 mil, das quais cabe a Furnas o valor de R\$ 61.458 mil e a Eletronuclear, R\$ 18.471 mil – valores referenciados em 31 de dezembro de 2010.

Foi firmado por Furnas e a FRG, em 1º de outubro de 2012, um Contrato de Pactuação de Obrigação Financeira no valor de R\$ 61.458 mil com o respectivo parcelamento de pagamento, nas seguintes condições:

- (i) pagamento em 86 parcelas mensais e sucessivas no valor de R\$ 876 mil cada;
- (ii) vencendo a primeira parcela no dia 10, do mês subsequente a assinatura do contrato, e, as seguintes, no dia 10 dos meses subsequentes;
- (iii) atualização monetária desde a data de referência, 31 de dezembro de 2010, até a data do efetivo pagamento pela variação do INPC do IBGE, acrescidos de juros correspondentes ao período decorrido entre a data de referência e a data do recolhimento da primeira prestação, calculados à taxa mensal equivalente a 6% a.a.

O saldo devedor desta obrigação reconhecida por Furnas, em 31 de dezembro de 2013, monta a R\$ 46.781 mil (31.12.2012 – R\$ 53.711 mil), dos quais R\$ 10.107 mil (31.12.2012 - R\$ 9.156 mil) classificados no passivo circulante.

O perfil da dívida de longo prazo de Furnas com a FRG está assim relacionada:

	R\$ Mil		
Vencimento	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
2013	-	-	52.482
2014	-	68.373	55.630
2015	76.520	72.473	58.966
2016	11.187	10.595	-
2017	11.858	11.231	-
2018	3.075	3.304	-
Total	102.640	165.976	167.078

A dívida de Furnas com a FRG possui a seguinte mutação em moeda nacional:

	R\$ Mil		
Descritivo	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012	248.240	167.078	415.318
Adições	-	61.457	61.457
Juros	23.993	-	23.993
Variação monetária	-	24.615	24.615
Pagamento de juros	(24.077)	-	(24.077)
Pagamento do principal	(269.733)	-	(269.733)
Transferência para o circulante	87.174	(87.174)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	65.597	165.976	231.573
Juros	11.781	-	11.781
Variação monetária	-	11.082	11.082
Pagamento de juros	(12.121)	-	(12.121)
Pagamento do principal	(66.730)	-	(66.730)
Transferência para o circulante	74.418	(74.418)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2013	72.945	102.640	175.585

25.3 Obrigações registradas no Balanço Patrimonial

	R\$ Mil		
Obrigações registradas no Balanço Patrimonial	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Programa Previdenciário	175.585	471.166	415.318
Programa de Saúde	115.340	136.903	96.091
Programa de Seguro	9.086	10.312	8.692
Total	300.011	618.381	520.101

	R\$ Mil		
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Programa Previdenciário	904.657	1.140.946	579.793
Programa de Saúde	54.733	105.540	70.234
Programa de Seguro	6.673	8.780	8.047
Total	966.063	1.255.266	658.074

25.4 Efeitos do Plano BD, Assistência Saúde e Seguro

25.4.1 Seguro de vida

A Empresa subsidia 75% dos prêmios de uma apólice de seguro de vida em grupo para os empregados em atividade, mas estende a possibilidade de adesão aos aposentados de qualquer espécie, desde que paguem a integralidade do prêmio. Há a identificação de passivos pós-emprego, uma vez que o prêmio é coletivo, equalizado para ambas as massas populacionais, de ativos e de aposentados. Como o prêmio calculado separadamente para a massa de inativos é significativamente maior que o da massa ativa, ocorre a transferência intergeracional de prêmios pagos, aí incluído o subsídio dado pela Empresa. Os passivos foram calculados com base nos dados das apólices relativas ao exercício, adotando, por hipótese, que a adesão dos atuais ativos à continuidade de vínculo na apólice deverá ser mantida nos níveis hoje observados.

25.4.2 Seguro-saúde

A Empresa concede aos aposentados por invalidez, e a seus dependentes, a cobertura de gastos médicos. De acordo com os dados de custos incorridos, foram avaliados, sob a hipótese de entrada em invalidez dos atuais empregados ativos, conforme tábua biométrica selecionada, os compromissos potenciais de longo prazo.

25.4.3 Hipóteses Atuariais e Econômicas

Hipóteses Econômicas		
Descritivo	2013	2012
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	12,06%	8,55%
Taxa de juros real de desconto atuarial	6,42%	3,49%
Projeção de aumento médio dos salários	7,41%	6,99%
Projeção de aumento médio dos benefícios	5,30%	4,89%
Taxa média de inflação anual	5,30%	4,89%
Expectativa de retorno dos ativos do plano	12,06%	8,55%
Hipóteses Demográficas		
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 83	AT-83
Tábua de invalidez	Light Fraca	Light Fraca
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano BD foi uma perda de R\$ 644.360 mil para 31 de dezembro de 2013 em detrimento de um ganho de R\$ 2.107.407 mil para 31 de dezembro de 2012.

25.4.3.1 Taxa de juros de longo prazo

A definição dessa taxa considerou à prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios no chamado conceito de *Duration*.

25.4.4 Planos de benefícios em 31 de dezembro

O plano de benefício normalmente expõe a Companhia a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

Risco de investimento	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em títulos públicos crédito de depósitos privados e fundo de investimentos, considerando os limites por segmento de aplicação de acordo com as diretrizes da Resolução nº 3.792 do Conselho Monetário Nacional e as suas alterações, além dos critérios de segurança, liquidez, rentabilidade e maturidade do plano.
Risco de taxa de juros	Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano.
Risco de longevidade	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.
Risco de salário	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

25.4.4.1 Conciliação dos passivos dos planos de benefícios pós-emprego

a) Planos de benefícios definidos (Plano BD)

Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício:

Descritivo	R\$ Mil	
	31.12.2013	31.12.2012
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	9.005.353	10.528.335
Valor justo dos ativos do plano (-)	(9.038.845)	(10.057.169)
Passivo (Ativo) líquido	(33.492)	471.166
Efeito de restrição sobre o ativo	33.492	-
Ajuste atuarial FRG	-	239.593
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	175.585	231.573
Valor do passivo/(ativo) de benefício pós-emprego	175.585	471.166
Custo do serviço corrente	37.586	7.929
Custos dos juros líquidos	40.288	(148.983)
Despesa/(receita) atuarial reconhecida no exercício	77.874	(141.054)

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

b) Planos de outros benefícios pós-emprego

Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício:

Descritivo	Saúde		Seguro	
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	115.340	136.904	9.085	10.311
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo (Ativo) líquido	115.340	136.904	9.085	10.311
Valor do passivo/(ativo) de benefício pós-emprego	115.340	136.904	9.085	10.311
Custo do serviço corrente	-	-	-	-
Custos dos juros líquidos	11.706	9.807	882	887
Despesa/(receita) atuarial reconhecida no exercício	11.706	9.807	882	887

A movimentação do valor presente das obrigações e do valor presente do ativo dos planos de benefícios no exercício corrente e em 31 de dezembro de 2012 estão apresentadas a seguir:

Descritivo	Plano BD	Saúde	Seguro
	31.12.2013	31.12.2013	31.12.2013
Alterações nas obrigações			
Valor das obrigações atuariais no início do ano	10.528.335	136.904	10.311
Custos dos serviços corrente líquido	106.203	-	-
Custos dos juros	900.174	11.706	882
Benefícios pagos	(505.163)	(2.916)	-
Custo de saúde - Preq	-	20.453	-
(Ganhos) perdas decorrentes de remensuração:			
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(3.171.859)	(51.758)	(1.404)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	1.147.663	951	(703)
Subtotal	(2.024.196)	(50.807)	(2.107)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	9.005.353	115.340	9.086
Alterações nos ativos financeiros			
Valor justo dos ativos no início do ano	10.057.169	-	-
Receita de juros	859.886	-	-
Contribuições patronais	62.582	-	-
Contribuições de participantes do plano	68.616	-	-
Benefícios pagos/adiantados	(505.163)	-	-
Ganhos (perdas) decorrentes da remensuração:			
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receitas de juros)	(1.504.245)	-	-
Subtotal	(1.504.245)	-	-
Valor justo dos ativos no fim do exercício	9.038.845	-	-

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Descritivo	R\$ Mil		
	Plano BD	Saúde	Seguro
	31.12.2012	31.12.2012	31.12.2012
Alterações nas obrigações			
Valor das obrigações atuariais no início do ano	6.808.288	96.091	8.692
Custo do serviços corrente líquido	69.781	-	-
Custos dos juros	674.656	9.807	887
Benefícios pagos/adiantados	(435.585)	(4.300)	-
(Ganhos) perdas decorrentes de remensuração	3.411.195	35.306	732
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	10.528.335	136.904	10.311
Alterações nos ativos financeiros			
Valor justo dos ativos no início do ano	8.215.095	-	-
Receita de juros	823.640	-	-
Contribuições patronais	107.040	-	-
Contribuições de participantes do plano	63.211	-	-
Benefícios pagos/adiantados	(435.585)	-	-
Ganhos (perdas) decorrentes da remensuração			
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesas financeiras líquidas)	1.283.768	-	-
Subtotal	1.268.768	-	-
Valor justo dos ativos no fim do exercício	10.057.169	-	-

As principais categorias de ativos do plano no final do período de relatório e que impactam o retorno dos ativos do plano são apresentadas a seguir:

Descritivo	R\$ Mil	
	31.12.2013	31.12.2012
Valores disponíveis imediatos	-	783
Realizável previdenciário	4.553	15.890
Renda fixa	6.748.152	27.049
Renda variável	2.155.853	9.495.191
Investimentos imobiliários	317.884	329.080
Empréstimos e financiamentos	234.320	240.251
Outros	-	99
(-) Exigíveis previdenciários	(375.893)	(51.081)
(-) Exigíveis de investimentos	(46.024)	(93)
Total dos ativos garantidos	9.038.845	10.057.169

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos, enquanto os valores justos dos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

25.4.5 Resumo dos impactos reconhecidos em outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes (ORA) acumulados	R\$ Mil	
	31.12.2013	31.12.2012
Programa previdenciário e outros benefícios pós-emprego (ganho)	966.063	1.255.266

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Descritivo	R\$ Mil		
	Plano BD	Saúde	Seguro
	31.12.2013	31.12.2013	31.12.2013
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido reconhecidos em ORA no exercício			
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	3.171.859	51.758	1.404
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(1.147.663)	(951)	703
Retorno sobre ativos do plano	(1.504.245)	-	-
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	(283.662)	-	-
Componentes de custo de benefício definido reconhecidos em ORA	236.289	50.807	2.107

Descritivo	R\$ Mil		
	Plano BD	Saúde	Seguro
	31.12.2012	31.12.2012	31.12.2012
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido reconhecidos em ORA no exercício			
Ganhos (perdas) atuariais no valor das obrigações	(3.411.195)	(35.306)	(732)
Retorno sobre ativos do plano	1.285.127	-	-
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	1.406.808	-	-
Ajustes referentes à dívida + complemento	158.107	-	-
Componentes de custo de benefício definido reconhecidos em ORA	(561.153)	(35.306)	(732)

25.4.6 Contribuições patronais esperadas para o próximo exercício

Furnas espera contribuir com R\$ 70.129 mil com os planos de benefícios definidos durante o próximo exercício.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido é de 8,56 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego:

R\$ Mil	
Programa Previdenciário	31.12.2013
Menos de 1 ano	712.504
Entre 1-2 anos	732.665
Entre 2-5 anos	2.213.114
Mais de 5 anos	15.746.939
Total	19.405.222

25.5 Efeitos da variação de um ponto percentual nas premissas atuariais significativas

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 202.813 mil (aumento de R\$ 211.385 mil).

- Se os custos médicos fossem 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria aumento R\$ 6.191 mil (redução de R\$ 5.691 mil).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 155.833 mil (redução de R\$ 160.505 mil).

NOTA 26 – CONCESSÕES A PAGAR - USO DO BEM PÚBLICO

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de concessões a pagar é de R\$ 39.680 mil (31.12.2012 - R\$ 44.673 mil) que se refere às usinas de Batalha, R\$ 8.847 mil (31.12.2012 - R\$ 8.321 mil) e Simplício, R\$ 30.833 mil (31.12.2012 - R\$ 36.352 mil).

26.1 Movimentação do passivo

R\$ Mil	
Descrição	Valor
Saldo em 1º de janeiro de 2012	42.230
Atualização monetária	2.443
Saldo em 31 de dezembro de 2012	44.673
Amortização	(4.993)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	39.680

26.2 Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

R\$ Mil			
Ano	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
2013	-	-	1.255
2014	1.590	2.089	1.975
2015	1.433	2.089	1.975
2016	1.433	2.089	1.975
2017	1.433	2.089	1.975
2018	1.433	2.089	1.975
Após 2018	32.358	34.228	31.100
Total não circulante	39.680	44.673	42.230

26.3 Informação sobre os pagamentos do uso do bem público

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Empresa ajustou, a valor presente, esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação:

R\$ Mil				
Usinas/Anos de pagamento	Valor Original		Valor Atualizado	
	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Batalha - 35	249	6.897	463	8.847
Simplício - 35	972	26.905	1.427	30.833

NOTA 27 – PROVISÕES PARA RISCOS

Furnas é parte envolvida em diversas ações no âmbito administrativo e do judiciário – principalmente nas esferas tributária, trabalhista e cível. A Administração, de acordo com a Deliberação CVM nº 489/2005, que aprovou o CPC 25, adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Empresa em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

I - Para as causas cujo desfecho negativo para a Empresa seja considerado como de risco provável	II - Para as causas cujo desfecho negativo para a Empresa seja considerado como de risco possível	III - Para as causas cujo desfecho negativo para a Empresa seja considerado como de risco remoto
São constituídas provisões.	As informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas.	Somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações, que, a critério da Administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das Demonstrações Contábeis.

27.1 A seguir, a movimentação por tipo de risco provável:

R\$ Mil					
Descritivo	01.01.2012	Adições/ (Reversões)	31.12.2012	Adições/ (Reversões)	31.12.2013
Trabalhistas	227.567	3.487	231.054	113.427	344.481
Tributários	98.807	220.480	319.287	(306.809)	12.478
Cíveis e outros	296.315	18.522	314.837	(116.487)	198.350
Total não circulante	622.689	242.489	865.178	(309.869)	555.309

Ações judiciais movidas contra a Empresa que se encontram registradas:

27.1.1 Riscos trabalhistas prováveis

Os valores provisionados neste grupo são decorrentes de reclamações principalmente vinculadas a: (a) adicional de periculosidade e insalubridade, (b) disputas sobre o montante de compensação pago sobre demissões e ao terço constitucional de férias bem como outros itens amparados pela legislação trabalhista brasileira que o reclamante julga ter direito ou mesmo tendo recebido o direito julgou que foi por valor diverso do que deveria dos quais vale mencionar:

a) Sindicato dos Engenheiros - SENGE processo nº 0322200-47.1981.5.01.0031.

Em 31 de dezembro de 2012, o referido processo tinha uma provisão de R\$ 33.141 mil tendo em vista sua classificação de risco 50% provável e 50% possível, porém, em decorrência do julgamento dos Agravos de Petição interpostos no Tribunal Regional do Trabalho por ambas as partes, foi dado provimento ao recurso do Sindicato para incluir parcelas afastadas na decisão recorrida (sentença em Embargos à Execução).

Nesse sentido, diante da probabilidade remota da reversão do quadro ora apresentado junto ao TST, o risco da ação foi alterado para 100% provável. O que elevou o valor para R\$ 84.547 mil em 31 de dezembro de 2013.

b) Complementação de aposentadoria para Berreta Coelho.

Valor de perda provável: R\$ 32.515 mil para quais há depósito judicial no montante de R\$ 41.285 mil (valor atualizado em 31 de dezembro de 2013).

27.1.2 Riscos tributários prováveis

A principal ação (15374-001.504/2001-65) registrada neste grupo refere-se ao questionamento de autos de infração lavrados contra Furnas em 3 de maio de 2001, relativos ao Finsocial, Cofins e Pasep, no montante histórico de R\$ 602.767 mil, em decorrência de exclusões da base de cálculo dos referidos tributos de receitas provenientes do transporte de energia de Itaipu, de receitas provenientes de Repasse da Energia adquirida de Itaipu e da RGR – Reserva Global de Reversão, por um período de dez anos.

Em 09 de julho de 2010, Furnas foi intimada a tomar ciência do acórdão 3401-00.326 que reconheceu a decadência de parte do crédito tributário, com fundamento na Súmula Vinculante nº 8 do STF, passando o montante atualizado em 30 de setembro de 2013 para R\$ 259.438 mil. Posteriormente, foi interposto Recurso Especial de Divergência contra o referido acórdão o qual não foi conhecido, em sessão realizada em 17 de outubro de 2012. Dessa forma, foram esgotadas as possibilidades de recurso na esfera administrativa, restando, tão somente, a possibilidade de oposição e Embargos Declaratórios, para sanar eventual omissão, contradição ou obscuridade na decisão.

A Empresa, baseada na divulgação das últimas decisões da Receita Federal, constituiu, em 31 de dezembro de 2012, provisão para riscos fiscais no valor total de R\$ 246.204 mil que em 30 de setembro foi complementada para totalizar R\$ 259.438 mil.

O processo 18471.001.315/2008-59 versa sobre lançamentos decorrentes de diferenças entre valores de PIS/Cofins declarados/pagos e os valores escriturados, apurados com base na escritura fiscal e contábil de Furnas, pelo fato de ter excluído das suas bases de cálculo os valores referentes à RGR, ocorrido nos períodos de competência de outubro de 2005 a março de 2007, com valor atualizado em 30 de setembro de 2013 de R\$ 63.388 mil.

A empresa interpôs Recurso Especial de Divergência contra o acórdão que manteve a decisão que julgou procedente os lançamentos, com chances remotas de êxito, na esfera administrativa, em função das últimas decisões sobre o tema.

Tendo em vista, as últimas decisões sobre o tema, em dezembro de 2013, a Empresa reverteu a referida provisão no total de R\$ 322.826 mil devido ao seu ingresso no programa de recuperação fiscal (Lei nº 12.864/2013), utilizando-se do benefício do Parcelamento Especial (Paes) para a quitação do débito em 180 meses, constituindo o passivo correspondente.

27.1.3 Riscos cíveis e outros prováveis

As ações cíveis e outras estão basicamente relacionadas às reclamações de terceiros referentes a ações de desapropriações e reintegração de posse, além de outras demandas relacionadas a acidentes, ações indenizatórias diversas e, ainda, decorrentes de indenização pecuniária em ação reivindicatória das quais destacamos:

a) Autos de infração Aneel. A Empresa mantém registrado o valor de R\$ 18.610 mil referentes a autos de infração lavrados pela Aneel que estão sendo contestados por Furnas cujas ações ajuizadas possuem probabilidade de perda provável.

b) Processo nº 0662964-19.1985.4.03.6100 – Trata-se de ação ordinária de indenização proposta por Garcia e Marchi em 17/01/1985, junto à 14ª Vara Federal de São Paulo, por conta de prejuízos por ocasião da formação do lago artificial da Usina Hidroelétrica de Marimbondo/SP. Após iniciada a liquidação e execução do julgado, a contadoria do Juízo apresentou o valor de R\$ 38.964 mil tendo Furnas concordado com o mesmo, já que detectou-se que a Contadoria do Juízo equivocou-se quanto a utilização do índice de correção monetária, apurando um valor indenizatório corrigido menor do que o efetivamente devido.

c) Processo nº 0073708-71.2006.8.19.0001 – Trata-se de Ação Ordinária proposta por Ampla Energia e Serviços LTDA em face de FURNAS Centrais Elétricas S/A, tendo como pedido o reconhecimento da alegada violação ao congelamento de preços, e a declaração da ilegalidade e nulidade das majorações tarifárias relativas ao suprimento de energia elétrica cobradas da Ampla por Furnas, que foram implementadas durante o período do congelamento de preços objeto dos Decretos Lei nº 2.283/86 e 2.284/86, bem como a declaração de ilegalidade e nulidade das portarias 37/DANEE/86, 49/DNAEE/86, 75/DNAEE/86 e posteriores, bem como as portarias 36/DANEE/86, 40/DNAEE/86 e posteriores, além da ilegalidade e nulidade da repercussão destas ilegais majorações tarifárias sobre as tarifas posteriores, com a condenação de Furnas a restituir à AMPLA a quantia correspondente à diferença entre os importes tarifários fixados pelas Portarias 15/DNAEE/86 e aquelas ilegalmente majoradas e fixadas pelas portarias posteriores. O objeto da presente ação, em síntese, é a dedução em Juízo do direito de obter junto às suas supridoras a restituição dos valores relativos aos percentuais majorados indevidamente, durante o período de congelamento de preços, bem como todos os demais reflexos decorrentes da referida majoração. Saliente-se que o processo foi julgado procedente em 1ª instância, e a sentença foi confirmada pelo Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, e atualmente está em fase de recurso para as instâncias superiores. O valor discutido monta em R\$ 27.270 mil.

d) Processo nº ACP 0318450-61.2012.8.09.0036: Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada pelo Município de Cristalina-GO em 19/10/2012, que tramita junto à 2ª Vara Cível da Comarca de Cristalina, com o objetivo de ver suspensa a expedição da Licença de Operação do Aproveitamento Hidrelétrico de Batalha, além do pedido de indenização por diversos danos ambientais e sociais decorrentes da construção do referido empreendimento. O valor discutido monta em R\$ 20.870 mil.

e) Processo nº 0025662-66.1998.8.08.0024 – Condenação de Furnas ao pagamento de indenização por danos materiais em razão a acidente de veículo, em quantia a ser apurada em liquidação de sentença, já tendo ocorrido o trânsito em julgado. Na atual fase de cumprimento de sentença, após o pagamento dos valores referentes aos danos emergentes, prossegue-se a execução quanto aos lucros cessantes, cujo montante está sendo impugnado em sede recursal. Valor Provisionado: R\$ 14.234 mil.

27.2 A seguir, a movimentação por tipo de risco possível:

R\$ Mil					
Descritivo	01.01.2012	Adições/ (Reversões)	31.12.2012	Adições/ (Reversões)	31.12.2013
Trabalhistas	164.356	71.016	235.372	9.059	244.431
Tributários	179.180	2.704.326	2.883.506	638.711	3.522.217
Cíveis e outros	365.004	292.962	657.966	368.937	1.026.903
Total não circulante	708.540	3.068.304	3.776.844	1.016.707	4.793.551

Ações judiciais movidas contra a Empresa com probabilidade de perda possível:

27.2.1 Processos trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2013, os processos trabalhistas tiveram um aumento de R\$ 9.059 mil, tendo em vista mudança de prognóstico de perda remota para possível.

Os processos trabalhistas com perda possível de maior valor são:

- (i) Processo nº 0161500-39.1995.5.01.0021 referente a reclamação trabalhista de Lopes Cabral e outros no valor de R\$ 32.271 mil.
- (ii) Processo nº 1.814/2003. Ação rescisória, no valor de R\$ 19.210 mil, do Acórdão proferido em recurso extraordinário nº 214.117/8 da 1ª Vara Trabalhista de Uberlândia do TRT/MG referente a Reclamação Trabalhista nº 1.012/1991 – que requer diferença salarial em função do Plano Brasil Novo.
- (iii) Processo nº 0111400-58.1997.5.01.0038. Reclamação trabalhista em favor de Peternel no valor de R\$ 18.632 mil.

27.2.2 Processos tributários

Os processos tributários tiveram um aumento líquido de R\$ 638.711 mil, em função de novos processos e de atualização monetária. Das adições no período, destacamos o item (iii) descrito abaixo, os demais itens tratam-se de processos antigos atualizados até 31 de dezembro de 2013:

- (i) Processo nº 16682.720.517/2011-98 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil (RFB) em função de procedimento fiscal para verificação da apuração do IRPJ e CSLL no ano-calendário 2007, particularmente no que concerne a valores considerados a título de: redução da receita líquida; despesas com depreciação; e outras despesas operacionais. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 1.010.335 mil.

- (ii) Processo nº 16682.720.516/2011-43 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em função de procedimento fiscal para verificação de eventual insuficiência de recolhimento ou declaração das contribuições para o PIS/Pasep e a Cofins no período de out/2006 a dez/2009. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 953.985 mil.
- (iii) Processo nº 16682.720.878/2013-04 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em função de procedimento fiscal que verificava a utilização de despesa tida em 2000 (em razão da assunção de dívida junto à Fundação Real Grandeza) como prejuízo fiscal registrado em 2009 e, por conseguinte, compensado nos anos-calendário de 2009, 2010 e 2011. A autoridade fiscal afirma que tal registro foi feito de modo errado, tendo em vista que tal despesa deveria ter sido contabilizada no seu período de competência, no ano de 2000. Dessa forma, glosou as despesas deduzidas no ano-calendário 2011. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 593.014 mil.
- (iv) Processo nº 16682.720.331/2012-10 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em razão de ter se utilizado dos saldos negativos de IRPJ e de CSLL apurados ao final do ano-calendário de 2009, mediante procedimento de compensação considerado irregular pelo Auditor Fiscal, uma vez que Furnas não entregou à Receita Federal a DCOMP para efetivar compensação. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 437.884 mil.
- (v) Processo nº 16682.720.874/2013-18, apresentado solicitação de impugnação, referente a auto de infração lavrado pela RFB em razão de Furnas ter dado tratamento como receita isenta às receitas de uso da rede elétrica por Itaipu. Lançamento de ofício das diferenças dos valores devidos de Pasep/Cofins e os declarados por meio de DCTF. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 170.184 mil.

27.2.3 Processos cíveis e outros

Os processos cíveis e outros, em 31 de dezembro de 2013, aumentaram R\$ 368.937 mil em decorrência de mudança de prognóstico de remoto para possível e de atualizações no valor de processos já existentes. Dos valores registrados destacamos os seguintes processos:

- (i) Processo nº 0018333-44.2005.4.01.3400 - Furnas x Diretor Geral da Aneel - R\$ 103.000 mil.

Trata-se de Mandado de Segurança impetrado por Furnas que, como figura como ré, visa anular a decisão da Aneel que determinou a assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e demais contratos relacionados à Transmissão e à Distribuição da UTE Cuiabá.

Furnas alega que, nos termos da Resolução nº 236/2003 - Aneel, o CUST deveria ser assinado pela Unidade Geradora do empreendimento com o ONS que seria a Empresa Produtora de Energia (EPE). Furnas, nesse caso, seria mera comercializadora da energia produzida, não tendo assumido a assunção de encargos financeiros de correntes de contratos de transmissão e distribuição.

Saliente-se que a ação foi julgada improcedente na primeira instância, contudo, Furnas conseguiu junto ao TRF da 1ª Região, a suspensão da assinatura do contrato até o julgamento final da lide.

O processo atualmente está no TRF da 1ª Região, aguardando o julgamento da Apelação Cível interposta por Furnas.

- (ii) Processo nº 0012047-40.2011.4.01.3400 - Aneel - Desconstituição de Ato Administrativo no valor de R\$ 43.398 mil.

Trata-se de ação através da qual se pretende a desconstituição de ato administrativo, consubstanciado no Auto de Infração nº 027/2010-SFE/Aneel, lavrado em 22 de março de 2010, que gerou o Processo Administrativo Nº 48500.006877/2009-46.

Nesse sentido, foram aplicadas as seguintes penalidades em função da Perturbação (Apagão) ocorrida no dia 10 de novembro de 2009 na SE Itaberá, SE Foz do Iguaçu e SE Ivaiporã e nos Centros de Operação de Campinas e Jacarepaguá:

Multa: Grupo III: de 0,8162%, no valor total de R\$ 53.734 mil, correspondente ao faturamento anual da empresa no período de dezembro de 2008 a novembro de 2009 (12 meses), disponível no Relatório Balancete Mensal Padronizado (BMP). Cabe registrar que a multa foi reduzida para R\$ 43.398 mil.

Foi ajuizada a ação bem como efetuado depósito em caução no valor de R\$ 47.414 mil em 25 de fevereiro de 2011, a fim de suspender a exigibilidade. Com efeito, foi concedida a Decisão Liminar nº 44/2011, proferida em 25 de fevereiro de 2011, pelo Juízo da 3ª Vara Federal – Seção Judiciária do Distrito Federal. O processo encontra-se concluso para sentença desde 10 de outubro de 2012.

- (iii) Processos 0351632-67.2012.8.19.0001; 0351614-46.2012.8.19.0001; etc. Integral Engenharia Ltda. x Furnas: R\$ 88.141 mil. Processos estavam classificados de acordo com o valor dado à causa pelo Autor. Todavia, foi verificado que o valor estabelecido pelo Autor não correspondia ao valor real do pleito, razão pela qual foram adequados, o que gerou o aumento.

- (iv) Processo Aneel nº 0026627-17.2007.4.01.3400 – Nulidade da Resolução Normativa nº 257/2007 da Aneel, que dispõem sobre a revisão tarifária, dos serviços de transmissão prestados por Furnas, com a finalidade de manter a atual RAP – Receita Anual Permitida, até a edição de nova resolução autorizativa que atenda os termos do contrato de concessão firmado com o poder concedente, levando em consideração os investimentos realizados por Furnas. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 184.919 mil.

NOTA 28 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL (AFAC)

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de AFAC registrado no passivo não circulante é de R\$ 34.740 mil, cujo saldo em 31 de dezembro de 2012 era de R\$ 525.450 mil (01.01.2012 – R\$ 300.000 mil). Contudo, em 29 de abril de 2013, foi incorporado ao capital de Furnas, o montante de R\$ 500.000 mil conforme Ata da Assembleia Geral Extraordinária (AGE) de 29 de abril de 2013.

A origem do montante de AFAC incorporado ao capital referem-se aos aportes efetuados pela Eletrobras nos valores de:

a) R\$ 300.000 mil para contrapartida dos compromissos assumidos por Furnas – cobrir despesas de investimentos e inversões financeiras nas SPE –, e liberados em 28 de dezembro de 2011, como relacionado abaixo:

- (i) UHE Santo Antonio aporte de R\$ 204.000 mil;
- (ii) UHE Teles Pires aporte de R\$ 16.000 mil; e
- (iii) Obras do Programa Geral de Empreendimentos de Transmissão (Corporativo): R\$ 80.000 mil.

b) R\$ 200.000 mil para contrapartida dos compromissos assumidos por Furnas – cobrir despesas de Furnas com investimentos próprios e inversões financeiras na SPE Madeira Energia, UHE Santo Antonio –, liberados em parcela única em 25 de maio de 2012.

Caso o prazo para efetivação do aumento de capital, com respectiva capitalização seja superior a 1 (um) ano, haverá atualização pela Selic.

NOTA 29 – PROVISÃO PARA CONTRATO ONEROSO

R\$ Mil			
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Provisão para UHE Marimbombo	2.336	-	-
Provisão para UHE Furnas	12.182	-	-
Provisão para UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho (LCB - Estreito)	15.526	-	-
Provisão para UHE Funil	95.903	83.158	-
Provisão para Contrato nº 062/2001 – transmissão	875.272	1.407.057	-
Total	1.001.219	1.490.215	-
Não circulante	1.001.219	1.490.215	-

A Administração da Empresa realiza anualmente teste de onerosidade nos contratos de geração e transmissão de energia elétrica, em atendimento ao CPC 25 e IAS 37.

Para fins de avaliação da onerosidade, a Empresa calcula o montante estimado através de fluxos de caixa identificáveis por contrato, utilizando as premissas do cálculo do *impairment* na nota 18.3.

Com a renovação do contrato nº 004/2004 nos termos da Lei nº 12.783/2013, ficou configurado a onerosidade contratual. As usinas integrantes no contrato são: UHE Corumbá I, UHE Marimbondo, UHE Furnas, UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho (LCB - Estreito), UHE Funil e UHE Porto Colômbia.

Em função da renovação do contrato de concessão nº 062/2001, nos termos da Lei nº 12.783/2013, a Empresa mudou a sua característica com relação à atividade de transmissão. Antes, todos os bens destinados a essa atividade eram tratados como Ativos Financeiros, uma vez que todos os contratos de transmissão foram assim considerados. Com a renovação, o contrato de concessão nº 062/2001 passou a ser um contrato de prestação de serviço de operação e manutenção.

Após aplicação da metodologia, utilizando as premissas elencadas na nota 18.3, Furnas efetuou os testes de onerosidade e constitui a provisão para UHE Marimbondo, UHE Furnas, UHE LCB – Estreito e UHE Funil do contrato nº 004/2004 e para o contrato nº 062/2001 – Transmissão.

29.1 Movimentação da provisão

R\$ Mil	
Descritivo	Valor
Saldo em 1º de janeiro de 2012	-
(+) Constituição de provisão	1.490.215
Saldo em 31 de dezembro de 2012	1.490.215
(+) Constituição de provisão (UHEs: Marimbondo, Furnas, LCB - Estreito e Funil)	42.789
(-) Reversão de provisão (CT nº 062/2001 – transmissão) ^(a)	(531.785)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	1.001.219

^(a) Esta reversão na provisão para perdas por contrato oneroso é devido ao aumento de RAP, em função da atualização para o ciclo de julho de 2013 a junho de 2014, conforme Resolução Homologatória Aneel nº 1.559, de 27 de junho de 2013.

NOTA 30 – OUTROS

Este grupo de contas compõem-se de diversos valores a pagar dispostos como segue:

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Adiantamentos - diversos	960	570	360
Cauções em garantia	625	753	950
Credores diversos	8.035	14.213	13.821
Ressarcimento – CCEAR ⁽¹⁾	24.642	69.475	-
Contribuições FRG	14.953	16.324	18.995
Remuneração aos acionistas	-	-	64.497
Total Circulante	49.215	101.335	98.623
FGTS conta empresa	1	1	2
Credores diversos	-	-	3.483
Total Não Circulante	1	1	3.485

⁽¹⁾ CCEAR= Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.

30.1 Ressarcimento CCEARs

No âmbito na CCEE há cláusulas contratuais presentes nos contratos por disponibilidade firmados entre os agentes, cujo objetivo é identificar os valores dos ressarcimentos, aos agentes compradores de CCEARs por disponibilidade, originários do eventual descumprimento das obrigações previstas pelos vendedores nos termos destes contratos.

Em dezembro de 2013, havia o valor de R\$ 24.642 mil referente a estes tipos de ressarcimentos, seja: pela insuficiência de geração, indisponibilidade, geração inferior à inflexibilidade contratual ou ao despacho do ONS.

NOTA 31 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O Patrimônio da Empresa, no valor de R\$ 11.177.327 mil (R\$ 11.467.729 mil – 31.12.2012 e R\$ 13.445.103 mil – 01.01.2012), está assim composto:

31.1 Capital Social

Em 31 de dezembro de 2013, o capital da Empresa no total de R\$ 6.531.154 mil (31.12.2012 e 01.01.2012 – R\$ 6.031.154 mil) está distribuído entre ações ordinárias e preferenciais como segue:

Descritivo	Quantidade de mil ações em 31.12.2013			
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Percentual
Total	52.739.026	14.864.685	67.603.711	100,00%

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Descritivo	Quantidade de mil ações em 31.12.2012 e 01.01.2012			
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Percentual
Total	50.827.935	14.326.037	65.153.972	100,00%

Em 29 de abril de 2013, nos termos da Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada, foi aprovado um aumento do capital social de Furnas correspondente à capitalização de AFACs provenientes da Eletrobras no montante de R\$ 500.000 mil mediante a emissão, para subscrição privada de 2.449.739 mil novas Ações, sendo 1.911.091 mil Ações Ordinárias e 538.648 Ações Preferenciais, ao preço de emissão de R\$ 204,10 por lote de 1 mil ações, considerando o Valor Patrimonial.

Sendo assim, nos dias 26, 27 e 28 de junho de 2013, foram publicados avisos aos acionistas nos jornais O Globo e no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro para que os acionistas minoritários tenham o direito de subscrever ações visando a manutenção da sua participação no capital da Empresa.

Conforme previsto no § 4º, do artigo 171, da Lei nº 6404/76, foi dado aos acionistas minoritários um período para exercerem seu direito a subscrição, findando em 11 de Outubro de 2013.

Os Avisos aos Acionistas, foram publicados nos jornais O Globo e no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro nos dias 16, 17 e 18 de Setembro de 2013. Adicionalmente, cabe destacar o informado aos acionistas neste Aviso:

Direito de Subscrição. Terão direito de subscrever o aumento de capital os acionistas titulares de ações de emissão de Furnas em 29 de abril de 2013, na proporção da sua participação no capital social.

Prazo para a Subscrição. O prazo para exercício do direito de preferência pelos acionistas é de 30 (trinta) dias contados da data de publicação do Aviso.

Forma de Subscrição. Os acionistas deverão solicitar o Boletim de Subscrição, durante o prazo definido, para o exercício do direito de preferência.

Forma de Pagamento. Caso acionistas venham a exercer o direito de preferência, as ações subscritas deverão ser integralizadas no ato da subscrição, através da apresentação de comprovante de depósito Identificado, DOC ou TED em Conta Corrente de Furnas informada no Boletim de Subscrição.

Direitos e Vantagens. As ações terão os mesmos direitos e vantagens atribuídos às demais ações de mesma espécie.

Descritivo	Quantidade de mil ações em 31.12.2013			
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Percentual
Centrais Elétricas Eletrobras S.A. – Eletrobras	52.647.326	14.659.407	67.306.733	99,56%
Outros	91.700	205.278	296.978	0,44%
Total	52.739.026	14.864.685	67.603.711	100,00%

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Descritivo	Quantidade de mil ações em 31.12.2012 e 01.01.2012			
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Percentual
Centrais Elétricas Eletrobras S.A. – Eletrobras	50.736.236	14.120.855	64.857.091	99,54%
Outros	91.699	205.182	296.881	0,46%
Total	50.827.935	14.326.037	65.153.972	100,00%

31.2 Reserva de Capital

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	3.405.297	3.405.297	3.405.297
Outros			
Remuneração das imobilizações em curso – capital próprio	2.123.689	2.181.449	2.181.449
Correção monetária do ativo imobilizado	-	103.637	103.637
Total	5.528.986	5.690.383	5.690.383

31.3 Reserva de lucros

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Legal	-	418.803	418.803
Lucros para expansão	-	237.310	1.131.512
Lucros a realizar	-	-	411.500
Total	-	656.113	1.961.815

31.4 Outros Resultados Abrangentes (ORA)

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
ORA	(882.813)	(909.921)	(431.740)
Total	(882.813)	(909.921)	(431.740)

31.5 Dividendos adicionais propostos

Descritivo	R\$ Mil		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
ORA	-	-	193.491
Total	-	-	193.491

Em 31 de dezembro de 2013, o prejuízo do exercício no valor de R\$ 817.510 mil foi absorvido pelas reservas de lucros e de capital, mediante os termos da Lei nº 6.404/1976, art. 189, § único e art. 200, inciso I.

NOTA 32 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	R\$ Mil	
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012
Receita Operacional		
Geração		
Fornecimento de energia elétrica	75.809	200.192
Suprimento de energia elétrica	2.325.823	5.106.158
Energia de curto prazo	467.819	302.741
Operação e manutenção de usinas	543.127	-
Construção de usinas	103.967	-
Total	3.516.545	5.609.091
Transmissão		
Operação e manutenção de linhas de transmissão	726.879	960.211
Construção de linhas de transmissão	478.106	511.522
Remuneração financeira – retorno de investimento	172.204	1.212.992
Total	1.377.189	2.684.725
Outras receitas	69.648	52.178
Receita Operacional Bruta	4.963.382	8.345.994
Deduções à receita operacional		
Impostos e contribuições sobre a receita		
ICMS	(12.235)	(73.127)
Pis/Pasep	(125.483)	(138.892)
Cofins	(369.682)	(489.062)
ISS	(3.052)	(2.413)
Total	(510.452)	(703.494)
Encargos Setoriais		
Quota para a reserva global de reversão	(91.004)	(218.077)
Conta de Consumo de combustíveis (CCC)	(3.312)	(36.478)
Conta de desenvolvimento energético (CDE)	(11.511)	(31.245)
Proinfa	(17.522)	(17.038)
Pesquisa e desenvolvimento	(37.386)	(74.212)
Total	(160.735)	(377.050)
Total de Deduções	(671.187)	(1.080.544)
Receita Operacional Líquida	4.292.195	7.265.450

A receita da Empresa é substancialmente proveniente da venda de energia elétrica, da construção, operação e manutenção e atualização do ativo financeiro decorrente do seu sistema de transmissão. Estas operações estão amparadas em contratos de compra e venda de energia, em transações feitas no mercado de curto prazo, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e em contratos do sistema de transmissão.

32.1 Fornecimento e suprimento de energia elétrica com seus respectivos MWh

Descritivo	31.12.2013		31.12.2012	
	MWh*	R\$ Mil	MWh*	R\$ Mil
Suprimento **	41.733.477	2.325.823	54.955.132	5.106.158
Energia de curto prazo	-	467.819	-	302.741
Fornecimento industrial	498.280	75.809	1.275.194	200.192
Total	42.231.757	2.869.451	56.230.326	5.609.091

* Informação não auditada.

** Inclui energia comercializada em cotas conforme Lei nº 12.783/2013.

NOTA 33 – CUSTO OPERACIONAL

	R\$ Mil	
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012
Custo com energia elétrica		
Energia elétrica comprada para revenda	(673.974)	(1.880.642)
Encargos de uso da rede elétrica	(400.711)	(439.459)
Subtotal	(1.074.685)	(2.320.101)
Custo de operação		
Pessoal	(1.221.135)	(1.077.808)
Material	(36.930)	(47.318)
Serviços de terceiros	(692.066)	(680.151)
Depreciação e amortização	(185.816)	(236.077)
Utilização de recursos hídricos	(164.000)	(221.414)
Combustível e água para produção de energia elétrica	(278.997)	(146.728)
Outros		
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica	(18.307)	(21.746)
Impostos e taxas	(6.000)	(4.762)
Subtotal	(2.603.251)	(2.436.004)
Subtotal	(3.677.936)	(4.756.105)
Custo de construção	(582.073)	(511.522)
TOTAL	(4.260.009)	(5.267.627)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda com seus respectivos MWh

Descritivo	31.12.2013		31.12.2012	
	MWh*	R\$ Mil	MWh*	R\$ Mil
Contratos iniciais/bilaterais	4.158.712	(673.974)	(17.653.547)	(1.880.642)
Energia de curto prazo	-	-	-	-
Total	4.158.712	(673.974)	(17.653.547)	(1.880.642)

* Informação não auditada

O montante de energia comprada por Furnas para revenda, no valor de R\$ 673.974 mil (31.12.2012 – R\$ 1.880.642 mil), compreende a energia adquirida dos contratos firmados com as seguintes empresas: CPFL Geração S.A. e Produtores Energéticos de Manso S.A. (Proman).

Por força de Lei, até 31 de dezembro de 2012, a energia gerada pela Eletronuclear (Angra 1 e Angra 2) era adquirida por Furnas, através de contrato de compra e venda de energia, com tarifa fixada pela Aneel, que gerou pagamentos no ano de 2012 no valor de R\$ 2.146.011 mil.

33.2 Principais Custos e Despesas Operacionais com Treinamento e Benefícios Diversos (não auditado)

Em 31 de dezembro de 2013, do montante de custos e de despesas operacionais, no valor de R\$ 5.074.513 mil (31.12.2012 - R\$ 6.310.678 mil). Neste montante, estão incluídos os valores que a Empresa incorreu com treinamentos e benefícios diversos para o desenvolvimento e aperfeiçoamento de seus colaboradores, dos quais listamos os principais:

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Descrição	R\$ Mil	
	31.12.2013 (*)	31.12.2012 (*)
Remuneração	625.844	776.858
Encargos sociais	386.473	324.795
Auxílio alimentação	59.482	61.351
Convênio assistencial e outros benefícios	335.973	274.515
Previdência privada	28.962	25.260
Saúde	117.934	123.784
Segurança e saúde no trabalho	9.818	10.869
Educação	3.840	3.893
Cultura	1.739	1.906
Capacitação e desenvolvimento profissional	18.057	19.342
Creches ou auxílio creche	12.415	11.859
Provisão gratificação	72.403	66.974
Indenizações trabalhistas (constitucional)	62.821	47.920
(-) consumo de atividades (**)	(64.213)	(71.898)
Hospedagem e alimentação no país	22.340	24.095
Consultorias	32.698	27.681
Total	1.726.586	1.729.204

(*) Informações não auditadas.

(**) São valores de Batalha que estão transferidos de custo para investimento .

NOTA 34 – DESPESAS OPERACIONAIS

Descrição	R\$ Mil	
	31.12.2013	31.12.2012
(Provisão)/reversão – Plano de Readequação do Quadro de Pessoal (Preq) ⁽¹⁾	(222.043)	50.967
(Provisão)/reversão para riscos com ações fiscais, trabalhistas, cíveis e outras ⁽²⁾	309.869	(242.489)
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD)	(60.532)	(232.658)
Provisão para baixa com ativo financeiro	(496.195)	-
Perdas/(Ganhos) na alienação e desativação de bens e direitos	(6.933)	(2.353)
Ajuste por sobre/(falta) de material de depósito no inventário	-	18
Provisão de redução ao valor recuperável de ativo (<i>impairment</i>)	(32.066)	(334.928)
Doações e contribuições não vinculadas	(26.514)	(36.678)
Arrendamento e Aluguéis	(60.954)	(60.222)
Seguros	(14.324)	(15.030)
Recuperação de despesas	-	40.696
Demais (receitas) despesas	(7.125)	(114.727)
Reembolso Médico - Hospitalar e Odontológico	(15.621)	(15.323)
Despesas com Eventos, Patrocínio, Projetos institucionais Sócio-culturais	(6.545)	(10.294)
Despesas com estagiários, bolsistas – concurso e bolsa de estudo	(7.073)	(6.913)
Reembolso escolar, creche, vale transporte, auxílio transferência e auxílio-doença suplementação	(15.261)	(14.036)
Diferencial Alíquotas ICMS	(8.838)	(33.991)
Indenizações, perdas e danos	(2.093)	(72.360)
Gastos Ambientais	(414)	(458)
Custas Judiciais (inclui judiciais trabalhistas)	(2.489)	(18.502)
Ressarcimento por indisponibilidade de energia	(50.882)	(79.363)
Ganhos (perdas) atuariais	(88.471)	155.593
Total	(814.504)	(1.043.051)

(1) Vide nota 23.

(2) Vide nota 27.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

NOTA 35 – RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

Descritivo	R\$ Mil	
	31.12.2013	31.12.2012
Receita Financeira		
Renda de aplicações financeiras	42.793	41.178
Juros s/ créditos de energia financiados e emprést. Concedidos	67.806	59.434
VM s/ créditos de energia financiados e emprést. Concedidos ^(a)	34.150	243.751
VM e acréscimo moratório - energia vendida	895	3.043
Outras variações cambiais e monetárias ativas	56.468	46.269
Outras receitas financeiras ^(b)	349.550	136.786
Subtotal	551.662	530.461
Despesa Financeira		
Encargos de empréstimos e financiamentos	(509.576)	(330.005)
Encargos financeiros sobre parcelamento especial (Paes)	(14.979)	(21.307)
Variação monetária e cambial – empréstimos e financiamentos	(157.913)	(153.145)
Outras variações monetárias passivas	(908)	(21.221)
Multas moratórias	(47.481)	(5.471)
Multas sobre autos de infração	(96.709)	(4.600)
Juros de mora	(12.526)	(5.492)
Imposto sobre Operações Financeiras (IOF)	(3.704)	(37.250)
Outras despesas financeiras ^(c)	(231.945)	(58.354)
Subtotal	(1.075.741)	(636.845)
Total	(524.079)	(106.384)

^(a) Em 31 de dezembro de 2012, ocorreu a capitalização de juros dos contratos de Celg em virtude de recálculo após revisão das cláusulas contratuais vigentes, o que motivou a incorporação de R\$ 204.049 mil ao saldo de principal deste contrato e a variação significativa em relação ao saldo do exercício de 2013.

^(b) Em 31 de dezembro de 2013, do total de R\$ 349.550 mil (31.12.2012 – R\$ 136.786 mil) registrado em "outras receitas financeiras", R\$ 333.038 mil (31.12.2012 – R\$ 89.812 mil) decorre da contabilização da atualização monetária da indenização a receber decorrente da Lei nº 12.783/2013.

^(c) O aumento no saldo desta rubrica em relação ao mesmo período do ano anterior deve-se principalmente ao valor de R\$ 209.694 mil referente ao pagamento de juros de mora sobre a adesão ao Refis Lei nº 12.865/2013.

NOTA 36 – GANHO (PERDA) – LEI Nº 12.783/2013

Os quadros abaixo demonstram os efeitos da Lei nº 12.783/2013 e MP nº 591/2012 no resultado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012:

R\$ Mil

Descritivo	Efeitos Patrimoniais					DRE
	Valor Contábil (líquido)	Indenização Recebida	Ajuste a VNR	CT Oneroso	Saldo Líquido	Ganho (perda) (Lei nº 12.783/2013)
Geração						
Empreendimentos já prorrogados	995.718	-	-	(125.947)	995.718	(42.789)
Parcela Indenizada						
Projeto básico	-	-	-	(125.947)	-	(42.789)
Parcela não indenizada						
Modernizações e melhorias	(a) 995.718	-	-	-	(a) 995.718	-
Empreendimentos prorrogáveis (após 2017)	5.581.545	-	-	-	5.581.545	-
Projeto básico	5.581.545	-	-	-	5.581.545	-
TOTAL GERAÇÃO	6.577.263	-	-	(125.947)	6.577.263	(42.789)
Preço/tarifa média – praticada até 2013	R\$ 90,00					
Preço/tarifa média – praticada a partir de 2014	R\$ 109,78					

^(a) Valor transferido para ativo financeiro.

R\$ Mil

Descritivo	Efeitos Patrimoniais					DRE
	Valor Contábil (líquido)	Indenização Recebida	Ajuste a VNR / Baixa	CT Oneroso	Saldo Líquido	Ganho (perda) (Lei nº 12.783/2013)
Transmissão						
Empreendimentos já prorrogados	4.530.060			(875.272)	4.530.060	531.785
Parcela Indenizada						
Rede básica – novos empreendimentos (RBNI)	-	-	-	-	-	-
Parcela não indenizada						
Rede básica – serviços existentes (RBSE)	4.530.060	-	-	(875.272)	4.530.060	531.785
Empreendimentos prorrogáveis (após 2017)	860.140	-	-	-	860.140	-
Projeto básico	860.140	-	-	-	860.140	-
TOTAL TRANSMISSÃO	5.390.200			(875.272)	5.390.200	531.785
EFEITO LÍQUIDO TOTAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO EM 31.12.13	11.967.463			(1.001.219)	11.967.463	488.996

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

Descritivo	Efeitos Patrimoniais					DRE
	Valor Contábil (líquido)	Indenização Recebida	Ajuste a VNR	CT Oneroso	Saldo Líquido	Ganho (perda) (Lei nº 12.783/2013)
Geração						
Empreendimentos já prorrogados	2.893.485	744.248	(1.153.519)	(83.158)	995.718	(1.236.677)
Parcela Indenizada						
Projeto básico	1.897.767	744.248	(1.153.519)	(83.158)	-	(1.236.677)
Parcela não indenizada						
Modernizações e melhorias	^(a) 995.718	-	-	-	(a) 995.718	-
Empreendimentos prorrogáveis (após 2017)	5.606.132	-	-	-	5.606.132	-
Projeto básico	5.606.132	-	-	-	5.606.132	-
TOTAL GERAÇÃO	8.499.617	744.248	(1.153.519)	(83.158)	6.601.850	(1.236.677)
Preço/tarifa média – praticada até 2012	R\$ 90,00					
Preço/tarifa média – praticada a partir de 2013	R\$ 90,00					

^(a) Valor transferido para ativo financeiro.

R\$ Mil

Descritivo	Efeitos Patrimoniais					DRE
	Valor Contábil (líquido)	Indenização Recebida	Ajuste a VNR / Baixa	CT Oneroso	Saldo Líquido	Ganho (perda) (Lei nº 12.783/2013)
Transmissão						
Empreendimentos já prorrogados	6.985.984	2.878.028	422.104	(1.407.057)	4.530.060	(830.360)
Parcela Indenizada						
Rede básica – novos empreendimentos (RBNI)	1.969.729	2.878.028	908.299	-	-	908.299
Parcela não indenizada						
Rede básica – serviços existentes (RBSE)	5.016.255	-	(486.195)	(1.407.057)	4.530.060	(1.738.659)
Empreendimentos prorrogáveis (após 2017)	804.074	-	-	-	804.074	-
Projeto básico	804.074	-	-	-	804.074	-
TOTAL TRANSMISSÃO	7.790.058	2.878.028	422.104	(1.407.057)	5.334.134	(830.360)
EFEITO LÍQUIDO TOTAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO EM 31.12.2012	16.289.675	3.622.276	(731.415)	(1.490.215)	11.935.984	(2.067.037)

NOTA 37 – IRPJ E CSLL NO RESULTADO

O imposto de renda e a contribuição social, correntes e diferidos, são reconhecidos no resultado do exercício, exceto quando estão relacionados com itens registrados em outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

A conciliação da apropriação das despesas de IRPJ e CSLL com os valores revertidos de imposto de renda diferido, com as adições e exclusões previstas na legislação e com os créditos tributários revertidos e constituídos, calculados com base nas respectivas alíquotas nominais, estão a seguir demonstrados:

Descrição	31.12.2013		31.12.2012	
	IRPJ (25%)	CSLL (9%)	IRPJ (25%)	CSLL (9%)
Lucro antes dos impostos	(665.621)	(665.621)	(1.169.418)	(1.169.418)
Encargo dos impostos apurado com base nas alíquotas nominais	166.405	59.906	292.355	105.248
Efeitos das adições e exclusões:				
Ajustes da Lei nº 11.941/2009 (RTT)	(47.683)	(17.166)	(256.654)	(92.396)
Provisões operacionais	(146.176)	(52.623)	(28.593)	(10.293)
Equivalência patrimonial	37.945	13.660	(12.308)	(4.430)
Outros				
Ajuste Societário	(76.366)	(27.492)	(1.975)	(711)
Demais adições/exclusões	(10.492)	(3.778)	(21.078)	(7.591)
Constituição de créditos tributários	86.932	31.296	73.524	26.468
Ganho contrato oneroso	(122.248)	(44.009)	(145.479)	(52.371)
Total	(111.683)	(40.206)	(100.208)	(36.076)
Corrente	-	-	(26.278)	(9.462)
Diferido	(111.683)	(40.206)	(73.930)	(26.614)
Total	(111.683)	(40.206)	(100.208)	(36.076)
Total	(151.889)		(136.284)	

NOTA 38 – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS

A maior e menor remuneração paga a empregados, tomando-se por base o mês de dezembro de 2013, foram de R\$ 70.165,08 e R\$ 1.487,76, respectivamente, de acordo com a política salarial praticada pela Empresa. Esses valores incluem os salários, gratificações, comissões e adicionais. Cabe destacar ainda que em dezembro de 2013, o maior honorário atribuído a dirigentes correspondeu a R\$ 38.759,22.

Em atendimento ao CPC 05 (R1) apresentamos, abaixo, o gasto total com a remuneração do pessoal-chave da Administração, composto por Conselheiros de Administração e Fiscal e Diretores Executivos.

Descrição	R\$ Mil	
	31.12.2013	31.12.2012
Honorários de Diretoria e Conselheiros	(3.685)	(3.746)
Encargos sociais	(783)	(833)
Benefícios + contribuições sociais diversas	(138)	(114)
Total	(4.606)	(4.693)

NOTA 39 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

39.1 Empresas do grupo

R\$ Mil

Saldos	Clientes	Clientes Parcelamentos	Participação societária permanente	Fornecedores	Empréstimos e financiamentos captados	Contas a receber	(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	Outros Créditos	Contas a pagar	AFAC	Saldo líquido
ELETROACRE	335	-	-	-	-	1	-	-	-	-	336
ELETROBRAS	-	-	-	(5.272)	(b) (3.415.415)	1.383	-	-	-	(g) (34.740)	(3.454.044)
CGTEE	226	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226
CHESF	6.293	-	1.433	(2.572)	-	30.118	(d) (30.096)	-	(14)	-	5.162
ELETROSUL	62	-	-	(3.234)	-	184	-	-	(54)	-	(3.042)
ELETRONORTE	4.651	-	-	(1.518)	-	348	-	-	-	-	3.481
CERON	985	-	-	-	-	27	-	-	-	-	1.012
CEAL	23.581	-	-	-	-	4	-	-	(671)	-	22.914
CEPISA	16.301	-	-	-	-	5	-	-	(1.487)	-	14.819
ELETRONUCLEAR	568	-	-	(330)	-	(c) 139.889	-	-	-	-	140.127
ELETROPAR	-	-	-	-	-	21.197	(e) (15.740)	-	-	-	5.457
AMAZONAS	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	3
CELG-D	40.756	(a) 228.843	-	(3)	-	-	(f) (215.915)	-	(4.731)	-	48.950
TOTAL 31.12.2013	93.758	228.843	1.433	(12.929)	(3.415.415)	193.159	(261.751)	-	(6.957)	(34.740)	(3.214.599)
TOTAL 31.12.2012	74.240	233.005	459	(282.116)	(3.523.087)	844.349	(249.885)	844	(259)	(525.450)	(3.427.900)
TOTAL 01.01.2012	47.037	-	1.114	(373.234)	(3.142.016)	53.978	(45.836)	3.482	(769)	(300.000)	(3.756.244)

(a) O valor de 228.843 = 145.412 (circulante) + 83.431 (não circulante) da nota 9.2

(b) 3.223.894 (MN) + 191.521 (ME) = 3.415.415 nota 21.1

(c) Nota 16.1.1

(d) Nota 16.1.4 / (e) Nota 16.1.3 / (f) 215.915 nota 9 = 132.484 (circulante) + 83.431 (não circulante).

(g) Saldo de atualização monetária remanescente de 34.740 nota 28.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

Transações	Compra de Energia	Venda de Energia	Encargos sobre o uso da rede elétrica	Remuneração do ativo financeiro	Receita de prestação de serviços	Receita financeira	Despesa financeira	Outras Despesas/Receitas	Saldo líquido
ELETROACRE	-	1.419	-	-	-	-	-	-	1.419
ELETROBRAS	-	-	-	-	-	45	(398.192)	3.928	(394.219)
CGTEE	-	-	-	2.036	-	-	-	-	2.036
CHESF	-	-	(24.989)	64.503	-	-	-	85	39.599
ELETROSUL	-	-	(23.299)	509	-	-	-	(492)	(23.282)
ELETRONORTE	-	-	(15.108)	52.115	-	-	-	(561)	36.446
CERON	-	1.592	-	3.536	-	-	-	(12)	5.116
CEAL	-	50.222	-	1.170	-	-	-	-	51.392
CEPISA	-	44.706	-	1.480	-	-	-	-	46.186
ELETRONUCLEAR	(h) (648.562)	-	-	5.091	24	21.627	-	(1.051)	(622.871)
AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	(243)	(243)
CELG-D	-	127.303	-	20.346	-	28.686	-	(12.186)	164.149
TOTAL 31.12.2013	(648.562)	225.242	(63.396)	150.786	24	50.358	(398.192)	(10.532)	(694.272)
TOTAL 31.12.2012	(1.289.920)	336.222	(115.685)	313.276	483	239.899	(399.634)	2.090	(913.269)

Em atendimento à Resolução Aneel nº 22, de 04 de fevereiro de 1999, e nos termos da deliberação CVM nº 560, de 11 de dezembro 2008, a Empresa está apresentando os saldos e transações com partes relacionadas.

(h) Este valor compõe-se de:
(581.431) diferencial Furnas RH nº 1.406/2012 e 1.585/2013;
(108.625) devolução de tarifa de energia RH 1.406/2012 e 1.585/2013 + diferença perdas transmissão RH nº 1.585/2012;
41.494 energia comprada para revenda (AVP).

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

39.2 Fundação Real Grandeza (FRG) e investidas

R\$ Mil											
	Contas a receber		(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa	Rendas / Empréstimos e Financiamentos a receber	Dividendos a receber	AFAC (a)	Participação societária permanente (a)	Outros Créditos	Fornecedores	Contas a pagar	Saldo líquido
Saldos		Cientes									
Empresas de Geração											
Enerpeixe	2	240	-	-	25.960	-	525.378	-	-	-	551.580
Baguari	-	15	-	-	1.837	82.632	9.805	-	-	-	94.289
Retiro Baixo	-	1.158	-	-	-	58	113.123	-	-	-	114.339
Serra Facão Energia	-	-	-	-	2.289	-	60.742	-	-	-	63.031
Chapecoense	751	448	-	-	17.054	-	345.387	-	-	-	363.640
Madeira Energia	163	2.011	-	-	-	89.700	2.416.382	-	-	(79)	2.508.177
Inambari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasventos Eolo	-	58	-	-	-	16.691	5.870	-	-	-	22.619
Brasventos Miassaba	-	68	-	-	-	22.885	8.247	-	-	-	31.200
Rei dos Ventos 3	-	60	-	-	-	12.894	7.553	-	-	-	20.507
Teles Pires Participações	-	-	-	-	-	12.026	250.592	-	-	-	262.618
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos I	-	-	-	-	-	5.175	198	-	-	-	5.373
Energia dos Ventos II	-	-	-	-	-	3.121	154	-	-	-	3.275
Energia dos Ventos III	-	-	-	-	-	4.655	186	-	-	-	4.841
Energia dos Ventos IV	-	-	-	-	-	6.811	210	-	-	-	7.021
Energia dos Ventos V	-	-	-	-	-	5.454	183	-	-	-	5.637
Energia dos Ventos VI	-	-	-	-	-	7.585	181	-	-	-	7.766
Energia dos Ventos VII	-	-	-	-	-	7.634	205	-	-	-	7.839
Energia dos Ventos VIII	-	-	-	-	-	5.454	164	-	-	-	5.618
Energia dos Ventos IX	-	-	-	-	-	5.562	186	-	-	-	5.748
Energia dos Ventos X	-	-	-	-	-	4.131	178	-	-	-	4.309
Central Eolica Famosa	-	-	-	-	-	3.807	3.455	-	-	-	7.262
Central Eolica Pau Brasil	-	-	-	-	-	2.538	2.302	-	-	-	4.840

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

Saldos	Contas a receber	Clientes	(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa	Rendas / Empréstimos e Financiamentos a receber	Dividendos a receber	AFAC (a)	Participação societária permanente (a)	Outros Créditos	Fornecedores	Contas a pagar	Saldo líquido
Central Eólica São Paulo	-	-	-	-	-	2.856	2.594	-	-	-	5.450
Central Eólica Rosada	-	-	-	-	-	4.759	4.326	-	-	-	9.085
Punaú I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	123	-	-	-	123
Carnaúba I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	113	-	-	-	113
Carnaúba II Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	93	-	-	-	93
Carnaúba III Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	83	-	-	-	83
Carnaúba V Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	123	-	-	-	123
Cervantes I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	83	-	-	-	83
Cervantes II Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	64	-	-	-	64
Bom Jesus Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	93	-	-	-	93
Cachoeira Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	64	-	-	-	64
Pitimbu Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	93	-	-	-	93
São Caetano Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	132	-	-	-	132
São Caetano I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	93	-	-	-	93
São Galvão Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	122	-	-	-	122
Subtotal de Geração	916	4.058	-	-	47.140	306.428	3.758.880	-	-	(79)	4.117.343

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

Saldos	Contas a receber	Cientes	(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa	Rendas / Empréstimos e Financiamentos a receber	Dividendos a receber	AFAC (a)	Participação societária permanente (a)	Outros Créditos	Fornecedores	Contas a pagar	Saldo líquido
Empresas de Transmissão											
Transleste	-	-	-	-	-	-	27.187	-	(160)	-	27.027
Transudeste	25	-	-	-	-	-	14.007	-	(99)	-	13.933
Transirapé	-	-	-	-	-	-	14.050	-	(68)	-	13.982
Centroeste	59	-	-	-	-	-	17.630	-	(68)	-	17.621
Transenergia Renovável	17	-	-	-	9.904	-	78.241	-	(79)	-	88.083
IE Madeira	-	-	-	-	-	11.025	303.858	-	-	(805)	314.078
Transenergia São Paulo	71	-	-	-	5.441	13.132	36.500	-	(20)	-	55.124
Transenergia Goiás	-	-	-	-	-	93	2.369	-	-	-	2.462
MGE Transmissão	-	-	-	-	-	45.570	60.802	-	-	-	106.372
Goiás Transmissão	359	-	-	-	20.051	51.499	80.080	-	(207)	-	151.782
Caldas Novas Transmissão	176	-	-	-	-	-	10.634	-	-	-	10.810
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	-	-	-	-	-	10.908	(443)	-	-	-	10.465
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	17.801	-	-	-	17.801
Luziânia-Niquelândia Transmissora	94	-	-	-	-	2.728	2.907	-	-	-	5.729
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	663	-	-	-	663
Subtotal de Transmissão	801	-	-	-	35.396	134.955	666.286	-	(701)	(805)	835.932
TOTAL SPE	1.717	4.058	-	-	82.536	441.383	4.425.166	-	(701)	(884)	4.953.275
FRG	5.943	-	-	-	-	-	-	-	-	(202.598)	(196.655)
TOTAL 31.12.2013	7.660	4.058	-	-	82.536	441.383	4.425.166	-	(701)	(203.482)	4.756.620
TOTAL 31.12.2012	23.247	4.443	(45)	2.561	35.171	261.927	(b) 3.538.346	-	(237)	(507.126)	3.358.287
TOTAL 01.01.2012	1.226	629	-	-	5.627	202.417	(c) 2.295.090	4.609	(753)	(438.949)	2.069.896

(a) O saldo somado destas duas colunas, por SPE, encontram-se na nota 17.

(b) O valor foi ajustado em mais R\$ 204.820 mil referente a ajustes de exercícios anteriores a 2012 de Mesa e Teles Pires Participações.

(c) O valor foi ajustado em R\$ 146.958 mil referente a ajustes de exercícios anteriores a 2011 de Mesa.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil										
Transações	Compra de Energia	Venda de Energia	Participação societária	Encargos sobre o uso da rede elétrica	Remuneração do ativo financeiro	Receita de prestação de serviços	Receita financeira	Despesa financeira	Outras Despesas/Receitas	Saldo líquido
Empresas de Geração										
Enerpeixe	-	-	96.604	-	2.414	86	-	-	-	99.104
Baguari	-	-	5.035	-	190	-	-	-	-	5.225
Retiro Baixo	-	-	3.103	-	-	-	3.138	(41)	-	6.200
Serra Facão Energia	-	-	(26.544)	-	-	298	-	-	-	(26.246)
Chapecoense	-	-	90.568	-	4.273	309	-	-	-	95.150
Madeira Energia	-	-	(18.678)	-	19.793	22.771	-	-	1.607	25.493
Inambari	-	-	(1.088)	-	-	-	-	-	(6.126)	(7.214)
Brasventos Eolo	-	-	(1.068)	-	135	-	-	-	-	(933)
Brasventos Miassaba	-	-	(1.288)	-	270	-	-	-	-	(1.018)
Rei dos Ventos 3	-	-	(1.359)	-	187	-	-	-	-	(1.172)
Teles Pires Participações	-	-	(5.158)	-	-	9.605	-	-	111	4.558
Energia dos Ventos I	-	-	(23)	-	-	-	-	-	-	(23)
Energia dos Ventos II	-	-	(23)	-	-	-	-	-	-	(23)
Energia dos Ventos III	-	-	(25)	-	-	-	-	-	61	36
Energia dos Ventos IV	-	-	(26)	-	-	-	-	-	-	(26)
Energia dos Ventos V	-	-	(23)	-	-	-	-	-	-	(23)
Energia dos Ventos VI	-	-	(25)	-	-	-	-	-	-	(25)
Energia dos Ventos VII	-	-	(25)	-	-	-	-	-	-	(25)
Energia dos Ventos VIII	-	-	(22)	-	-	-	-	-	10	(12)
Energia dos Ventos IX	-	-	(24)	-	-	-	-	-	-	(24)
Energia dos Ventos X	-	-	(23)	-	-	-	-	-	-	(23)
Central Eolica Famosa	-	-	(305)	-	-	-	-	-	-	(305)
Central Eolica Pau Brasil	-	-	(225)	-	-	-	-	-	-	(225)
Central Eolica São Paulo	-	-	(241)	-	-	-	-	-	-	(241)
Central Eolica Rosada	-	-	(347)	-	-	-	-	-	-	(347)

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

Transações	Compra de Energia	Venda de Energia	Participação societária	Encargos sobre o uso da rede elétrica	Remuneração do ativo financeiro	Receita de prestação de serviços	Receita financeira	Despesa financeira	Outras Despesas/Receitas	Saldo líquido
Punaú I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carnaúba I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carnaúba II Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carnaúba III Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carnaúba V Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cervantes I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cervantes II Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bom Jesus Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cachoeira Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pitimbu Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
São Caetano Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
São Caetano I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
São Galvão Eólica S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal de Geração	-	-	138.770	-	27.262	33.069	3.138	(41)	(4.337)	197.861

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

R\$ Mil

Transações	Compra de Energia	Venda de Energia	Participação societária	Encargos sobre o uso da rede elétrica	Remuneração do ativo financeiro	Receita de prestação de serviços	Receita financeira	Despesa financeira	Outras Despesas/Receitas	Saldo líquido
Empresas de Transmissão										
Transleste	-	-	6.840	(1.631)	-	-	-	-	-	5.209
Transudeste	-	-	3.909	(996)	-	139	-	-	147	3.199
Transirapé	-	-	3.745	(698)	-	-	-	-	-	3.047
Centroeste	-	-	3.746	(689)	-	729	-	-	79	3.865
Transenergia Renovável	-	-	(21.680)	(654)	-	-	-	-	-	(22.334)
IE Madeira	-	-	5.311	(4.556)	-	8.270	-	-	7.350	16.375
Transenergia São Paulo	-	-	15.107	(293)	-	1.013	-	-	229	16.056
Transenergia Goiás	-	-	(487)	-	-	-	-	-	-	(487)
MGE Transmissão	-	-	(2.831)	-	-	1.855	-	-	-	(976)
Goiás Transmissão	-	-	(1.815)	-	-	2.290	-	-	-	475
Caldas Novas Transmissão	-	-	1.578	(11)	-	170	-	-	404	2.141
Triangulo Mineiro Transmissora S.A.	-	-	(443)	-	-	146	-	-	302	5
Paranaíba Transmissora de Energia S.A	-	-	161	-	-	208	-	-	-	369
Luziânia-Niquelândia Transmissora	-	-	(131)	-	-	537	5	-	810	1.221
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16
Subtotal de Transmissão	-	-	13.010	(9.528)	-	15.357	5	-	9.337	28.181
Total SPEs	-	-	151.780	(9.528)	27.262	48.426	3.143	(41)	5.000	226.042
FRG	-	-	-	-	-	-	757	-	(24.678)	(23.921)
TOTAL 31.12.2013	-	-	151.780	(9.528)	27.262	48.426	3.900	(41)	(19.678)	202.121
TOTAL 31.12.2012	-	-	-	(3.064)	27.714	39.015	1.803	(3.881)	(87.093)	(25.506)

NOTA 40 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

A Lei nº 12.783/2013 estabeleceu as condições de prorrogação das concessões de usinas alcançadas pelo Artigo 19 da Lei nº 9.074/1995. A comercialização da energia de tais usinas se dá por meio do rateio de cotas de energia das mesmas entre as distribuidoras do SIN e da aplicação de receitas anuais de geração (RAG) estabelecidas pela Aneel.

Já a comercialização da energia das usinas de Furnas não alcançadas pela referida Lei está baseada em dois ambientes distintos de mercado, sendo um regulado para a comercialização de energia para as concessionárias de distribuição e outro caracterizado por contratos livremente pactuados.

Nos quadros seguintes são apresentados os compromissos de compra e venda de energia de longo prazo.

40.1 Energia Elétrica

40.1.1 Compromissos – posições vendidas

Comprador de Energia		LEE 2007 8 anos	LEE 2009 8 anos	LEE 2014 1 ano	LEN Manso 2008 a 2010 30 anos	LEN Simplicio e Batalha 2010 30 anos	Disponibilidade Santa Cruz 2012 15 anos	RAG
2015	Volume MWh (*)	-	2.277.743,99	-	788.400,00	2.032.320,00	3.074.760,00	20.486.661,60
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	-	141,48	-	155,55	168,72	79,45	27,16
	Total (R\$ Mil)	-	322.255,22	-	122.638,43	342.889,04	244.293,22	556.474,63
2016	Volume MWh (*)	-	2.300.817,08	-	790.560,00	2.037.888,00	3.083.184,00	20.542.789,44
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	-	141,48	-	155,55	168,72	79,45	27,16
	Total (R\$ Mil)	-	325.519,60	-	122.974,42	343.828,47	244.962,51	557.999,22
2017	Volume MWh (*)	-	-	-	788.400,00	2.032.320,00	3.074.760,00	20.486.661,60
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	-	-	-	155,55	168,72	79,45	27,16
	Total (R\$ Mil)	-	-	-	122.638,43	342.889,04	244.293,22	556.474,63
2018	Volume MWh (*)	-	-	-	788.400,00	2.032.320,00	3.074.760,00	20.486.661,60
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	-	-	-	155,55	168,72	79,45	27,16
	Total (R\$ Mil)	-	-	-	122.638,43	342.889,04	244.293,22	556.474,63
2019	Volume MWh (*)	-	-	-	788.400,00	2.032.320,00	3.074.760,00	20.486.661,60
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	-	-	-	155,55	168,72	79,45	27,16
	Total (R\$ Mil)	-	-	-	122.638,43	342.889,04	244.293,22	556.474,63
Após 2019	Volume MWh (*)	-	-	-	788.400,00	2.032.320,00	3.074.760,00	20.486.661,60
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	-	-	-	155,55	168,72	79,45	27,16
	Total (R\$ Mil)	-	-	-	122.638,43	342.889,04	244.293,22	556.474,63
Data do término do contrato (se houver mais de um cliente, colocar a data do último).		Dez/14	Dez/15	Dez/14	Dez/39	Dez/39	Dez/26	Dez/42
É parte relacionada? (Sim/Não)		Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não

(*) Informações não revisadas.

40.1.2 Compromissos – posições compradas

Gerador de Energia		Total compras
2015	Volume MWh (*)	241.776,00
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	137,40
	Total (R\$ Mil)	33.220,02
2016	Volume MWh (*)	242.438,40
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	137,40
	Total (R\$ Mil)	33.311,04
2017	Volume MWh (*)	241.776,00
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	137,40
	Total (R\$ Mil)	33.220,02
2018	Volume MWh (*)	241.776,00
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	137,40
	Total (R\$ Mil)	33.220,02
2019	Volume MWh (*)	241.776,00
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	137,40
	Total (R\$ Mil)	33.220,02
Após 2019	Volume MWh (*)	241.776,00
	Preço MWh (R\$/MWh) (*)	137,40
	Total (R\$ Mil)	33.220,02
Data do término do contrato (se houver mais de um fornecedor, colocar a data do último).		Dez/35

(*) Informações não revisadas.

40.2 Compromissos Socioambientais (Não auditado)

Furnas, como integrante do Governo Federal, alinhada às diretrizes do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e às diretrizes que norteiam as ações das Empresas do Sistema Eletrobras quanto a promoção do desenvolvimento sustentável – que busca equilibrar oportunidades de negócio com responsabilidade social, econômico-financeiro e ambiental –, salienta este compromisso investindo em projetos sociais e atividades culturais, pautados pelo respeito ao meio ambiente e às comunidades no entorno de suas instalações, visando resguardar o futuro das novas gerações. Para tanto, apoia-se sempre numa abordagem preventiva aos desafios ambientais e no incentivo ao uso de tecnologias que não agredam o meio ambiente.

É tão forte esse comprometimento que se expressa em sua missão: *"Atuar com excelência e responsabilidade socioambiental no setor de energia elétrica, contribuindo para o desenvolvimento da sociedade"*.

A fim de atender suas metas estratégicas relacionadas às ações de proteção, monitoramento, recuperação ou compensação dos impactos socioambientais bem como a legislação ambiental vigente, foram feitos investimentos e gastos com projetos e estudos detalhados como seguem:

R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012
A – Investimentos relacionados com a produção/operação da Empresa		
1) Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	50.796	25.293
Subtotal	50.796	25.293
B – Investimentos em programas e/ou projetos externos		
2) Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	49.494	29.183
3) Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	57	40
4) Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	31.228	5.939
Subtotal	80.779	35.162
C – Total dos investimentos em meio ambiente (A+B)	131.575	60.455

Nota: 1) Quadro não auditado.

2) Os referidos gastos encontram-se registrados nas despesas operacionais.

40.2.1 Termos de Ajustamento de Condutas (TAC)

Firmados entre Furnas e o Poder Público em diversas esferas para cumprimentos de obrigações futuras já contempladas no custo dos seguintes investimentos:

a) TAC UHE Simplício

Firmado em 20 de fevereiro de 2013 entre Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual, Município de Sapucaia-RJ e a Empresa, referente a questões ambientais identificadas nos municípios atingidos pela UHE Simplício, no Rio Paraíba do Sul, em que Furnas se obriga a implementar e manter até à assunção pelos Municípios atingidos, Estações de Tratamento de Esgoto, Redes Coletoras, bem como manter o controle de vazão e qualidade da água. Tais ações deverão estar concluídas até 2015. Atrasos de mais de 15 dias em relação ao cronograma ensejarão a aplicação de multas diárias de R\$ 10 mil (dez mil reais). Também está previsto no TAC o cumprimento das demais condicionantes da Licença de Instalação nº 456/2007 e da Licença de Operação nº 1074/2012, expedidas pelo IBAMA, conforme determinações e prazos constantes nas respectivas licenças. Este Termo de Ajustamento de Conduta extingue a Ação Civil Pública nº 2010.51.13.000406-9, junto à 1ª Vara Federal de Três Rios.

b) TAC LT Itaberá - Tijuco Preto III

Firmado em 15 de dezembro de 2000, pelo Ministério Público Federal (Procuradoria da República no Estado de São Paulo), Furnas, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), Fundação Nacional do Índio (Funai) e o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN), em face da implantação da LT Itaberá - Tijuco Preto III (Ação Civil Pública 1999.61.00.048465-6), em que Furnas se obriga a desenvolver Programas e Projetos Culturais e Sociais, Programas de Fauna, de Comunidades Indígenas, de Patrimônio Histórico e Arqueológico e outros relacionados com questões ambientais.

O prazo desse TAC se estende por 10 anos, sendo que cada ação tem um cronograma específico. Cada ação que não seja cumprida está sujeita a sanções sendo que o TAC estabelece multas de R\$ 25 mil a R\$ 100 mil, dependendo do tempo de inadimplência.

Cabe esclarecer que o referido TAC está em processo de avaliação, em conjunto com o Ministério Público Federal, e emissão de termo de encerramento de atividades já concluídas, e serão elaborados Termos Aditivos para as atividades específicas de ações ainda em curso.

b.1) Prazos

Para cada atividade (item do TAC) prevista há um prazo definido, atingindo até 10 (dez) anos em alguns casos, sendo que o mesmo "poderá ser ampliado, com a concordância do MPF e dos demais órgãos envolvidos".

Listamos algumas ações e programas ora estabelecidos, com suas respectivas metas de prazos:

1.1. Programas e Projetos Culturais e Sociais e à Compensação ambiental – não existe prazo para cumprimento, o TAC em seu Capítulo I diz que Furnas compromete-se a destinar, no mínimo, a quantia de R\$ 4.186 mil à implementação de programas e projetos de natureza ambiental, cultural e social;

1.2. Programa de Fauna – em até 365 dias – concluído;

1.3. Programa PRAD – em até 10 anos (incluindo manutenção) – concluído;

1.4. Programa Campos Eletromagnéticos – em até 18 meses – concluído;

1.5. Programa das Comunidades Indígenas – em até 5 anos prorrogáveis por igual período – em andamento;

1.6. Programa do Patrimônio Histórico e Arqueológico – em até 360 dias – em andamento; e

1.7. Demais programas e obrigações (Projetos – PBA, Passivo Ambiental das LTs I e II, Estudos, Dano Moral Coletivo, entre outros) – prazos variáveis em até 30 dias – concluído.

b.2) Condicionamentos

Os programas e ações ambientais estabelecidos no referido TAC foram elaborados e aprovados com anuência e participação dos órgãos licenciadores bem como fiscalizadores que assinaram esse Termo, além da Secretaria do Verde do Estado de São Paulo, Secretaria Municipal de Meio Ambiente de São Paulo e o Instituto Florestal de São Paulo.

b.3) Penalidades

Estão estabelecidas no TAC sanções, para cada ação e programa, que não tenha sido efetivamente cumprido, ressaltando que, nas Disposições Finais do referido Termo estabelece-se multa de R\$ 25 mil a R\$ 100 mil, variável em função do tempo de inadimplência.

Todo valor do referido TAC está vinculado a UFIR ou índice oficial que a substituir.

Ressalta-se que, até o presente momento, não foi aplicada qualquer penalidade a este Termo de Ajustamento de Conduta da LT 750 kV Itaberá - Tijuco Preto III.

40.2.2 Políticas Ambientais

As ações de Furnas e sua atuação junto à comunidade são norteadas por cinco políticas: Ambiental; de Recursos Hídricos; de Recursos Florestais; de Educação Ambiental; e de Gestão de Resíduos.

Essas políticas foram desenvolvidas pelo corpo técnico e gestores da Empresa, além de representantes da sociedade.

Sendo assim, a Empresa observa e atende a legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal bem como seu cumprimento acerca desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais.

Furnas, como uma das empresas do Sistema Eletrobras, também segue as diretrizes da política ambiental da Holding, contribuindo para o desenvolvimento e revisões dessa política.

NOTA 41 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

41.1 Instrumentos Financeiros

A Empresa e suas investidas em conjunto operam com diversos instrumentos financeiros, dentre os quais se destacam: disponibilidades, incluindo aplicações financeiras, contas a receber de clientes, ativo financeiro indenizável (concessão), contas a pagar a fornecedores e empréstimos e financiamentos que se encontram registrados em contas patrimoniais, segundo a norma contábil vigente para cada caso, em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e em 1º de janeiro de 2012.

R\$ Mil			
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Ativos financeiros			
Empréstimos e recebíveis			
Clientes	1.430.927	1.334.028	1.436.860
Ativo financeiro – concessão de serviço público	6.389.473	6.329.851	7.580.769
Empréstimos concedidos	9.505	11.257	14.197
Direitos de ressarcimento	-	9.937	9.937
Mantidos até o vencimento			
Indenizações das concessões – Lei nº 12.783/2013	2.130.352	3.712.088	-
Mensurados a valor justo por meio do resultado			
Títulos e valores mobiliários	715.812	509.279	525.842
Total Ativos financeiros	10.676.069	11.906.440	9.567.605
Passivos financeiros			
Mensurados ao custo amortizado			
Empréstimos e financiamentos	7.946.444	6.684.558	4.834.940
Fornecedores e outras obrigações	411.869	842.851	812.903
Total Passivos financeiros	8.358.313	7.527.409	5.647.843

41.2 Gestão de Riscos

No exercício de suas atividades a Empresa é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Empresa.

Para a gestão de riscos financeiros, a Empresa definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela Administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

41.2.1 Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Empresa ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio.

A Empresa apresenta passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte-americano, proveniente da relação entre as operações de financiamentos e empréstimos, obtidos e concedidos, o que causa volatilidade nos seus resultados e em seu fluxo de caixa proporcional à flutuação da taxa de câmbio do dólar norte-americano.

	R\$ Mil		
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Passivos			
Dólar norte-americano	(280.668)	(171.466)	(43.972)
YEN	(153.499)	(199.248)	(241.384)
Total	(434.167)	(370.714)	(285.356)
Passivo líquido exposto	(434.167)	(370.714)	(285.356)

41.2.2 Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Empresa contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados às taxas CDI e IPCA.

	R\$ Mil		
Exposição à taxa de juro	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Passivos			
Selic	(143.968)	(139.164)	-
TJLP	(1.177.052)	(1.025.237)	(1.091.182)
CDI	(3.035.150)	(2.001.908)	(601.742)
IPCA	(2.965.938)	(3.006.562)	(2.691.561)
Total	(7.322.108)	(6.172.871)	(4.384.485)
Passivo líquido exposto	(7.322.108)	(6.172.871)	(4.384.485)

41.2.3 Risco de preço

Até 2004, os preços de suprimento de energia elétrica decorrentes da atividade de geração eram fixados pela Aneel. A partir do Leilão nº 001/2004, realizado pela Agência Reguladora, as geradoras passaram a comercializar sua energia elétrica com um maior número de clientes, a preços definidos pelo mercado.

Com a renovação das concessões de acordo com a Lei nº 12.783/2013, as usinas hidrelétricas afetadas de Furnas passam a receber a Receita Anual de Geração (RAG), homologada pela Aneel, pela disponibilização da garantia física, em regime de cotas, de energia e de potência de suas usinas, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração, excluído o montante necessário à cobertura das despesas com as contribuições sociais ao Programa de Integração Social (PIS), ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), e com a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins).

A RAG será composta dos custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização das usinas hidrelétricas, quando cabíveis, determinados pela Aneel com base em parâmetros de eficiência, além dos encargos e tributos, inclusive os encargos de Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão ou de Distribuição de responsabilidade da concessionária.

A RAG será reajustada anualmente, no dia 1º de julho de cada ano, a partir de 2014, exceto para os anos em que ocorra a revisão tarifária, conforme fórmula estabelecida em seu contrato de renovação da concessão.

A atividade de transmissão de energia elétrica tem sua remuneração definida pela Aneel, mediante a fixação de Receita Anual Permitida (RAP), julgada suficiente para a cobertura dos custos operacionais e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessões não alcançadas pela Lei nº 12.783/2013.

No entanto, os empreendimentos de transmissão de Furnas, alcançados por esta norma legal, possuem RAPs que cobrirão os custos operacionais, de Administração e de Operação e Manutenção acrescidos de uma margem de 10% sobre o custo. Cabe destacar que quando estas RAPs são insuficientes geram a necessidade de uma provisão para perda com contrato oneroso.

41.2.4 Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Empresa incorrer em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Empresa atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Empresa busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias.

As disponibilidades de caixa são aplicadas em fundos de investimentos, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esses fundos são compostos na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Empresa tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de *rating* e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

41.2.5 Risco de liquidez

A Empresa atua no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos da Empresa por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados.

R\$ Mil					
Descritivo	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 a 5 anos	Acima de 5 anos	Total
Empréstimos e financiamentos	(431.464)	(798.816)	(4.121.545)	(2.594.619)	(7.946.444)

41.3 Gestão de Capital

Os objetivos da Empresa ao administrar sua estrutura de capital, são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e qualidade nas obrigações previstas no contrato de concessão, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para a redução dos seus custos.

Os índices de alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e em 1º de janeiro de 2012 podem ser assim sumariados:

R\$ Mil			
Descritivo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Financiamentos e empréstimos	7.946.444	6.684.558	4.834.940
Fornecedores	411.869	842.851	812.903
Menos:			
Caixa e equivalentes de caixa	(6.696)	(2.462)	(115.665)
Direitos de ressarcimento	-	(9.937)	(9.937)
Outros			
TVM	(715.812)	(509.279)	(525.842)
Dívida líquida (A)	7.635.805	7.005.731	4.996.399
Patrimônio líquido	11.177.327	11.467.729	13.445.103
Total do capital (B)	18.813.132	18.473.460	18.441.502
Índice de alavancagem financeira (C = A/B x 100)	40,59%	37,92%	27,09%

41.4 Estimativa do Valor Justo

A Empresa usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

R\$ Mil				
Descritivo	31.12.2013			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	715.812	-	-	715.812
Total	715.812	-	-	715.812

R\$ Mil				
Descritivo	31.12.2012			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	509.279	-	-	509.279
Total	509.279	-	-	509.279

Descritivo	01.01.2012			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	525.842	-	-	525.842
Total	525.842	-	-	525.842

R\$ Mil

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo; e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

41.5 Análise de Sensibilidade

Para essa análise de sensibilidade, as premissas macroeconômicas consideradas foram as estabelecidas pela *holding* Eletrobras, como segue:

Contratos Obtidos - Var. Negativa - 2014			Indexador			Saldo R\$ Mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ Mil	Saldo R\$ Mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
IGP-M	247.704	606.874	6,00%	4,50%	3,00%	602.685	597.716
TOTAL	247.704	606.874				602.685	597.716

Contratos Obtidos - Var. Positiva - 2014			Indexador			Saldo R\$ Mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ Mil	Saldo R\$ Mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
IGP-M*	247.704	606.874	6,00%	7,50%	9,00%	611.058	615.237
TOTAL	247.704	606.874				611.058	615.237

OBSERVAÇÕES: As premissas macroeconômicas consideradas foram estabelecidas pela Eletrobras.

Contratos Obtidos - Var. Negativa - 2014			Indexador			Saldo R\$ Mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ Mil	Saldo R\$ Mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
IPCA*	-	-	1,96%	1,47%	0,98%	-	-
TOTAL	-	-				-	-

Contratos Obtidos - Var. Positiva - 2014			Indexador			Saldo R\$ Mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ Mil	Saldo R\$ Mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
IPCA*	-	-	1,96%	2,45%	2,94%	-	-
TOTAL	-	-				-	-

OBSERVAÇÕES: As premissas macroeconômicas consideradas foram estabelecidas pela Eletrobras.

41.5.1 Moeda estrangeira

Foram realizadas análises de sensibilidade dos ativos e passivos em moeda estrangeira em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição à taxa de câmbio.

Contratos Obtidos - Var. Negativa - 2014			Indexador			Saldo R\$ Mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ Mil	Saldo R\$ Mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar (R\$/US\$)	135.957	333.096	2,45000	1,838	1,225	249.822	166.548
YEN (R\$/¥)	54.620	133.818	0,02526	0,019	0,013	79.670	53.113
TOTAL	190.577	466.914				329.492	219.661

Contratos Obtidos - Var. Positiva - 2014			Indexador			Saldo R\$ Mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ Mil	Saldo R\$ Mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar (R\$/US\$)	135.957	333.096	2,45000	3,063	3,675	416.370	499.643
YEN (R\$/¥)	54.620	133.818	0,02526	0,032	0,038	132.783	159.340
TOTAL	190.577	466.914				549.153	658.983

41.5.2 Taxa de juros

Foram realizadas análises de sensibilidade dos ativos e passivos indexados à taxa de juros pós-fixada em quatro diferentes cenários: dois com elevação das taxas do saldo devedor e dois com diminuição dessas taxas. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição à taxa de juros.

Contratos Obtidos - Var. Negativa - 2014			Indexador			Saldo R\$ Mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ Mil	Saldo R\$ Mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
TJLP	410.830	1.006.533	5,0%	3,75%	2,50%	1.001.783	997.004
IPCA	1.193.244	2.923.449	1,96%	1,47%	0,98%	2.882.114	2.841.636
Selic	1.463.366	3.585.248	10,50%	7,88%	5,25%	3.568.272	3.551.011
TOTAL	3.067.440	7.515.230				7.452.169	7.389.651

Contratos Obtidos - Var. Positiva - 2014			Indexador			Saldo R\$ Mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ Mil	Saldo R\$ Mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
TJLP	410.830	1.006.533	5,0%	6,25%	7,50%	1.011.255	1.015.949
IPCA	1.193.244	2.923.449	1,96%	2,45%	2,94%	2.964.495	3.005.539
Selic	1.463.366	3.585.248	9,75%	12,19%	14,63%	3.601.951	3.618.391
TOTAL	3.067.440	7.515.230				7.577.701	7.639.879

41.5.3 Índices para análise de sensibilidade

		Data base 31.12.2013			
		Cenário Positivo		Cenário Negativo	
Moeda Nacional	Cenário para 31.12.2014	-25%	-50%	+25%	+50%
Selic	10,50%	7,88%	5,25%	13,13%	15,75%
TJLP	5,00%	3,75%	2,50%	6,25%	7,50%

Moeda Estrangeira	Cenário para 31.12.2014				
EURO - R\$/€	3,3793	2,5345	1,6897	4,2241	5,0690
YEN - R\$/¥	0,0253	0,0189	0,0126	0,0316	0,0379
Dólar - R\$/US\$	2,4500	1,8375	1,2250	3,0625	3,6750

Moeda Nacional	Cenário para 31.12.2014				
IPCA	6,00%	4,50%	3,00%	7,50%	9,00%
IGPM	6,00%	4,50%	3,00%	7,50%	9,00%

NOTA 42 – SEGUROS (Não auditado)

Os principais seguros da Empresa, com base nos valores de risco, estão abaixo demonstrados por modalidade e data de vigência:

	Vigência		R\$ Mil	
	Início	Término	Importância Segurada	Prêmio
Garantia de Fiel Cumprimento - UHE Batalha	30.10.2009	02.03.2014	32.191	50
Garantia de Fiel Cumprimento - APM Simplicio	30.12.2012	31.03.2014	144.151	328
Garantia Financeira (CRD 109/2011 CEMIG)	31.08.2013	31.12.2016	294	4
Garantia Judicial - Ação Cautelar	04.10.2013	04.10.2014	4.601	15
Garantia Judicial - 2ª Vara do Trabalho	25.06.2013	25.06.2014	5.204	17
Garantia Judicial - 62ª Vara do Trabalho	20.05.2013	20.05.2014	3.855	13
Garantia Judicial - 14ª Vara Cível	15.05.2013	15.05.2014	2.079	7
Responsabilidade Civil Geral	26.10.2013	26.10.2014	35.000	420
Responsabilidade Civil Facultativa Veículos	21.08.2012	21.08.2014	50 por veículo	166
Aeronáutico	02.12.2013	02.12.2014	4.136	23
Transportes:				
Internacional	23.06.2013	23.06.2015	31.493	24
Interestadual	23.06.2013	23.06.2015	204.411	42
Perímetro urbano/operação isolada	23.06.2013	23.06.2015	166.235	65
Operação Isolada	23.06.2013	23.06.2015	144.541	78

Riscos Operacionais: Desde 27 de junho de 2011, Furnas vem adotando o auto seguro de suas instalações. Encontra-se em fase de aprovação a Política Corporativa de Seguros Operacionais das Empresas Eletrobras.

Risco de Garantia: cobertura de Seguro que tem por objetivo oferecer garantia nos seguintes casos: (a) Concorrência (Bid Bond) – utilizado para manter firmes as propostas, salvaguardando o licitante dos custos decorrentes da não assinatura de Contratos; (b) Executante (Performance Bond) – utilizado como garantia da performance e fiel cumprimento de contratos; (c) Judicial – garante o pagamento de valor correspondente aos depósitos em juízo que o executado necessite realizar no trâmite de procedimentos judiciais.

Responsabilidade Civil: cobertura para o reembolso de indenizações que o segurado venha a ser obrigado a pagar em consequência de lesões corporais ou danos materiais, por ele provocados involuntariamente (por omissão, negligência ou imprudência) a terceiros ou a pessoas pelos quais possa responder civilmente.

Responsabilidade Civil Facultativa de Veículos: Este seguro visa reembolsar ao segurado a indenização à qual esteja obrigado, judicial ou extrajudicialmente, a pagar em consequência de danos corporais e/ou materiais involuntários causados a terceiros.

Aeronáutico: cobertura para prejuízos sofridos por aeronaves de propriedade do contratante e se subdivide em: a) casco, que trata da aeronave, motores, célula etc.; e b) reta que trata de prejuízos causados a terceiros como passageiros, carga, tripulação, pessoas e bens no solo (este seguro é obrigatório).

Transportes Nacionais e Internacionais: cobre danos causados ao objeto segurado, especialmente à carga transportada (mercadorias em geral, principalmente as afins do segurado, mudanças domésticas, malotes, bagagem, mostruário, equipamentos elétricos, remessa postal etc.), por roubo, desaparecimento e danificação, com indenização por reembolso.

NOTA 43 – EVENTOS SUBSEQUENTES

43.1 Furnas mediante consórcio arremata Linhão de Belo Monte

Em 7 de fevereiro de 2014, o consórcio formado por Furnas (24,5%), Eletronorte (24,5%) e a empresa chinesa State Grid Brasil Holding (51%) arrematou, no Leilão de Transmissão nº 11/2013 da Aneel, realizado na sede da Bovespa, em São Paulo, o sistema de transmissão do Complexo Hidrelétrico (CHE) de Belo Monte, em construção no rio Xingu, no Pará. O Lote AB, único do certame, que compreende a construção, montagem, operação e manutenção do empreendimento, foi conquistado com lance de R\$ 434.647 mil, representando 38% de deságio sobre a Receita Anual Permitida Máxima (aproximadamente R\$ 701.040 mil). O investimento previsto é de R\$ 5.000 mil.

O sistema de transmissão permitirá o escoamento da energia do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte ao Sistema Interligado Nacional por meio de um sistema de transmissão em extra-alta tensão em corrente contínua de ± 800 kV, inédito no país.

O circuito é composto de duas estações conversoras de corrente alternada 500 kV para corrente contínua ± 800 kV. A primeira terá capacidade de conversão de 4.000 MW e será construída na Subestação de Xingu (500 kV), localizada a 17 km da usina, que se conecta à interligação Manaus – Tucuruí; a segunda terá capacidade de conversão de 3.850 MW e será construída na área contígua à Subestação Estreito, em Minas Gerais.

A Linha de Transmissão Xingu-Estreito (± 800 kV) ligará as duas estações e terá 2.092 km, cruzando os estados de Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. A previsão de conclusão do sistema de transmissão é janeiro de 2018 e o prazo de concessão é de 30 anos.

FLAVIO DECAT DE MOURA

Diretor - Presidente

NILMAR SISTO FOLETTI

Diretor

CESAR RIBEIRO ZANI

Diretor

OLGA CÔRTEZ RABELO LEÃO SIMBALISTA

Diretor

FLÁVIO EUSTÁQUIO FERREIRA MARTINS

Diretor

LUÍS FERNANDO PAROLI SANTOS

Diretor

FERNANDO SERGIO LOPES ROSA

Superintendência de Contabilidade

CRC - RJ 061.286/O-3 – Contador

ANSELMO GARCIA SOBROSA

Gerência de Operações e Análise Contábil

CRC - RJ 078.544/O-6 – Contador

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Nós, abaixo assinados, membros do Conselho Fiscal de FURNAS - Centrais Elétricas S.A., no uso de nossas atribuições legais, considerando a decisão da Diretoria Executiva de 27 de março de 2014, homologada pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2014, **1.** Analisamos o Relatório da Administração, relativo ao exercício de 2013 e, assistidos pelo Contador da Sociedade, Sr. Fernando Sergio Lopes Rosa, CRC/RJ 061.286/O-3, e pelos representantes da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, analisamos também as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do Resultado do Exercício, da Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, da Demonstração do Fluxo de Caixa, da Demonstração do Valor Adicionado, da Demonstração de Outros Resultados Abrangentes, das Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes; **2.** Analisamos a proposta de absorção dos Prejuízos do Exercício no valor de R\$ 817.509.617,63 (oitocentos e dezessete milhões, quinhentos e nove mil, seiscentos e dezessete reais e sessenta e três centavos), utilizando as seguintes reservas: a) Reserva de Lucros a Realizar, no valor de R\$237.309.116,38 (duzentos e trinta e sete milhões, trezentos e nove mil, cento e dezesseis reais e trinta e oito centavos); b) Reserva Legal, no valor de R\$ 418.802.903,12 (quatrocentos e dezoito milhões, oitocentos e dois mil, novecentos e três reais e doze centavos); e c) Reserva de Capital, no valor de R\$ 161.397.598,13 (cento e sessenta e um milhões, trezentos e noventa e sete mil, quinhentos e noventa e oito reais e treze centavos). **3.** Corroboramos o Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras do encerramento do exercício de 2013, apresentado sem ressalvas; e **4.** De nossa análise, e também com base no Relatório dos Auditores Independentes, atendidos os preceitos formais e legais, consideramos que as Demonstrações Financeiras estão habilitadas para que o Conselho de Administração as submeta à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas, nos termos do artigo 192, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.303, de 31 de outubro de 2001.

Rio de Janeiro, 27 de março de 2014.

Sonia Regina Jung
Presidente do Conselho Fiscal

Ticiane Freitas de Sousa
Membro do Conselho Fiscal

Fabiana Magalhães Almeida Rodopoulos
Membro do Conselho Fiscal