

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
---	---

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	2
2.3 - Outras informações relevantes	4

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	5
3.2 - Medições não contábeis	6
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	7
3.4 - Política de destinação dos resultados	8
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	10
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	11
3.7 - Nível de endividamento	12
3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento	13
3.9 - Outras informações relevantes	14

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	15
4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco	28
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	29
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	32
4.5 - Processos sigilosos relevantes	33
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	34
4.7 - Outras contingências relevantes	35
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	36

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado	37
--	----

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado	42
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado	44
5.4 - Outras informações relevantes	45
6. Histórico do emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	46
6.3 - Breve histórico	47
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas	48
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	49
6.7 - Outras informações relevantes	50
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas	51
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	53
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	54
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	69
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	71
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	89
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	90
7.8 - Relações de longo prazo relevantes	91
7.9 - Outras informações relevantes	93
8. Grupo econômico	
8.1 - Descrição do Grupo Econômico	95
8.2 - Organograma do Grupo Econômico	97
8.3 - Operações de reestruturação	98
8.4 - Outras informações relevantes	99
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	100
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	101

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia	102
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	106
9.2 - Outras informações relevantes	107
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	110
10.2 - Resultado operacional e financeiro	136
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	137
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	138
10.5 - Políticas contábeis críticas	144
10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor	147
10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	148
10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	149
10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	150
10.10 - Plano de negócios	151
10.11 - Outros fatores com influência relevante	152
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	153
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	156
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	158
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	160
12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76	161
12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	162
12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	165
12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	166
12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração	172
12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	173

Índice

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	175
--	-----

12.12 - Outras informações relevantes	176
---------------------------------------	-----

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	177
--	-----

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	180
--	-----

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	184
---	-----

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	185
---	-----

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	187
--	-----

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	188
---	-----

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	190
--	-----

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	191
--	-----

13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções	193
---	-----

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	194
--	-----

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	195
---	-----

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	196
--	-----

13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	197
---	-----

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	198
---	-----

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor	199
---	-----

13.16 - Outras informações relevantes	201
---------------------------------------	-----

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	203
---------------------------------------	-----

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	204
---	-----

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	205
--	-----

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	207
--	-----

Índice

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária	208
15.3 - Distribuição de capital	217
15.4 - Organograma dos acionistas	218
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	219
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	220
15.7 - Outras informações relevantes	221

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	222
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	223
16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado	225

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social	226
17.2 - Aumentos do capital social	227
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	228
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	229
17.5 - Outras informações relevantes	230

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	231
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	233
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	234
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	235
18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos	236
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	242
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	243

Índice

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	244
18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	245
18.10 - Outras informações relevantes	246
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	256
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	257
19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social	258
19.4 - Outras informações relevantes	259
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	260
20.2 - Outras informações relevantes	262
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	263
21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas	264
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	266
21.4 - Outras informações relevantes	267
22. Negócios extraordinários	
22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor	268
22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	269
22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	270
22.4 - Outras informações relevantes	271

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Francisco Jose Morandi Lopez

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0001-29
Período de prestação de serviço	01/01/2012 a 31/03/2015
Descrição do serviço contratado	Descrição dos serviços prestados em 2014: a) Auditoria das demonstrações contábeis anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) e revisões das informações trimestrais (ITRs), preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; b) Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; c) Auditoria de procedimentos previamente acordados das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; d) Auditoria de procedimentos previamente acordados do Relatório de Controle Patrimonial (RCP) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; e) Asseguração limitada (verificação independente) sobre as informações de sustentabilidade da Companhia.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração dos auditores independentes relativa aos serviços contratados pertinentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2014 descritos no campo anterior correspondem ao montante de : a) R\$ 206,7 mil refere-se aos serviços de auditoria das demonstrações contábeis e revisão especial das Informações Trimestrais (ITRs); b) R\$ 34,1 mil refere-se a Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA); c) R\$ 25,6 mil refere-se a Auditoria de procedimentos previamente acordados das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) e, d) R\$ 6,8 mil refere-se a Auditoria de procedimentos previamente acordados do Relatório de Controle Patrimonial.
Justificativa da substituição	Rodízio de auditores independentes determinado pelo artigo 31 da instrução CVM nº 308, de 14 de maio de 1999.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não se aplica.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Wladimir Omiechuk	01/01/2012 a 31/03/2015	315.757.570-87	Rua Dr. Renato Paes de Barros, 33, Itaim Bibi, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04530-904, Telefone (51) 33036001, Fax (11) 33036001, e-mail: womiechuk@kpmg.com.br

Possui auditor?	SIM
Código CVM	471-5
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Ernst & Young Terco Auditores Independentes S.S.
CPF/CNPJ	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	01/04/2015
Descrição do serviço contratado	Para o exercício de 2015, foram contratados os seguintes serviços da EY : (i) Auditoria e emissão de relatório sobre as demonstrações financeiras da Companhia para o exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2015; (ii) auditoria para fins de consolidação pela controladora indireta The AES Corporation, sediada nos Estados Unidos da América; (iii) revisão e emissão de relatório sobre as Informações Trimestrais (ITRs) requeridas pela Comissão de Valores Mobiliários para os trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2015; (iv) revisão do Relatório de Controle Patrimonial (RCP) de acordo com as normas regulatórias expedidas pela ANEEL; (v) Auditoria de procedimentos previamente acordados das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela Aneel, para o exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2015; (vi) Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela Aneel.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração dos auditores independentes relativa aos serviços contratados pertinentes ao exercício social a findar-se em 31 de dezembro de 2015 descritos no campo anterior, correspondem ao montante de: (i) R\$71,7 mil referentes a auditoria e emissão de relatório sobre as demonstrações financeiras da Companhia; (ii) R\$576,3 mil referentes a auditoria para fins de consolidação pela controladora indireta The AES Corporation; (iii) R\$41,0 mil referentes a revisão e emissão de relatório sobre as Informações Trimestrais (ITRs) requeridas pela Comissão de Valores Mobiliários; (iv) R\$30,7 mil referentes a revisão do Relatório de Controle Patrimonial (RCP) de acordo com as normas regulatórias expedidas pela ANEEL; (v) R\$30,7 mil referentes as Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR); (vi) R\$30,7 mil referentes a Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) . O valor total dos serviços descritos acima soma R\$781,1 mil, sendo a parcela relativa a outros trabalhos de auditoria equivalente a 13% do total dos honorários relativos aos serviços de auditoria externa. Todos os serviços descritos acima possuem prazo de contratação inferior a um ano. A administração da Companhia, assim como seus auditores independentes entendem que estes serviços são caracterizados como serviços relacionados à auditoria e, por consequência, não afetam a independência e objetividade da EY, necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria de acordo com as regras vigentes no Brasil.
Justificativa da substituição	Não Aplicável
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não Aplicável

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcos Antonio Quintanilha	01/04/2015	006.840.298-80	Av. Juscelino Kubitschek, 1830, Torre I, 10 andar, Itaim Bibi, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04543-900, Telefone (11) 25733147, Fax (11) 25734910, e-mail: marcos.a.quintanilha@br.ey.com

2.3 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2014)	Exercício social (31/12/2013)	Exercício social (31/12/2012)
Patrimônio Líquido	1.035.903.000,00	882.944.000,00	969.576.000,00
Ativo Total	3.629.896.000,00	3.091.616.000,00	2.989.756.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	2.661.856.000,00	2.072.919.000,00	2.341.357.000,00
Resultado Bruto	273.184.000,00	12.311.000,00	258.344.000,00
Resultado Líquido	210.822.000,00	-20.078.000,00	255.287.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	279.298	279.298	279.298
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	3.708,950000	3.161,300000	3.471,470000
Resultado Líquido por Ação	754,830000	-71,890000	914,030000

3.2 - Medições não contábeis

a) *Medições não contábeis que a Companhia tenha divulgado no último exercício social*

O EBITDA, também conhecido como LAJIDA ("Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização") é o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado nas demonstrações contábeis consolidadas da Companhia na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, e (iii) o resultado com equivalência patrimonial.

De acordo com a Instrução Normativa CVM 527/2012, que dispõe da divulgação voluntária de informações de natureza não contábil, o EBITDA é calculado utilizando-se o resultado líquido do período (também conhecido como Lucro líquido), acrescido dos (i) tributos sobre o lucro, (ii) despesas financeiras líquidas das receitas financeiras, (iii) depreciação, amortização e exaustões. O EBITDA não é uma medida de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de contabilidade (IFRS). Como as receitas e despesas financeiras, depreciação e amortização não são incorporadas ao cálculo do EBITDA, este se apresenta como um indicador do desempenho econômico operacional obtido pela Companhia e que, portanto não é afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização.

Como as receitas e despesas financeiras, depreciação e amortização não são incorporadas ao cálculo do EBITDA, este se apresenta como um indicador do desempenho econômico operacional obtido pela Companhia e que, portanto não é afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização.

O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios da Companhia, que poderiam afetar de maneira significativa os lucros, tais como (i) resultado financeiro, (ii) impostos, (iii) depreciação e amortização e (iv) despesas de capital.

O Ebitda Ajustado, para efeito de covenants, é o Ebitda acrescido de todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de "custo de operação", e os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima.

b) *Conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas*

	2014	2013	2012
Ebitda	401,4	123,8	372,8
Ajuste Covenant	-23,0	159,4	-10,1
Ebitda Ajustado	378,5	283,2	382,9

c) *Motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações*

A Companhia entende que o EBITDA é o indicador extraído das demonstrações de resultado que melhor reflete a geração de caixa advinda dos resultados operacionais da Companhia, sendo um dos indicadores mais utilizados entre os investidores e analistas. No caso do EBITDA ajustado, a Administração ajusta pelas despesas e receitas operacionais que não impactam sua geração de caixa operacional.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Ocorreram eventos subsequentes entre a data de encerramento do exercício social de 2014 e a data de autorização de emissão das demonstrações financeiras de 2014, que ocorreu em 9 de fevereiro de 2015.

Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº 547/2013 da ANEEL.

O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

- Bandeira verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: Condições de gerações menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 KWh consumidos até fevereiro/2015 e R\$ 2,50 para cada 100 KWh consumidos a partir de março/2015.
- Bandeira vermelha: Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 KWh consumidos até fevereiro/2015 e R\$ 5,50 para cada 100 KWh consumidos a partir de março/2015.

A partir de 02 de março de 2015, os valores dos acréscimos das bandeiras tarifárias foram alterados passando para R\$ 3,00 para cada 100 KWh consumidos e R\$ 5,50 para cada 100 KWh consumidos, respectivamente para as bandeiras amarela e vermelha.

O acionamento de cada bandeira tarifária é sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica do país.

Revisão Tarifária Extraordinária de 2015

Em Março de 2015, a ANEEL aprovou revisão extraordinária para todas as distribuidoras de energia elétrica, através da Resolução Homologatória 1858, com o objetivo aliviar as pressões financeiras pelas quais as distribuidoras estavam submetidas, em função do alto custo da energia no curto prazo e aumento expressivo dos encargos setoriais, ambos componentes de parcela A.

O resultado foi o repasse antecipado para o consumidor de alguns custos, com compra de energia e encargos, que seriam repassados somente no próximo processo tarifário que, no caso da AES Sul, ocorreu em 19 de Abril.

3.4 - Polític

Período	Exercício Social Encerrado em 31.12.2014	Exercício Social Encerrado em 31.12.2013	Exercício Social Encerrado 31.12.2012
Regras sobre retenção de lucros	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social. O estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 não houve novas destinações para reserva estatutária. Todavia, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 23 de abril de 2014, foi aprovada a retenção do valor de R\$ 25,7 milhões, destinados à formação da reserva estatutária referida acima,</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social. O estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 não houve novas destinações para reserva estatutária. Todavia, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 25 de abril de 2014, foi aprovada a absorção do valor de R\$ 20,1 milhões, por meio de reversão da parcela de reserva de lucros da Companhia que passará do montante de R\$89.536.317,24 para o montante de R\$69.458.260,37, tendo em vista o prejuízo líquido apurado no exercício de 2013.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social. O estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012, m Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 04 de abril de 2013, foi aprovada retenção de R\$ 89,5 milhões, destinados à formação de reserva de lucros a realizar.</p>
Regras sobre distribuição de dividendos	<p>De acordo com o estatuto social da Companhia, além das normas legais específicas, as seguintes regras aplicam-se quanto à distribuição de dividendos: Do resultado do exercício serão efetivadas as deduções previstas em lei, destinando-se: (i) 5% (cinco por cento) para a constituição de reserva legal, até o máximo previsto em lei; (ii) 25% (vinte e cinco por cento) para o pagamento do dividendo obrigatório nos termos do Artigo 202 da Lei nº. 6.404/76; (iii) a Administração da Companhia pode propor à Assembleia Geral a destinação especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social; (iv) poderá ainda, o conselho de administração, deliberar o pagamento de juros sobre o capital próprio, previstos no artigo 9º da Lei nº. 9.249/95, alterado pelo artigo 78 da Lei nº. 9.430/96, e na respectiva regulamentação (b) pagamento de antecipação, a qualquer tempo, de dividendos, a conta de reservas de capital, na forma do artigo 17, §5º e 200, V da Lei nº. 6.404/76; (c) a declaração de dividendos intermediários, a conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (d) a declaração de dividendos intermediários em períodos inferiores a 1 (um) semestre, desde que o total dos dividendos pago sem cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1º do art.182 da Lei nº. 6.404/76 e (e) mediante proposta da diretoria, ouvido o conselho de administração, será distribuído o saldo remanescente aos acionistas conforme aprovado pela Assembleia Geral de acionistas. Os acionistas titulares de Ações Preferenciais terão direito de receber, com relação aos exercícios encerrados a partir de 31 de dezembro de 2000, dividendos não cumulativos, de no mínimo 6% (seis por cento) da parte do capital social integralizado própria a essa espécie de ações. O saldo remanescente do lucro terá a sua destinação integral proposta nas demonstrações financeiras, no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral. Vale ressaltar que, nos termos do § 6º do art. 202, da Lei nº. 6.404/76, o saldo remanescente do lucro líquido ajustado que não for destinado às reservas</p>	<p>De acordo com o estatuto social da Companhia, além das normas legais específicas, as seguintes regras aplicam-se quanto à distribuição de dividendos: Do resultado do exercício serão efetivadas as deduções previstas em lei, destinando-se: (i) 5% (cinco por cento) para a constituição de reserva legal, até o máximo previsto em lei; (ii) 25% (vinte e cinco por cento) para o pagamento do dividendo obrigatório nos termos do Artigo 202 da Lei nº. 6.404/76; (iii) a Administração da Companhia pode propor à Assembleia Geral a destinação especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social; (iv) poderá ainda, o conselho de administração, deliberar o pagamento de juros sobre o capital próprio, previstos no artigo 9º da Lei nº. 9.249/95, alterado pelo artigo 78 da Lei nº. 9.430/96, e na respectiva regulamentação (b) pagamento de antecipação, a qualquer tempo, de dividendos, a conta de reservas de capital, na forma do artigo 17, §5º e 200, da Lei nº. 6.404/76; (c) a declaração de dividendos intermediários, a conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (d) a declaração de dividendos intermediários em períodos inferiores a 1 (um) semestre, desde que o total dos dividendos pago sem cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1º do art.182 da Lei nº. 6.404/76 e (e) mediante proposta da diretoria, ouvido o conselho de administração, será distribuído o saldo remanescente aos acionistas conforme aprovado pela Assembleia Geral de acionistas. Os acionistas titulares de Ações Preferenciais terão direito de receber, com relação aos exercícios encerrados a partir de 31 de dezembro de 2000, dividendos não cumulativos, de no mínimo 6% (seis por cento) da parte do capital social integralizado própria a essa espécie de ações. O saldo remanescente do lucro terá a sua destinação integral proposta nas demonstrações financeiras, no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral. Vale ressaltar que, nos termos do § 6º do art. 202, da Lei nº. 6.404/76, o saldo remanescente do lucro líquido ajustado que não for destinado às reservas</p>	<p>De acordo com o estatuto social da Companhia, além das normas legais específicas, as seguintes regras aplicam-se quanto à distribuição de dividendos: Do resultado do exercício serão deduzidos os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda, destinando-se: (i) 5% (cinco por cento) para a constituição de reserva legal, até o máximo previsto em lei; (ii) 25% (vinte e cinco por cento) para o pagamento do dividendo obrigatório nos termos do Artigo 202 da Lei nº. 6.404/76; (iii) a Administração da Companhia pode propor à Assembleia Geral a destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social; (iv) poderá ainda, o conselho de administração, deliberar sobre a possibilidade de: (a) pagamento de juros sobre o patrimônio líquido da Companhia, com periodicidade mensal, à Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP; (b) o pagamento de antecipação, a qualquer tempo, de dividendos, a conta de reservas de capital, na forma do artigo 17, § 5º e 200, V da Lei das Sociedades Anônimas; (c) a declaração de dividendos intermediários, a conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (d) a declaração de dividendos intermediários em períodos inferiores a 1 (um) semestre, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1º do art.182 da Lei nº. 6.404/76 e (e) mediante proposta da diretoria, ouvido o conselho de administração, será distribuído o saldo remanescente aos acionistas conforme aprovado pela Assembleia Geral de acionistas. Os acionistas titulares de Ações Preferenciais terão direito de receber, com relação aos exercícios encerrados a partir de 31 de dezembro de 2000, dividendos não cumulativos, de no mínimo 6% (seis por cento) da parte do capital social integralizado própria a essa espécie de ações. O saldo remanescente do lucro terá a sua destinação integral proposta nas demonstrações financeiras, no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral. Vale ressaltar que, nos termos do § 6º do art. 202, da</p>

3.4 - Po

	previstas na legislação ou retidos para execução e implementação de orçamento de capital ou projeto de investimento (conforme artigo 196 da Lei nº 6.404/76) deve ser integralmente distribuído aos acionistas como dividendo.	A política de distribuição de dividendos da Companhia segue a regra da Lei das S.A.s, ou seja, de distribuição de Lucro Líquido uma vez no ano. A prática tem sido a distribuição anual de dividendos.	Lei n.º 6.404/76, o saldo remanescente do lucro líquido ajustado que não for destinado às reservas previstas na legislação ou retidos para execução e implementação de orçamento de capital ou projeto de investimento (conforme artigo 196 da Lei n.º 6.404/76) deve ser integralmente distribuído aos acionistas como dividendo.
Periodicidade das distribuições de dividendos	previstas na legislação ou retidos para execução e implementação de orçamento de capital ou projeto de investimento (conforme artigo 196 da Lei nº 6.404/76) deve ser integralmente distribuído aos acionistas como dividendo.	A política de distribuição de dividendos da Companhia segue a regra da Lei das S.A.s, ou seja, de distribuição de Lucro Líquido uma vez no ano. A prática tem sido a distribuição anual de dividendos.	A política de distribuição de dividendos da Companhia segue a regra da Lei das S.A.s, ou seja, de distribuição de Lucro Líquido uma vez no ano. A prática tem sido a distribuição anual de dividendos.
Restrições à distribuição de dividendos	Despacho n.º 1580 ANEEL referente à retenção de dividendos do acionista controlador. A Agência Nacional de Energia Elétrica no uso de suas atribuições anuiu a capitalização de parte dos passivos extra concessão registrados pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., equivalente à US\$ 639 milhões, sendo o saldo remanescente capitalizado por meio da retenção integral na concessionária dos dividendos e juros sobre o capital próprio a que fazem jus os acionistas controladores, até a liquidação integral da dívida incorporada, incluídos os encargos da dívida; Cláusula contratual de Penhor de Ações, firmado em conjunto com a emissão das Cédulas de Crédito Bancário – CCB Unibanco. Item Restrições à alienação ou Oneração dos bens empenhados: até o integral cumprimento das Dívidas Garantidas, as Devedoras Pignoráticas obrigam-se a não distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio em relação às Ações Empenhadas, exceto os obrigatórios por lei ou na hipótese de anuência expressa do Unibanco, sendo vedada a averbação nos livros da AES Sul de quaisquer desses atos que tenham sido praticados sem a prévia e expressa anuência do Unibanco ou em violação do disposto nesta Cláusula.	Despacho n.º 1580 ANEEL referente à retenção de dividendos do acionista controlador. A Agência Nacional de Energia Elétrica no uso de suas atribuições anuiu a capitalização de parte dos passivos extra concessão registrados pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., equivalente à US\$ 639 milhões, sendo o saldo remanescente capitalizado por meio da retenção integral na concessionária dos dividendos e juros sobre o capital próprio a que fazem jus os acionistas controladores, até a liquidação integral da dívida incorporada, incluídos os encargos da dívida; Cláusula contratual de Penhor de Ações, firmado em conjunto com a emissão das Cédulas de Crédito Bancário – CCB Unibanco. Item Restrições à alienação ou Oneração dos bens empenhados: até o integral cumprimento das Dívidas Garantidas, as Devedoras Pignoráticas obrigam-se a não distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio em relação às Ações Empenhadas, exceto os obrigatórios por lei ou na hipótese de anuência expressa do Unibanco, sendo vedada a averbação nos livros da AES Sul de quaisquer desses atos que tenham sido praticados sem a prévia e expressa anuência do Unibanco ou em violação do disposto nesta Cláusula.	Despacho n.º 1580 ANEEL referente à retenção de dividendos do acionista controlador. A Agência Nacional de Energia Elétrica no uso de suas atribuições anuiu a capitalização de parte dos passivos extra concessão registrados pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., equivalente à US\$ 639 milhões, sendo o saldo remanescente capitalizado por meio da retenção integral na concessionária dos dividendos e juros sobre o capital próprio a que fazem jus os acionistas controladores, até a liquidação integral da dívida incorporada, incluídos os encargos da dívida; Cláusula contratual de Penhor de Ações, firmado em conjunto com a emissão das Cédulas de Crédito Bancário – CCB Unibanco. Item Restrições à alienação ou Oneração dos bens empenhados: até o integral cumprimento das Dívidas Garantidas, as Devedoras Pignoráticas obrigam-se a não distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio em relação às Ações Empenhadas, exceto os obrigatórios por lei ou na hipótese de anuência expressa do Unibanco, sendo vedada a averbação nos livros da AES Sul de quaisquer desses atos que tenham sido praticados sem a prévia e expressa anuência do Unibanco ou em violação do disposto nesta Cláusula.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2014	Exercício social 31/12/2013	Exercício social 31/12/2012
Lucro líquido ajustado	200.281.000,00	-20.078.000,00	241.929.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	82,830000	0,000000	59,800000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	20,350000	-2,270000	26,330000
Dividendo distribuído total	174.624.000,00	0,00	152.393.000,00
Lucro líquido retido	36.198.000,00	0,00	102.269.000,00
Data da aprovação da retenção	23/04/2015		04/04/2013

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	133.834.000,00				112.156.000,00	
Preferencial	40.790.000,00				40.237.000,00	
			0,00			

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

Itens	Exercício social encerrado em 31/12/2014	Exercício social encerrado em 31/12/2013	Exercício social encerrado em 31/12/2012
Lucros retidos	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Reserva legal	10.541.000	-	12.733.000
Reserva estatutária	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Reserva de lucros a realizar	25.657.000	(20.078.000)	89.536.000

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da reserva de lucros a realizar foi reduzido em R\$ 20.078 mil, devido à absorção do prejuízo do exercício social de 2013.

Conforme Assembleia Geral Extraordinária realizada em 02 de dezembro de 2011, foi aprovada a modificação do Estatuto Social da Companhia, com a criação de Reserva Especial para reforço do capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia. A Administração pode propor à deliberação da Assembleia Geral a destinação de até 75% do lucro líquido ajustado. O saldo da referida reserva em conjunto com as demais reservas de lucros, com exceção das reservas para contingências, de incentivos fiscais e de lucros a realizar, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social.

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Montante total da dívida, de qualquer natureza	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2014	2.594.000.000,00	Índice de Endividamento	250,00000000	
	0,00	Outros índices	3,43000000	Dívida Bruta/Ebitda Ajustado (vezes) Considera Ebitda ajustado pelas despesas com o plano de previdência privada (FCESP), ativos e passivos regulatórios e ativo setorial líquido. Conforme previsto em contrato. As despesas financeiras não considera reserva de reversão e taxas/fees de debêntures.
	0,00	Outros índices	2,87000000	Dívida líquida/Ebitda Ajustado (vezes) Considera Ebitda ajustado pelas despesas com o plano de previdência privada (FCESP), ativos e passivos regulatórios e ativo setorial líquido. Conforme previsto em contrato. As despesas financeiras não considera reserva de reversão e taxas/fees de debêntures.

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento

Exercício social (31/12/2014)					
Tipo de dívida	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Garantia Real	547.883,60	228.941,29	113.064,68	0,00	889.889,57
Quirografárias	880.856,60	203.526,58	578.175,87	41.544,59	1.704.103,64
Total	1.428.740,20	432.467,87	691.240,55	41.544,59	2.593.993,21
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

Outras informações relevantes relativas ao item 3.5:

Nos contratos de dívidas da Companhia, existem cláusulas de inadimplemento cruzado, que são condições padrão em instrumentos de financiamento em geral, cujo descumprimento pelo devedor pode resultar na declaração de vencimento antecipado do saldo em aberto de determinada dívida, que, por sua vez, poderá constituir hipótese de vencimento antecipado de outras dívidas. Atualmente, a Companhia é devedora em emissões de debêntures simples, cédulas de crédito bancário e notas promissórias cujos instrumentos contemplam hipóteses de vencimento antecipado automático da respectiva dívida. A Companhia não tem como garantir que não irão contrair outras dívidas cujos instrumentos/contratos prevejam cláusula de inadimplemento cruzado, bem como não pode garantir que as dívidas correspondentes não vencerão antecipadamente. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os seus ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo devedor dos respectivos instrumentos/contratos vigentes à época.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

a. Relacionados à Companhia

A Companhia pode ser afetada de forma adversa por decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos em andamento. -

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia estava envolvida em vários processos judiciais e administrativos de natureza cível, tributária, trabalhista e ambiental. Alguns dos referidos processos envolvem montantes significativos. Não se pode assegurar que essas ações e processos administrativos serão resolvidos totalmente a favor da Companhia. Exceto nos casos em que as regras contábeis determinem de forma diversa, a Companhia somente constitui provisões para os processos em que a possibilidade de perda seja avaliada pelos assessores jurídicos externos como provável, ou seja, cuja probabilidade de perda seja superior à possibilidade de êxito. A Companhia não constitui provisões para os processos em que a possibilidade de perda é avaliada pelos assessores jurídicos externos como possível ou remota, exceto nos casos em que as regras contábeis em vigor determinam o provisionamento de perda possível. As provisões constituídas pela Companhia para tais contingências podem ser insuficientes para fazer face ao custo total decorrente de decisões adversas em tais demandas. Se o total ou uma parcela significativa dessas ações e processos administrativos for decidido de forma desfavorável para a Companhia, isso pode ter um impacto adverso relevante nos seus negócios, condição financeira, resultados operacionais e na imagem da Companhia. Por fim, além dos custos com honorários advocatícios para o patrocínio dessas causas, a Companhia poderá se ver obrigada a oferecer garantias em juízo relacionadas a tais processos, o que poderia afetar a sua capacidade financeira. Para uma discussão detalhada dos processos judiciais e administrativos relevantes, vide item 4.3. do Formulário de Referência.

A construção, expansão, manutenção e funcionamento de instalações e equipamentos de distribuição de energia da Companhia envolvem riscos significativos que poderão causar perda de receitas ou aumento de despesas.

A construção, expansão e funcionamento das instalações e equipamentos do sistema elétrico de distribuição e o fornecimento de energia da Companhia envolvem diversos riscos, inclusive:

- a incapacidade de obter alvarás e licenças do governo;
- problemas ambientais e de engenharia imprevistos;
- interrupção do fornecimento;
- falha de equipamentos;
- sobrecarga em equipamentos;
- explosões e incêndios;
- incapacidade de contratação de empreiteiras;
- greves e outras disputas trabalhistas;
- agitações sociais;
- vandalismo e furtos;
- insolvência de empreiteiras e terceirizados;
- atraso ou impossibilidade de compra de materiais e equipamentos;
- interferências meteorológicas e hidrológicas;
- aumentos das perdas de energia, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- aumento da inadimplência;
- atrasos operacionais e de construção ou custos excedentes não previstos;
- inoperância dos sistemas de telecomunicações;
- perda de comunicação e de dados do Data Center;
- falhas do sistema comercial e de operação; e
- sabotagem.

Se a Companhia enfrentar quaisquer desses problemas poderá não conseguir distribuir energia em montante consistente com o plano de negócios, e isso poderá causar um efeito adverso em sua condição financeira, em seus resultados operacionais e em penalizações pelo descumprimento de obrigações vinculadas ao contrato de concessão.

Uma vez que parte significativa dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

Uma parte significativa dos bens da Companhia, inclusive a sua rede de distribuição de energia elétrica, está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, uma vez que devem ser revertidos ao poder concedente, de acordo com os termos da sua concessão e com a legislação vigente. A Companhia tem direito de receber indenização do poder concedente em caso de extinção antecipada de sua concessão, porém o valor a ser indenizado pode ser menor do que o valor de mercado dos bens revertidos. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos seus credores em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo em sua capacidade de obter financiamentos.

O grau de endividamento da Companhia, bem como as disposições restritivas de seus contratos financeiros (covenants) poderão afetar adversamente sua capacidade de operar seus negócios e de efetuar o pagamento de sua dívida.

Em 31 de dezembro de 2014 a dívida bruta de curto e longo prazo da Companhia somava R\$ 1.296,3 milhões, em moeda nacional.

A geração de caixa da Companhia pode não ser suficiente para pagar o principal, juros ou outros montantes devidos em relação às suas dívidas. A Companhia poderá necessitar de financiamentos adicionais para pagar parte das suas dívidas, quando se tornarem devidas, conforme sua estratégia de financiamento. Adicionalmente, a Companhia poderá contrair empréstimos adicionais para financiar investimentos ou para outras finalidades, sujeitos a restrições aplicáveis de suas dívidas atuais. Se a Companhia vier a contrair novos empréstimos, os riscos associados ao seu endividamento, incluindo o risco de não ser capaz de pagar suas dívidas, poderão aumentar.

Os contratos que regem a dívida da Companhia contêm disposições que poderão limitar a maneira como ela opera seus negócios. Por exemplo, a Companhia é obrigada a observar diversos índices financeiros que restringem a capacidade da Companhia de contratar novas dívidas ou de obter linhas de crédito. Esses índices financeiros baseiam-se no Ebitda da Companhia, despesas com juros e endividamento líquido total. Em vista disso, tais limitações e impedimentos poderão afetar

4.1 - Descrição dos fatores de risco

adversamente as estratégias de negócios e os resultados financeiros da Companhia. Para mais informações, veja o item 10.1 “Comentários dos Diretores Sobre” deste Formulário de Referência.

Como regra geral, todos os ativos necessários à operação da concessão, tais como: redes de energia elétrica, subestações e prédios operacionais, entre outros, são reversíveis à União e não podem sequer ser alienados sem prévia e expressa autorização do Poder Concedente.

A perda da concessão da Companhia pode gerar prejuízos em seus resultados.

Nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“Lei de Concessões”), uma concessão está sujeita à extinção antecipada em determinadas circunstâncias, quais sejam: encampação, caducidade, rescisão amigável ou judicial, anulação do contrato de concessão, falência ou extinção da concessionária, existindo ainda a previsão de indenização e intervenção em determinadas situações descritas no contrato de concessão. Em quaisquer dos casos descritos, os ativos vinculados à concessão serão revertidos ao Poder Concedente. No caso de perda da concessão, o contrato prevê a indenização dos ativos reversíveis ainda não depreciados ou amortizados, porém, essa indenização poderá não ser compatível com o valor residual desses ativos.

Além disso, de acordo com a lei 12.767/2012, a Companhia poderá sofrer a intervenção do agente regulador na hipótese em que este entenda estar havendo risco de prestação adequada do fornecimento de energia elétrica e descumprimento de normas contratuais, regulamentares e legais.

A extinção antecipada do contrato de concessão, assim como a imposição de penalidades à Companhia associadas a tal extinção, e a intervenção na gestão da Companhia poderão gerar significativos impactos nos resultados da Companhia e afetar sua capacidade de pagamento e cumprimento de obrigações financeiras. Para informações sobre a concessão, ver os itens 7.5.a e 7.5.c deste Formulário de Referência.

Se a Companhia não conseguir continuar controlando com sucesso as perdas de energia, os resultados de suas operações e sua condição financeira poderão ser adversamente afetados.

Há dois tipos de perdas de energia: perdas técnicas e perdas não técnicas. Essa última se divide ainda em outras duas: as perdas administrativas e as perdas comerciais. As perdas totais são calculadas considerando-se o total de suprimento de energia medido na fronteira da rede elétrica da Companhia com a rede de transmissão nacional, ou seja, no ponto de medição entre a transmissora e a distribuidora de energia, nos últimos 12 meses (11.594GWh em 31 de dezembro de 2014) e deduzindo-se a parcela referente ao faturamento de todos os seus clientes, inclusive os livres, excetuando-se as energias retroativas faturadas relativas à recuperação de fraudes. Com base nesta metodologia, a perda física total apurada em 2014 foi de 8,76%, apresentando um pior desempenho quando comparado ao indicador de 2013 que foi de 8,27% e de 2012 apurado em 8,31%.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atribui a cada distribuidora um percentual de perdas para cada ciclo tarifário, que no caso da AES Sul compreende o período entre abril e março de cada ano. Assim, a melhor forma de comparar o nível de perdas da Companhia com o referencial regulatório é utilizando as perdas totais como métrica. O nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos reajustes tarifários da AES Sul, de 2014 a 2017, ficou definido em 6,56% para as perdas técnicas sobre a energia injetada, excluída a energia injetada no nível de tensão A1, e 4,91% para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão. Caso a Companhia venha a apresentar perdas superiores aos limites regulatórios, o referido montante não poderá ser repassado por meio de aumento das tarifas, o que afetaria sua condição financeira e o resultado operacional da Companhia. Como resultado das ações de combate às perdas de energia elétrica executadas pela Companhia, principalmente no combate a fraudes de medidores e furtos de energia via conexões ilegais, foram recuperados 58 GWh, 54 GWh e 74 GWh respectivamente, nos anos de 2012, 2013 e 2014. Não é possível assegurar que as medidas do governo, em resposta a uma possível escassez de energia no futuro, não venham a afetar adversamente a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Este cenário seria representado tanto em função de potenciais perdas de receita, quanto em função da variação dos custos operacionais, ou ainda, em função do provável incremento nas perdas não técnicas de energia elétrica. Para maiores informações, veja o item 7.3.b. “Características do Processo de Distribuição” deste Formulário de Referência.

O compromisso da Companhia via edital de licitação da concessão, de atender às obrigações com o plano de pensão de benefício definido de seus funcionários, administrado pela Fundação CEEE de Seguridade Social ELETROCEEE, poderão implicar em custos superior ao atualmente previsto e, conseqüentemente, afetar negativamente o resultado da Companhia.

A AES Sul é patrocinadora de um plano de previdência na modalidade de benefício definido administrado pela ELETROCEEE. Existem duas formas de apuração das obrigações deste plano: a que a Companhia contrata para atendimento das regras contábeis (CVM) e a calculada pelo administrador do plano para fins de demonstração atuarial para a Previc (Superintendência Nacional de Previdência Complementar). Os números são diferentes, pois os cálculos possuem regras e premissas diferentes. No exercício de 2014, de acordo com estudo atuarial da Companhia, foi constatado um déficit (passivo líquido), o qual foi reconhecido no balanço da companhia em contrapartida ao Patrimônio Líquido (Outros Resultados Abrangentes), conforme CPC 33 deliberada pela CVM nº 695/2012. Adicionalmente, AES Sul reconhece no resultado da Companhia, uma despesa com o plano de previdência de benefício definido. O resultado da avaliação atuarial de 2014 efetuada pela ELETROCEEE (entidade administradora do plano) resultou igualmente em déficit atuarial, decorrente principalmente pela rentabilidade dos ativos do plano estarem abaixo do esperado no exercício. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos empregados beneficiados, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da administradora do fundo, porém, se, por qualquer razão, o patrimônio do plano vier a se mostrar insuficiente, observadas as regras da Previc para equilíbrio técnico, a Companhia poderá incorrer em custos superiores aos atuais. Cabe lembrar que a partir de fevereiro de 2011 foi homologado pela Previc o fim de novas adesões a esse plano diminuindo a exposição atuarial futura da Companhia.

Qualquer dificuldade na obtenção de novos financiamentos poderá ter um efeito adverso nas operações da Companhia e no desenvolvimento de seu negócio.

O programa de investimento da Companhia foi de R\$ 825,9 milhões no período de 2012 a 2014. No ano de 2014 a Companhia investiu R\$ 206,5 milhões. O valor orçado de investimentos para o ano 2015 é de aproximadamente R\$ 201,9 milhões sendo R\$ 198,1 milhões com recursos próprios e R\$ 3,8 milhões de investimentos auto financiados por clientes, e planeja financiar os próximos investimentos e outras necessidades de liquidez com os recursos gerados por suas operações e eventuais empréstimos, se necessário..

A Companhia não poderá assegurar que será capaz de obter recursos suficientes para completar seu programa de investimento ou para satisfazer suas demais obrigações de liquidez e recursos de capital. A dificuldade na obtenção de recursos necessários poderá adiar ou impedir que complete seu programa de investimento e outros projetos, o que poderá ter um efeito adverso em suas operações e no desenvolvimento de seu negócio.

Contratos de Compra de Energia

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Para atender ao seu mercado cativo a AES Sul adquire energia por meio de Contratos de Compra de Energia oriundos de Leilões de Energia Nova e Existente, promovidos pelo Poder Concedente, por meio de cotas de energia de Itaipu Binacional e por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA. A partir de 2013, a AES Sul passou a adquirir energia também por meio de cotas de garantia física oriundas de concessões de geração renovadas nos termos da Lei n.º 12.783/13.

A Companhia acompanha permanentemente o nível de contratação da distribuidora e se utiliza de todos os mecanismos disponíveis pelas regras vigentes a fim de evitar os potenciais impactos negativos.

Garantias Referentes a Compras de Energia

De acordo com a regulação expandida pela ANEEL, a Companhia deve oferecer garantias específicas relativas à compra de energia em leilões. O montante destas garantias é variável conforme o montante de energia a ser adquirida e consistem em tipos diferentes. Um tipo de garantia diz respeito à habilitação da Companhia à participação dos leilões, o que é feito mediante depósito bancário além de outros procedimentos regulados necessários a habilitação. O valor depositado é posteriormente devolvido à Companhia. Realizado o leilão, a Companhia deve apresentar garantias específicas aos vendedores para fins da efetiva contratação da energia. Esta garantia tem vigência ao longo da duração do contrato de compra de energia e pode ser: (i) Cartas de Fiança Bancária, (ii) Certificado de Depósito Bancário (CDB), (iii) Títulos Federais, (iv) Seguro Garantia e (v) Quotas de Fundo de investimento extra mercado. A eventual não satisfação dessas garantias pode impedir a Companhia de adquirir a energia necessária ao atendimento de seu mercado. A Companhia não pode assegurar que terá condições de satisfazer tempestivamente essas exigências regulamentares.

Para os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) a AES Sul pode dar garantias através da alienação de parte dos seus recebíveis, com a assinatura de Contrato de Constituição de Garantias (CCG) que vigoram até o final da vigência do contrato de compra de energia, devendo a operação ser previamente aprovada pela ANEEL.

A Companhia é parte em diversos processos judiciais e administrativos. Decisões adversas em um ou mais dos processos judiciais e administrativos poderão afetar negativamente os negócios e resultados operacionais.

A Companhia está atualmente envolvida em processos judiciais e administrativos sobre diversas questões legais, regulatórias e administrativas, inclusive processos relacionados a aumentos de tarifa, responsabilidade civil, responsabilidade fiscal, obrigações trabalhistas, previdenciárias, e questões ambientais, sendo que a maioria destes processos originou-se do curso regular dos negócios da Companhia. Decisões contrárias aos interesses da Companhia envolvendo valores substanciais podem ter um efeito adverso para a Companhia. Para mais informações sobre processos relevantes, ver item 4.3 deste Formulário de Referência.

A Companhia é demandada atualmente e poderá ser demandada no futuro pelo sindicato que representa seus empregados, sendo que uma condenação nestes processos poderá afetar adversamente os resultados da Companhia.

A Companhia, poderá vir a ser processada no futuro, pelo sindicato que representa seus empregados, atualmente o Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Sul - SENERGISUL. As demandas poderão envolver diversas questões de natureza trabalhista. O sindicato pode mover processos contra a Companhia como representante dos empregados da mesma e, portanto, a amplitude dessas demandas poderá alcançar todos os empregados da Companhia. A Companhia não tem como prever quais demandas serão feitas pelo sindicato no futuro e quais serão os montantes envolvidos numa eventual condenação nestes processos. Uma condenação a pagamentos ou obrigações de fazer (que envolvam um investimento adicional por parte da Companhia para atendê-las) poderão impactar adversamente as atividades e resultados da Companhia.

Uma vez que parte significativa dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

Uma parte significativa dos bens da Companhia, inclusive a sua rede de distribuição de energia elétrica, está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, uma vez que devem ser revertidos ao poder concedente, de acordo com os termos da sua concessão e com a legislação vigente. A Companhia tem direito de receber indenização do poder concedente em caso de extinção antecipada de sua concessão, porém o valor a ser indenizado pode ser menor do que o valor de mercado dos bens revertidos. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos seus credores em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo em sua capacidade de obter financiamentos.

b. Relacionados ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

O compromisso do acionista controlador, por meio de instrumento contratual de confissão e consolidação de dívida com o Banco Unibanco S.A., de garantir o pagamento por meio da alienação fiduciária das ações de emissão da Companhia, pode acarretar a alteração do controle acionário e a descontinuidade da administração atual.

Em 28 de junho de 2006, a Companhia contratou com o Banco Unibanco S.A. o CAC número 391445-4, no valor total de R\$ 650,0 milhões. Em 30 de setembro de 2010, o referido contrato foi aditado, através do Instrumento Particular de Confissão e Consolidação de Dívida número 044.537757-7 no valor de R\$ 568,6 milhões, passando as 26 Cédulas Seriadadas a serem registradas por uma única cédula de crédito bancário, que teve como garantia de pagamento a alienação fiduciária das ações de emissão da Companhia detidas pela AES Guaíba II, que representam 99,71% das ações totais da AES Sul (“Instrumento de Confissão e Consolidação de Dívida”).

Se a Companhia, devedora principal do Instrumento Particular de Confissão e Consolidação de Dívida não cumprir com os pagamentos ou com as cláusulas do mencionado contrato, o seu acionista controlador, qual seja, a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., na condição de garantidor do referido financiamento, mediante a alienação fiduciária das ações da Companhia por ela detidas, poderá ter que transferir a totalidade destas ações a terceiros, o que poderá acarretar eventual mudança de controle da Companhia e descontinuidade da administração atual. Em 31 de dezembro de 2014, esta dívida correspondia a R\$ 468,4 milhões.

Nesta hipótese, deve-se observar que qualquer alteração no controle acionário da Companhia deverá ser previamente aprovada pelo Poder Concedente, conforme cláusula décima segunda do Contrato de Concessão da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Caso seja descumprida alguma obrigação do Contrato de Concessão, como a supramencionada, o Poder Concedente poderá aplicar as penalidades previstas, bem como intervir na concessão e, se depois de instaurado o processo administrativo for constatado que o descumprimento persiste, poderá ser declarada a caducidade da concessão da Companhia.

Mudança no controle e descontinuidade da administração atual da Companhia.

A saída do controlador direto da Companhia poderá acarretar uma eventual descontinuidade da sua administração atual. Neste caso, a Companhia não pode garantir que terá sucesso em manter a administração atual ou atrair membros qualificados para integrar sua administração. A saída de qualquer membro chave da administração da Companhia, ou a incapacidade de atrair e manter pessoal qualificado para integrá-la, pode causar um efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais e na imagem da Companhia.

A Companhia faz parte de um grupo econômico em que participam outras entidades operacionais que são e poderão ser parte em processos judiciais nos quais a Companhia pode vir a ter responsabilidade solidária ou subsidiária pelos resultados.

A Companhia faz parte de um grupo econômico onde existem outras companhias operacionais. No curso de suas atividades, essas companhias são parte em processos judiciais onde, caso condenadas, o resultado da condenação poderá afetar a Companhia de forma solidária ou subsidiária. Isso inclui processos de diversas naturezas como, por exemplo, questões previdenciárias, trabalhistas e ambientais. Caso alguma das entidades do grupo econômico sofra condenação judicial e a Companhia seja chamada a responder subsidiária ou solidariamente por tal condenação, os resultados operacionais e financeiros da Companhia poderão ser adversamente afetados.

c. Relacionados aos seus acionistas

A Companhia pode vir a precisar de capital adicional no futuro, que poderá ser captado com a emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor em suas ações

A Companhia poderá vir a precisar de capital adicional no futuro e esta captação de capital poderá ser feita por meio da emissão de valores mobiliários, que poderão constituir participação acionária ou dívida. Caso a Companhia emita valores mobiliários que constituam participação acionária ou opção para sua aquisição, a participação societária dos investidores já existente em seu capital social poderá ser diluída.

Os proprietários das ações da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio

De acordo com seu estatuto social, a Companhia deve pagar aos acionistas um dividendo anual obrigatório não inferior a 25% de seu lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos da Lei nº. 6.404/76, conforme alterada. O estatuto social da Companhia permite o pagamento de dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. A Companhia poderá ainda pagar juros sobre o capital próprio, limitados aos termos da lei. Os dividendos intermediários e os juros sobre o capital próprio declarados em cada exercício social poderão ser imputados ao dividendo mínimo obrigatório do resultado do exercício social em que forem distribuídos.

Entretanto, a Companhia pode não pagar dividendos aos seus acionistas em qualquer exercício social se seus administradores manifestarem ser tal pagamento desaconselhável diante da situação financeira da Companhia. Nesse caso, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido pode ser (i) capitalizado; (ii) utilizado para compensar prejuízo; ou (iii) destinado a uma reserva especial, podendo não ser disponibilizado para pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Para maiores informações sobre as regras de distribuição de dividendos e de pagamento de juros sobre capital próprio da Companhia, vide item 3.4 deste Formulário de Referência.

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

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

d. Relacionados a suas controladas e coligadas

A Companhia não possui sociedades controladas e entende não existir riscos relacionados a suas coligadas.

e. Relacionados a seus fornecedores

A Companhia está sujeita a eventuais contingências decorrentes da contratação de prestadores de serviços, que poderão ter um efeito adverso sobre os seus negócios, sua situação financeira e seus resultados operacionais.

A Companhia está exposta a eventuais contingências decorrentes da estrutura de contratação de terceiros prestadores de serviços. Essas contingências podem envolver reivindicações por empregados de prestadores de serviços terceirizados diretamente contra a Companhia, como se esta fosse o empregador direto de tais empregados, bem como reivindicações contra a Companhia por responsabilidade secundária, inclusive, acidente ocupacional, equidade salarial, pagamento de horas extras, caso tais prestadores de serviços terceirizados deixem de cumprir com suas obrigações de empregador. Se parcela significativa dessa contingência se materializar e as empreiteiras não puderem arcar com referidas contingências, a Companhia terá um passivo para o qual não constituiu provisões e que pode causar um efeito adverso em seus negócios, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações. De forma a mitigar tais riscos, a Companhia inclui cláusulas contratuais específicas que exigem garantias financeiras de seus parceiros. Entretanto, tais garantias podem não ser suficientes à cobertura de todos os

4.1 - Descrição dos fatores de risco

riscos envolvidos. Além disso, cada contrato exige um processo de avaliação de especificações técnicas e análise sobre os riscos associados ao objeto do contrato e necessidade de seguros.

f. Relacionados a seus clientes

A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda de suas subestações ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídas a nenhum agente identificado do setor elétrico e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de seus equipamentos que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima e o critério de identificação do agente causador é realizado em conformidade com o disposto nos procedimentos de rede estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") e homologados pela ANEEL.

A Companhia não contrata seguro para cobrir quaisquer responsabilidades relacionadas às falhas de fornecimento de energia incorridas de fato no curso de seus negócios nem é possível assegurar que o seguro de responsabilidade civil por ela contratado em decorrência das suas atividades será suficiente ou que esse seguro continuará disponível no futuro, o que pode causar um efeito adverso em sua situação financeira e em seus resultados operacionais.

Há um volume de contas vencidas e não pagas, e se não forem recuperadas tais receitas, o resultado financeiro poderá ser negativamente afetado.

Em 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012 o saldo das contas a receber (valores a receber de consumidores, concessionárias, permissionárias e acordos) era, respectivamente de R\$ 462,8 milhões, R\$ 274,3 milhões e R\$ 334 milhões, conforme demonstrado no quadro abaixo:

	2014					
	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total	PCLD (*)	Saldo líquido
		até 90 dias	mais de 90 dias			
CIRCULANTE						
Consumidores - Fornecimento:						
Residencial	69.229	41.664	4.192	115.085	(4.192)	110.893
Industrial	7.659	8.630	2.838	19.127	(216)	18.911
Comercial e serviços	23.682	9.191	1.808	34.681	(765)	33.916
Rural	11.293	6.808	1.665	19.766	(228)	19.538
Poder público:						
Federal	1.408	1.023	35	2.466	-	2.466
Estadual	1.903	318	15	2.236	-	2.236
Municipal	3.986	997	689	5.672	-	5.672
Iluminação pública	5.928	1.389	1.230	8.547	-	8.547
Serviço público	5.882	1.350	894	8.126	-	8.126
Subtotal	130.970	71.370	13.366	215.706	(5.401)	210.305
Não faturado	182.513	-	-	182.513	-	182.513
Total	313.483	71.370	13.366	398.219	(5.401)	392.818
Concessionárias e permissionárias:						
Suprimento de energia elétrica	1.473	-	-	1.473	-	1.473
Encargos de uso da rede	158	-	-	158	-	158
Ressarcimento - leilões de energia	4.717	-	-	4.717	-	4.717
Outros	975	-	-	975	-	975
Total	7.323	-	-	7.323	-	7.323
TOTAL - CIRCULANTE	320.806	71.370	13.366	405.542	(5.401)	400.141
NÃO CIRCULANTE						
Consumidores - Fornecimento:						
Poder público:						
Estadual	-	-	1	1	(1)	-
Municipal	-	-	83	83	(82)	1
Iluminação pública	-	-	15.398	15.398	(668)	14.730
Total	-	-	15.482	15.482	(751)	14.731
TOTAL - NÃO CIRCULANTE	-	-	15.482	15.482	(751)	14.731
TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE	320.806	71.370	28.848	421.024	(6.152)	414.872

4.1 - Descrição dos fatores de risco

	31.12.2013					
	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total	PCLD (*)	Saldo líquido
		até 90 dias	mais de 90 dias			
CIRCULANTE						
Consumidores - Fornecimento:						
Residencial	38.091	28.448	9.476	76.015	(8.750)	67.265
Industrial	4.568	6.044	7.920	18.531	(6.137)	12.394
Comercial e serviços	14.035	6.487	14.256	34.778	(13.302)	21.477
Rural	6.993	2.925	4.499	14.417	(3.461)	10.956
Poder público:						
Federal	614	131	82	827	-	827
Estadual	1.287	57	5	1.348	-	1.348
Municipal	853	391	2.675	3.919	-	3.919
Iluminação pública	155	38	2.524	2.716	-	2.716
Serviço público	3.187	1.096	211	4.495	-	4.495
Subtotal	69.783	45.618	41.646	157.047	(31.649)	125.398
Não faturado	118.385	-	-	118.385	-	118.385
Total	188.168	45.618	41.646	275.433	(31.649)	243.783
Concessionárias e permissionárias:						
Suprimento de energia elétrica	1.455	-	-	1.455	-	1.455
Encargos de uso da rede	486	-	-	486	-	486
Ressarcimento - leilões de energia	1.853	-	-	1.853	-	1.853
Outros	651	-	-	651	-	651
Total	4.446	-	-	4.446	-	4.446
TOTAL - CIRCULANTE	192.615	45.618	41.646	279.879	(31.649)	248.229
NÃO CIRCULANTE						
Consumidores - Fornecimento:						
Poder público:						
Federal	-	-	46	46	(46)	1
Estadual	-	-	3	3	(3)	0
Municipal	-	-	6.721	6.721	(6.510)	211
Iluminação pública	-	-	52.940	52.940	(50.658)	2.282
Serviço público	-	-	11	11	(11)	0
Total	-	-	59.722	59.722	(57.228)	2.494
Concessionárias e permissionárias:						
Outros	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-
TOTAL - NÃO CIRCULANTE	-	-	59.722	59.722	(57.228)	2.494
TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE	192.615	45.618	101.368	339.600	(88.877)	250.723

	2014			2013		
	Saldo	PCLD (*)	Saldo líquido	Saldo	PCLD (*)	Saldo líquido
CIRCULANTE						
Termo de confissão de dívida:						
Prefeituras municipais diversas	12.232	(6.472)	5.760	9.650	(6.290)	3.360
Consumidores	10.081	(5.584)	4.497	8.920	(4.399)	4.521
Total	22.313	(12.056)	10.257	18.570	(10.689)	7.881
NÃO CIRCULANTE						
Termo de confissão de dívida:						
Prefeituras municipais diversas	42.356	(11.343)	31.013	29.194	(20.965)	8.229
Consumidores	21.583	(14.956)	6.627	33.714	(26.285)	7.429
Total	63.939	(26.299)	37.640	62.908	(47.250)	15.658
Total geral	86.252	(38.355)	47.897	81.478	(57.939)	23.539

4.1 - Descrição dos fatores de risco

	2012					
	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total	PCLD (*)	Saldo líquido
		até 90 dias	mais de 90 dias			
<u>CIRCULANTE</u>						
<u>Consumidores - Fornecimento:</u>						
Residencial	56.062	34.913	8.562	99.537	(8.562)	90.975
Industrial	6.592	7.969	12.767	27.328	(6.512)	20.816
Comercial e serviços	21.155	9.969	17.525	48.649	(16.399)	32.250
Rural	9.136	3.019	5.531	17.686	(3.927)	13.759
<u>Poder público:</u>						
Federal	1.277	126	55	1.458	-	1.458
Estadual	1.830	113	70	2.013	-	2.013
Municipal	1.697	810	3.294	5.801	-	5.801
Iluminação pública	261	55	3.393	3.709	-	3.709
Serviço público	4.048	400	11	4.459	-	4.459
Subtotal	102.058	57.374	51.208	210.640	(35.400)	175.240
Não faturado	127.113	-	-	127.113	-	127.113
Total	229.171	57.374	51.208	337.753	(35.400)	302.353
<u>Concessionárias e permissionárias:</u>						
Suprimento de energia elétrica	1.415	-	-	1.415	-	1.415
Encargos de uso da rede	5.774	-	-	5.774	-	5.774
Ressarcimento - leilões de energia	1.486	-	-	1.486	-	1.486
Outros	501	-	-	501	-	501
Total	9.176	-	-	9.176	-	9.176
TOTAL - CIRCULANTE	238.347	57.374	51.208	346.929	(35.400)	311.529
<u>NÃO CIRCULANTE</u>						
<u>Consumidores - Fornecimento:</u>						
<u>Poder público:</u>						
Federal	-	-	32	32	(30)	2
Estadual	-	-	33	33	(32)	1
Municipal	-	-	6.293	6.293	(6.220)	73
Iluminação pública	-	-	53.555	53.555	(52.226)	1.329
Serviço público	-	-	11	11	(11)	-
Total	-	-	59.924	59.924	(58.519)	1.405
<u>Concessionárias e permissionárias:</u>						
Outros	2.123	-	-	2.123	-	2.123
Total	2.123	-	-	2.123	-	2.123
TOTAL - NÃO CIRCULANTE	2.123	-	59.924	62.047	(58.519)	3.528
TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE	240.470	57.374	111.132	408.976	(93.919)	315.057

	31.12.2013			31.12.2012		
	Saldo	PCLD (*)	Saldo líquido	Saldo	PCLD (*)	Saldo líquido
<u>CIRCULANTE</u>						
<u>Termo de confissão de dívida:</u>						
Prefeituras municipais diversas	9.650	(6.290)	3.360	11.479	(11.474)	5
Consumidores	8.920	(4.399)	4.521	7.198	-	7.198
Total	18.570	(10.689)	7.881	18.677	(11.474)	7.203
<u>NÃO CIRCULANTE</u>						
<u>Termo de confissão de dívida:</u>						
Prefeituras municipais diversas	29.194	(20.965)	8.229	35.685	(34.044)	1.641
Consumidores	33.714	(26.286)	7.428	28.594	(18.507)	10.087
Total	62.909	(47.251)	15.657	64.279	(52.551)	11.728
Total geral	81.479	(57.940)	23.539	82.956	(64.025)	18.931

*PCLD – Provisão pra créditos de liquidação duvidosa

O tempo médio aplicado para conversão dos créditos vencidos para Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) é de 90, 180 e 360 dias para clientes residenciais, comerciais e outros, respectivamente, após o vencimento da fatura de energia elétrica.

Se esses débitos vencidos e não provisionados não forem recuperados, poderão ser registrados valores adicionais na PCLD, o que afetará adversamente o resultado da Companhia. Para mais informações, vide item 10.1.h. – “Comentários dos Diretores – Alterações Significativas em Cada Item das Demonstrações Financeiras” deste Formulário de Referência.

O saldo da PCLD, relativas a consumidores, concessionárias e permissionárias, em 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012 era, respectivamente de R\$ 44,5 milhões R\$ 146,8 milhões e R\$ 157,9 milhões representando variação de -303,18% (em função da baixa dos créditos incobráveis e dedutíveis para fins de imposto de renda e contribuição social) e -7,0%, respectivamente de 2014 em relação à 2013 e de 2013 em relação à 2012.

A PCLD, para os valores relevantes, foi constituída com base na análise criteriosa da perspectiva de recebimento dos montantes em atraso, combinada com as ações implementadas pela Companhia para recuperação desses créditos, levando-se em consideração o histórico das negociações de créditos a receber realizadas.

Para os demais casos, foi constituída provisão para os créditos enquadrados nas seguintes situações:

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- (a) Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias;
- (b) Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias; e
- (c) Consumidores industriais, rurais e outros vencidos há mais de 360 dias.

A Companhia mantém a PCLD em níveis compatíveis com a expectativa de sua Administração em relação ao recebimento dos créditos vencidos junto ao poder público, em especial aqueles devidos pelos municípios (classe iluminação pública), cujo vencimento ocorreu há mais de um ano.

A Administração da Companhia continua implementando ações específicas com várias classes de consumidores e, em especial, com o poder público, inclusive na esfera judicial, para a recuperação dos valores em atraso e condicionando as negociações aos recebimentos dos débitos vincendos. Os encargos a receber por atraso são calculados de acordo com as condições contratuais estabelecidas com os consumidores.

g. Relacionados aos setores da economia nos quais a Companhia atua

Os impactos de eventual falta de energia elétrica e o consequente racionamento da energia elétrica, como ocorrido em 2001 e 2002, bem como um problema no sistema interligado de transmissão da energia gerada, poderão ter um efeito relevante e adverso sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

A energia hidrelétrica é a maior fonte de energia elétrica no Brasil, representando aproximadamente 68% da capacidade de geração instalada no Brasil em 2012 e aproximadamente 86% da energia efetivamente gerada, de acordo com dados da ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”). Nos anos anteriores a 2001, a ocorrência de chuvas em volumes substancialmente menores que as médias históricas e a falta de expansão da capacidade instalada do SIN – Sistema Interligado Nacional (em particular devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica) resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do país. De forma a evitar a interrupção no suprimento de energia elétrica no Brasil, em 16 de maio de 2001, o Governo Federal instalou, por meio da medida provisória nº 2.147, um programa de enfrentamento de crise de energia elétrica, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 10% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. No final de 2012, houve um período de baixa hidrologia, que impactou no nível dos reservatórios das usinas que integram o SIN. Com o objetivo de mitigar o risco de racionamento o Governo Federal, mediante decisão do CMSE, decidiu pelo despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito.

Em 2014 o cenário hidrológico foi desfavorável, apresentando níveis dos reservatórios abaixo da média histórica. Caso o nível dos reservatórios não atinja um nível de recuperação e/ou segurança até o início e/ou até mesmo durante o próximo período úmido (novembro 2015) e não haja redução suficiente do consumo, há o risco de o Governo implantar mecanismos de racionalização ou até mesmo decretar racionamento de energia no final de 2015/início de 2016. No caso de racionamento, os principais impactos esperados seriam: (i) ajustes nas contratações de energia entre geradores e distribuidoras de acordo com a redução estabelecida pelo Governo; (ii) redução na margem das distribuidoras; (iii) aumento nos custos para atendimento às regras impostas pelo Governo, bem como para outros gastos com comunicação e serviços a serem prestados aos clientes; e (iv) possível aumento nas perdas comerciais e inadimplência tendo em vista as penalidades que seriam aplicadas aos clientes que não consigam atingir a meta.

Previsões equivocadas sobre a necessidade de energia elétrica na área de concessão poderão afetar adversamente a Companhia.

De acordo com a Lei 10.848, de 15 de março de 2004 (“Lei do Modelo do Setor Elétrico”), as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a contratar previamente, por meio de leilões públicos, 100% de sua necessidade futura de suprimento. As distribuidoras de energia elétrica a enfrentam o risco de serem proibidas de repassar os custos de aquisição de energia elétrica aos seus clientes caso contratem previamente menos de 100% ou mais de 105% da demanda total de seu suprimento de sua área de concessão. Os leilões públicos ocorrem 5 anos, 3 anos e 1 ano antes da data de entrega da energia elétrica. As distribuidoras também têm a opção de reduzir a energia contratada mediante leilão público implementado pela referida lei.

Considerando os vários fatores que afetam a necessidade da Companhia de suprir a sua demanda, incluindo crescimento da economia e da população, além da migração de consumidores cativos para o Ambiente de Contratação Livre, não é possível assegurar que esta demanda contratada de energia elétrica seja precisa.

Nos termos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (“MCSD”) implica em verificar as distribuidoras que estão com sobras contratuais de energia e aquelas que estão com insuficiências contratuais, promovendo a cessão de direitos contratuais de compra de energia, sendo rateada proporcionalmente entre todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEARs”) dos agentes de distribuição. Mesmo após a aplicação do MCSD, a compra de energia poderá manter-se abaixo de 100% ou acima de 105% do total da demanda contratada. Caso isso ocorra, a Companhia poderá não conseguir repassar aos consumidores a totalidade dos custos de aquisição de energia elétrica podendo resultar também na imposição de multas, o que poderá afetar os seus negócios, resultados e condição financeira.

O processo de alocação de cotas estabelecido pela Lei nº. 12.783/13 e a frustração dos leilões de Energia Existente de 2013 levaram a Companhia a ficar com o nível de contratação abaixo de 100%. Entretanto, esta exposição é reconhecida como involuntária pela ANEEL. Sendo assim, a Companhia não está sujeita a penalidade por subcontratação.

h. Relacionados à regulação dos setores da economia nos quais a Companhia atua

O governo pode alterar a legislação tributária ou regulação específica do setor elétrico, o que poderá acarretar aumento da carga tributária ou outros efeitos negativos para as empresas brasileiras.

O Governo Federal já implementou e pode voltar a implementar alterações no regime fiscal que afetem os participantes do setor elétrico em particular. Caso o governo implemente mudanças na legislação fiscal, essas modificações poderão acarretar aumento nas alíquotas de alguns tributos incidentes sobre as empresas brasileiras. Com relação às empresas do setor elétrico, aumentos de carga tributária são usualmente repassados aos consumidores mediante aumento das tarifas cobradas. Caso o aumento das tarifas em virtude desse repasse seja considerável, poderá haver uma retração no consumo de energia elétrica o que afetaria negativamente as receitas das empresas do setor, inclusive da Companhia. Caso esse aumento não possa, por qualquer motivo, ser repassado aos consumidores de energia elétrica, os resultados e a condição financeira da Companhia poderão ser afetados negativamente.

As tarifas cobradas pela Companhia são determinadas pela ANEEL, conforme seu contrato de concessão.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

ANEEL estabelece as tarifas que são cobradas dos consumidores da Companhia, de acordo com uma fórmula já estabelecida no contrato de concessão e, eventualmente, alterada por novas metodologias de cálculo implementadas por leis e/ou resoluções homologadas pelo referido órgão regulador.

O contrato de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de limite de preço que permite três tipos de ajustes tarifários:

- **Reajuste tarifário anual.** Com o objetivo de restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual, com base na fórmula paramétrica estabelecida no contrato de concessão. Esta fórmula define o Índice de Reajuste Tarifário (IRT). Para maiores informações, veja a Seção 7.3.b. – “Atividades da Companhia – Características do processo de produção - Tarifas” deste Formulário de Referência.
- **Revisão tarifária periódica(RTP).**O processo de Revisão tarifária periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (-5 em -5 anos no caso da AES Sul), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.
- Destaca-se que enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo Índice Geral de Preços do Mercado, conforme divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (IGP-M) ajustado pelo Fator X, no momento da revisão tarifária periódica é calculada a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência. Para maiores informações, veja a Seção 7.3.b. – “Atividades da Companhia – Características do processo de produção - Tarifas” deste Formulário de Referência.
- **Revisão extraordinária.** Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual (IRT) e Revisão Tarifária Periódica (RTP) o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária, por meio do qual a ANEEL, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos das empresas de distribuição. Para maiores informações, veja a Seção 7.3.b. – “Atividades da Companhia – Características do processo de produção - Tarifas” deste Formulário de Referência.

As distribuidoras de energia elétrica, no Brasil, operam em regime de regulação por incentivos, de tal forma que as tarifas definidas em cada processo de revisão tarifária incorporam os custos e os investimentos eficientes e prudentes de acordo com as metodologias discutidas pela sociedade e definidas pelo órgão regulador. Dessa forma, não há como assegurar que a ANEEL estabelecerá tarifas que permitam repassar aos consumidores todos os custos, ou que todos os investimentos e ativos sejam remunerados. Portanto, é esperado que o repasse regulatório dos custos e investimentos divirjam dos dados realizados. Este mecanismo resulta em um componente de risco do resultado financeiro e econômico da Companhia.

Em abril de 2015, a Diretoria da ANEEL aprovou o resultado do Reajuste Ordinário Anual das Tarifas da Companhia. As novas tarifas da Companhia foram homologadas por meio da Resolução Homologatória 1.879, com vigência a partir de 19 de abril de 2015 (“REH 1879/2015”).

O efeito médio para os consumidores foi de 4,36% para os clientes atendidos em baixa tensão e 6,95% para clientes atendidos em alta tensão.

A tabela abaixo traz os valores finais aprovados pela ANEEL referente ao Reajuste Anual de 2014 da Companhia:

Reajuste Tarifário Anual - 2015	
Parcela A (R\$)	Encargos Setoriais R\$ 884.288.295,65
	Transporte de Energia R\$ 193.954.658,32
	Energia Comprada R\$ 1.839.307.484,70
Parcela A (R\$) R\$ 2.917.550.438,67	
Parcela B (R\$) R\$ 643.247.170,87	
Receita Requerida (R\$) R\$ 3.560.797.609,54	
Receita Verificada (R\$) R\$ 2.440.374.696,53	
Índice de Reposição/Reajuste (Anexo II) 45,91%	
Índice de Reposição/Reajuste com Financeiros (Anexo I) 52,45%	
Impacto Médio para o Consumidor 5,46%	

O nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos reajustes tarifários da AES Sul, de 2014 a 2017, ficou definido em 6,75% para as perdas técnicas sobre a energia injetada, excluída a energia injetada no nível de tensão A1, e 4,91% para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão.

A Resolução Homologatória Nº 1879/2013 homologou também:

- o valor mensal de R\$ 20.458.495,22, repassado pela Eletrobras à AES Sul, entre abril de 2015 a março de 2016, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas das distribuidoras de energia elétrica;

A metodologia que será empregada no Quarto Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – 4CRTP está na fase final de discussão entre o órgão regulador e a sociedade e sua aplicação para a AES Sul será em 2018.

Alteração na regra de repasse de compra de energia, redução da aplicação do limite.

O Decreto Nº 7521/2011, alterou as regras de repasse dos custos com aquisição de energia elétrica em leilões A-5 e A-3 pelas distribuidoras às tarifas dos consumidores finais estabelecidas anteriormente pelo Decreto Nº 5163/2004. A atual regra garante, a partir da publicação deste em 11 de julho de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

2011, o repasse integral destes custos também para os três primeiros anos de suprimento destes leilões e não mais o repasse pelo valor de referência anual ("VR"). Na regra anterior, o repasse integral seria somente a partir do quarto ano de suprimento.

No entanto, o repasse às tarifas dos custos de aquisição da parcela da energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração permanece limitado ao Valor de Referência da Energia Existente – VRE (valor médio ponderado, em Reais por MWh, de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes nos leilões realizados no ano "A-1"). Esse limite de repasse dos referidos custos é aplicável somente à diferença entre o limite mínimo de recontração e a quantidade efetivamente contratada nos leilões de compra de energia. O referido Decreto Nº 7521/2011 alterou apenas a forma de calcular o limite mínimo de contratação.

Este limite de repasse será aplicado somente nos três primeiros anos após o leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes em que o limite mínimo de recontração não tenha sido atingido e deverá ser aplicado à parcela de energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos, adquirida nos leilões realizados no ano "A-3" ou "A-5" com CCEARs de maior preço.

Não será aplicado aos casos em que o limite mínimo de recontração não tenha sido atingido por insuficiência de oferta nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, realizados no ano "A-1". A alteração na regra de repasse e redução da aplicação do limite pode ter um impacto adverso na condição financeira e resultados operacionais da Companhia .

A ANEEL pode punir a Companhia por descumprimento do contrato de concessão e da regulamentação aplicável, bem como a Companhia pode perder a concessão antes do término do contrato de concessão.

As atividades de distribuição são realizadas de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027. Com base nas disposições do contrato de concessão ou da legislação aplicável à Companhia, a ANEEL poderá aplicar penalidades se qualquer disposição do contrato de concessão for descumprida. Dependendo da gravidade do descumprimento, tais penalidades, mediante processo administrativo específico e garantido o direito ao contraditório e à ampla defesa, poderão incluir:

- advertência;
- multas;
- embargos de obras;
- interdição de instalações;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para obtenção de novas concessões;
- intervenção administrativa; e
- caducidade da concessão.

Conforme estabelecido no Contrato de Concessão e na Lei nº 8987/95, na hipótese de extinção da concessão caberá ao Poder Concedente realizar os levantamentos e avaliações para determinar o montante indenizável para a concessionária, porém os critérios serão estabelecidos quando da ocorrência do fato.

Parte das receitas advém de clientes qualificados como consumidores “potencialmente livres” que têm a liberdade de procurar fornecedores alternativos de energia.

Dentro da área de concessão, a Companhia não enfrenta concorrência na distribuição de energia. Entretanto, em virtude da Lei 9.074/1995 e regulamentação posterior, desde 1995 os clientes classificados como potencialmente livres podem adquirir energia diretamente dos agentes de mercado (comercializadores e geradores). Além disso, clientes com uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW podem se tornar consumidores livres caso optem por energia de fontes renováveis, como energia eólica, solar, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas. Os clientes de alta tensão que compravam energia de Distribuidores no Ambiente de Contratação Regulado o faziam a preços subsidiados. Esse subsídio, conhecido por “subsídio cruzado”, começou a ser reduzido gradualmente a partir de julho de 2003, e foi totalmente eliminado em julho de 2007.

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia fornecia energia a 58 unidades de consumo de clientes livres que representavam 1,9% da receita líquida total e 11,6% do volume total da energia do ano. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia fornecia energia a 54 unidades de consumo de clientes livres que representavam 1,8% da receita líquida total e 12,0% do volume total da energia do ano. Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia fornecia energia a 29 unidades de consumo de clientes livres que representavam 1,9% da receita líquida total e 8,0% do volume total da energia do ano.

As atividades da Companhia, incluindo os equipamentos, instalações e operações estão sujeitos a ampla regulamentação ambiental que podem se tornar mais rigorosas no futuro e resultar em maiores responsabilidades e investimentos de capital.

As atividades de distribuição estão sujeitas a uma abrangente legislação ambiental no âmbito federal, estadual e municipal, como também à fiscalização de agências governamentais responsáveis pela implementação de referida legislação. Essas normas incluem a obrigação de obtenção de licenças ambientais para a construção de novas instalações ou a instalação de novos equipamentos necessários às operações da Companhia. É possível que as regras de proteção ambiental forcem a Companhia a alocar investimentos de capital para a observância de normas e, conseqüentemente, realocar recursos de outros investimentos planejados. Isso poderá ter um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e resultados operacionais.

Adicionalmente, as regulamentações ambientais poderão ficar mais rigorosas no futuro, resultando em um aumento de investimentos necessários que poderá gerar um efeito adverso nos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A Companhia é legalmente responsável por quaisquer danos resultantes do fornecimento inadequado de serviços de distribuição de energia, e as apólices de seguro contratadas poderão não ser suficientes para garantir o pagamento integral de tais danos.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

suas usinas, que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima deverá ser rateado na seguinte proporção: 60% para os agentes de distribuição, 20% para os agentes de geração e 20% para os agentes de transmissão e tal fato poderá acarretar efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia.

A Companhia não contrata seguro para cobrir quaisquer responsabilidades relacionadas às falhas de fornecimento de energia incorridas de fato no curso de seus negócios nem é possível assegurar que o seguro de responsabilidade civil por ela contratado em decorrência das suas atividades será suficiente ou que esse seguro continuará disponível no futuro, o que pode causar um efeito adverso em sua situação financeira e em seus resultados operacionais.

Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os negócios e resultados da Companhia.

A atividade da Companhia é regulamentada e supervisionada pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos fiscalizadores têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre seus negócios, incluindo a influência sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que a Companhia está autorizada a celebrar, uma vez que são contratos vinculados a Editais de Leilão e, portanto, não passíveis de negociação. Desde 2004, o Governo Federal vem implantando novas políticas para o setor de energia. Por exemplo, em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o Supremo Tribunal Federal indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. O mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 6 de janeiro de 2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

O efeito integral das reformas introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e sua continuidade, o resultado final da ação perante o Supremo Tribunal Federal e reformas futuras na regulamentação do setor elétrico são difíceis de prever, sendo que as mesmas poderão ter um impacto negativo sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

A exemplo da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, que instituiu o Novo Modelo do Setor Elétrico, alterando substancialmente a comercialização de energia no Brasil, a Medida Provisória n.º 579, convertida na Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013, instituiu o programa de redução do custo de energia, objetivando o aumento da competitividade e da produtividade nacionais, em consonância com o princípio da modicidade tarifária e a segurança energética.

Pela Lei n.º 12.783, as concessões outorgadas antes da publicação da Lei n.º 8.987 de 1995 e não licitadas, poderão ser renovadas uma única vez pelo prazo de 30 anos, se atendidas as seguintes condições: (i) geração hidrelétrica: submeter-se à remuneração por tarifa calculada pela ANEEL, à comercialização de energia elétrica em regime de cotas e aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL; (ii) transmissão: submeter-se à remuneração por receita calculada pela ANEEL e aos padrões de qualidade do serviço fixados pela agência; e (iii) distribuição: submeter-se às condições específicas, ainda não definidas, estabelecidas no contrato de concessão ou termo aditivo.

O regime de cotas consiste na alocação da energia proveniente das usinas hidrelétricas, que aderiram à Medida Provisória n.º 579, às concessionárias de distribuição. O processo de alocação de cotas foi estabelecido pela Resolução ANEEL n.º 521 de 2012 e os valores definidos por meio da Resolução ANEEL n.º 1.410 de 2013.

As medidas introduzidas pela Lei n.º 12.783 permitiram, em média, redução das tarifas de energia de 18% para a classe residencial e de até 32% para a classe industrial.

Eventuais alterações na regulamentação das agências reguladoras podem ter um efeito prejudicial no setor de energia elétrica, inclusive nos negócios e resultados da Companhia.

Há projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional, que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das agências reguladoras. Esse projeto de lei visa alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação (i) de contratos de gestão, que deverão ser firmados entre as Agências e os Ministérios a que estiverem vinculadas, e, também, (ii) de ouvidoria nas Agências, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados e acompanhar o processo interno de apuração das denúncias e reclamações dos usuários, seja contra a atuação da Agência, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República.

Caso a mencionada lei entre em vigor, as medidas dela decorrentes poderão reduzir as atribuições da ANEEL, passando o Poder Concedente, por outro lado, sobretudo o MME – ao qual a ANEEL é vinculada –, a ter maior atuação e influência no setor elétrico brasileiro. Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

Eventuais alterações no Preço de Liquidação das Diferenças podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

O Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) é utilizado para valorar a compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo. O PLD é determinado em base semanal, considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro. A definição dos submercados contempla a seguinte divisão do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O PLD é calculado em base ex-ante (considerando informações previstas de disponibilidade de suprimento e previsão de carga) para as semanas que se iniciam aos sábados e terminam na sexta – feira, podendo conter dias de dois meses adjacentes. O preço servirá para a liquidação de toda a energia não contratada entre os Agentes.

Dentre os fatores que podem afetar o PLD estão (i) a variação de oferta e demanda de um período; (ii) queda dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas; (iii) aumento do despacho de termelétricas e; (iv) atraso da entrada de funcionamento de novas geradoras. Caso algum desses fatores pressione o PLD a um aumento substancial e haja a necessidade de contratação de energia no curto prazo, a Companhia poderá sofrer um efeito negativo em seu fluxo de caixa no curto prazo.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Em 6 março de 2013 foi publicada a Resolução CNPE 03 estabelecendo diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço e instituindo novo critério para rateio do custo do despacho adicional de usinas termelétricas. Tal alteração deverá provocar aumento dos preços no curto prazo e tendência de queda no longo prazo, em relação ao modelo anterior.

Eventual cobrança do Tribunal de Contas de União referente à neutralidade dos itens da parcela de custos não gerenciáveis ("Parcela A") poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

Em novembro de 2009, a ANEEL instituiu processo de Audiência Pública nº 043/2009 ("AP 043") para obter subsídios e informações para adequação da metodologia de cálculo do reajuste tarifário anual, mediante Aditivo ao Contrato de Concessão das Distribuidoras, visando à neutralidade dos itens da Parcela A (captura dos efeitos econômico-financeiros decorrentes das variações de mercado sobre Energia Comprada, Transmissão e Encargos Setoriais).

O processo da AP 043 culminou na aprovação do Modelo Padrão do Aditivo ao Contrato de Concessão das Distribuidoras por parte da ANEEL, nos termos do Despacho nº 245/2010. No Modelo Padrão, a metodologia de cálculo do reajuste tarifário anual foi alterada de modo a capturar os efeitos econômico-financeiros das variações de mercado sobre os Encargos Setoriais a partir de fevereiro de 2010 (Neutralidade da Parcela A).

Tramitou no Tribunal de Contas da União ("TCU") um parecer de sua área técnica recomendando aos ministros da corte que as distribuidoras de energia do país fossem obrigadas a devolver o montante teoricamente cobrado a mais dos consumidores durante pelo menos sete anos devido aos possíveis ganhos das distribuidoras referente aos efeitos econômico-financeiros das variações de mercado sobre os Encargos Setoriais. Este processo foi julgado em 10 de dezembro de 2012, sendo que o plenário do TCU decidiu que o órgão não possui competência para obrigar o ressarcimento do suposto montante e determinou que a ANEEL mantenha disponível a qualquer interessado a fórmula de cálculo dos reajustes tarifários anuais a partir de fevereiro de 2010, para subsidiar eventuais pedidos de reparação de danos no Judiciário.

Em dezembro de 2012, Associações de Consumidores e o Deputado Federal Eduardo da Fonte ofereceram embargos de declaração com efeitos infringentes face a decisão do TCU. O TCU votou em dezembro o resultado final, tendo o resultado final apontando favorável para as distribuidoras por 5 a 2, declarando que não há reembolso aos consumidores. Esta decisão enfraquece significativamente a possibilidade de êxito no PDC10 (proposta de decreto) que tramita no senado federal.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, embargo ou suspensão de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, além de responsabilização civil e criminal. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, podendo causar atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, conseqüentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitar-nos ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental e indenizações, que podem afetar negativamente os negócios da Companhia e o valor de mercado dos valores mobiliários por ela emitidos.

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso sobre os resultados da Companhia.

Qualquer dificuldade na satisfação de garantias exigidas para Compras de Energia de acordo com a regulação da ANEEL poderá impedir a Companhia de adquirir a energia necessária para o atendimento de seu mercado consumidor e conseqüentemente poderá ter um efeito adverso nas operações da Companhia.

Nos termos da Lei do Modelo do Setor Elétrico, do Decreto nº 5.163/2004 e de acordo com a regulação expedida pela ANEEL, a Companhia deve oferecer garantias específicas relativas à compra de energia em leilões. O montante destas garantias é variável conforme o montante de energia a ser adquirida e consistem em tipos diferentes. Um tipo de garantia diz respeito à habilitação da Companhia à participação dos leilões, o que é feito mediante depósito bancário além de outros procedimentos regulados necessários à habilitação. O valor depositado é posteriormente devolvido à Companhia. Realizado o leilão, a Companhia deve apresentar garantias específicas aos vendedores para fins da efetiva contratação da energia. Esta garantia tem vigência ao longo da duração do contrato de compra de energia (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR) e pode ser: (i) Cartas de Fiança Bancária, (ii) Certificado de Depósito Bancário (CDB), (iii) Títulos Federais, (iv) Seguro Garantia e (v) Quotas de Fundo de investimento extra mercado. A eventual não satisfação dessas garantias pode impedir a Companhia de adquirir a energia necessária ao atendimento de seu mercado. A Companhia pode não ter condições de satisfazer tempestivamente essas exigências regulamentares, o que acarretaria impacto adverso nos seus negócios.

O confisco temporário ou expropriação permanente dos ativos das distribuidoras pode afetar adversamente suas condições financeiras e resultados operacionais.

A União pode retomar o serviço de distribuição de energia elétrica de qualquer distribuidora para atender o interesse público, mediante lei específica que autorize tal retomada e pagamento de prévia indenização. Tais razões incluem desastre natural, guerra, perturbações públicas significativas, ameaças contra a paz interna ou por razões econômicas e por outras razões relacionadas à segurança nacional. Referida situação ocasionaria efeitos adversos significativos na condição financeira da Companhia e não se pode garantir que a eventual compensação seja adequada ou que tal pagamento seja realizado em tempo.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A perda da concessão pode afetar significativamente a capacidade da Companhia de continuar suas operações, o que pode ocasionar um efeito adverso relevante em seu resultado operacional e/ou em sua condição financeira.

i. Relacionados aos países estrangeiros onde o emissor atue

Não aplicável, pois a Companhia atua somente em território brasileiro.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

São monitorados, constantemente, os riscos do negócio que possam impactar de forma adversa as operações e resultados da Companhia, inclusive mudanças no cenário macroeconômico, regulatório e setorial que possam influenciar as suas atividades, analisando índices de preços e de atividade econômica, legislações tributárias, assim como a oferta e demanda de energia elétrica. Administra-se de forma conservadora a posição de caixa e o capital de giro da Companhia. Atualmente, não foi identificado o cenário de aumento ou redução na exposição da Companhia aos riscos mencionados acima.

Adicionalmente, em relação aos riscos operacionais que a Companhia enfrenta, a administração entende que a atual apólice de Seguro Patrimonial, do tipo "Riscos Operacionais", que garante o pagamento de indenização com relação a sinistros que atinjam o seu patrimônio, é adequada. Maiores informações vide item 7.9 deste Formulário de Referência.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

A Companhia está atualmente envolvida em processos judiciais e administrativos sobre diversas questões legais, regulatórias e administrativas, inclusive processos relacionados a aumentos de tarifa, responsabilidade civil, obrigações tributárias, obrigações trabalhistas, previdenciárias e questões ambientais, sendo que a maioria destes processos originou-se do curso regular dos negócios da Companhia. Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia figurou como ré em 524 processos judiciais fiscais, 1.432 processos judiciais trabalhistas, 7.721 processos judiciais cíveis e 01 de natureza ambiental.

Em 31 de dezembro de 2014, as provisões relativas a esses processos foram de R\$ 34,2 milhões, dos quais R\$ 11,5 milhões se relacionaram a processos judiciais cíveis, R\$ 0,7 milhão referente às ações judiciais tributárias e R\$ 21,4 a processos judiciais trabalhistas.

A tabela a seguir apresenta as provisões da Companhia e valores depositados judicialmente em 31 de dezembro de 2014:

Contingência Provisionada	Provisão	Depósito Judicial
Tributárias	0,7	-
Cíveis	11,5	4,1
Trabalhistas	21,4	32,0
Totais	34,2	29,5

O cálculo dos valores a serem provisionados reflete a melhor expectativa de eventual insucesso nas ações judiciais, apurado conjuntamente pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos. Somente encontram-se provisionados valores relativos aos processos cujo prognóstico de insucesso, apurado conjuntamente com os advogados internos e externos é provável. Com relação aos casos cujo prognóstico apurado em conjunto com os advogados internos e externos é possível, ressalta-se nas demonstrações financeiras tão somente aqueles apontados como relevantes, seguindo os critérios estipulados pela Companhia.

A Companhia não tem como assegurar que o valor provisionado será suficiente para cobrir eventuais condenações. Abaixo se encontra uma descrição dos processos mais relevantes.

Contingências

Autuações Fiscais nºs 0024482633 e 0024057690

A Companhia recebeu Autuações Fiscais (Autos de Lançamentos Fiscais ns. 0024482633 e 0024057690), no qual a Autoridade Fiscal Estadual constitui crédito tributário contra a Companhia (no valor, em 31/12/2013, de R\$12,5 milhões), pelo pretenso descumprimento de ordens judiciais exaradas nos autos de processos judiciais (Mandados de Segurança números 001/1.05.0355252-0e001/1.07.006347-5), que determinaram que houvesse incidência do ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) em relação a penas à energia efetivamente consumida (kWh) pelos clientes da Companhia.

Os fundamentos de defesa da Companhia são no sentido de reafirmar o estrito cumprimento da ordem judicial, sendo impossibilitada de agir em sentido diverso, por expressa vedação legal. Ainda, a Companhia ressalta em suas defesas a expressa manifestação pretérita do próprio fisco estadual no sentido de tributação do ICMS apenas sobre a energia efetivamente consumida (em kWh), em relação a outros clientes, bem como a tentativa do fisco de aplicar ordem judicial proferida em processo diverso, ao caso dos processos judiciais que originaram os autos de lançamento o. Em 2013 os recursos especiais da Companhia tiveram negados os provimentos. Atualmente a Companhia patrocina ações anulatórias dos débitos fiscais em questão (processo 001/1.13.0341421-0, relativo ao Auto de Lançamento Fiscal n. 0024482633; e, Processo 001/1.13.027.2180-2, relativo ao Auto de Lançamento Fiscal n. 0024482633). Em tais ações anulatórias se busca, inclusive, que eventual ônus tributário seja atribuído ao contribuinte de fato dos tributos (clientes), que foram os patrocinadores das ações judiciais que originaram as decisões operacionalizadas e os beneficiados economicamente por tais decisões que determinaram a incidência do ICMS apenas sobre a energia efetivamente consumida/circulada. Em 31 de Dezembro de 2014 ambas as demandas encontravam-se aguardando decisão de Primeira Instância Jurisdicional. Segundo os advogados da Companhia, suportados por parecer externo, a classificação de risco da ação é possível, nos termos da FAZ 5 e inferiores a 50%, nos termos da FIN 48.

Contingências Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2014, a base de processos ativos ajuizados por ex-empregados da Companhia ou de ex-empregados de empresas terceirizadas totalizava 1.432 processos. Dentre os quais são pleiteados equiparação salarial, horas extras, horas de sobreaviso, adicional de periculosidade, multa de 40% sobre o Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) decorrente de expurgos de planos econômicos, responsabilidade subsidiária, solidária ou, ainda, pedidos de vínculo empregatício diretamente com a AES Sul, em razão de alegado inadimplemento das obrigações trabalhistas devidas pelas empresas terceirizadas, dentre outras matérias desde a privatização da Companhia em 1997.

Ademais, existem ações de indenizações por dano moral ou patrimonial decorrentes de acidente de trabalho.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor total do risco provável envolvido em todas as ações trabalhistas em andamento contra a Companhia era de R\$ 21,4 milhões, conforme avaliação dos advogados da Companhia.

A Companhia já procedeu ao depósito judicial total de cerca de R\$ 32,0 milhões, para garantia do pagamento de execuções trabalhistas.

A Companhia não é ré em nenhuma demanda de natureza trabalhista cujo desfecho desfavorável possa, individualmente, ter efeito material adverso sobre suas atividades ou situação financeira.

Contingências Cíveis

A Companhia é parte em 7.721 disputas cíveis, sendo 803 ações em que a Companhia figura como autora e 6.918 ações em que a Companhia figura como ré, cuja provisão em 31 de dezembro de 2014 era de R\$ 11,5 milhões. De uma maneira geral, os processos de natureza cível em que a Companhia figura no polo passivo

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

envolvem ações de natureza consumerista, vinculadas ao contrato de fornecimento de energia elétrica, ações indenizatórias decorrentes de acidentes na rede elétrica e de danos em geral, e ações discutindo a ilegalidade das majorações das tarifas de energia elétrica realizadas pelas Portarias do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) n.º 38/86 e 45/86 durante o chamado “Plano Cruzado”. Por outro lado, as ações em que a Companhia figura como autora referem-se a execuções e ações de cobrança em virtude do inadimplemento do contrato de fornecimento de energia elétrica por parte dos clientes.

Além disso, a Companhia também é parte em demandas judiciais nas quais a parte autora alega ter firmado contrato com a distribuidora de energia para a realização de obras de instalação/expansão de rede de energia elétrica (especialmente área rural), tendo contribuído financeiramente para tais obras. A parte autora, geralmente, requer a devolução do valor da contribuição sob a alegação de que há contrato que prevê a devolução dos valores ou, nas hipóteses em que não há previsão de devolução dos valores, que a quantia investida reverterá para o patrimônio da distribuidora, devendo, portanto, ser devolvida, sob pena de enriquecimento sem causa da concessionária. A maioria destas demandas é fundamentada em contratos celebrados com a antecessora da AES Sul a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), todavia, em muitos casos, a AES Sul vem sendo condenada a responder pelas demandas solidariamente com a CEEE.

Despacho ANEEL 288

Processo n.º:	2002.34.00.026509-0
Juízo:	15ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal
Instância:	1ª
Partes:	Autor: AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
	Réu: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Data de Distribuição: 23 de agosto de 2002

Em 2001, a Companhia decidiu não utilizar o mecanismo de alívio de exposição em relação à energia de Itaipu. Posteriormente, contudo, em virtude da diferença de preços entre os Submercados Elétricos Sul e Sudeste, a Companhia teve registrado em seu favor uma exposição positiva. Em 16 de maio de 2002, a ANEEL, sob o pretexto de interpretar corretamente as regras do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE) considerou ilegal a opção da Companhia, mediante a publicação do Despacho n.º 288, com efeitos retroativos, sob a alegação de que o alívio de exposição seria mandatário. Além disso, o Despacho n.º 288 da ANEEL eliminou o direito que a empresa tinha de receber os valores que haviam sido registrados em seu favor em decorrência da diferença de preços nos Submercados Sul e Sudeste, fazendo com que a empresa de credora líquida passasse a devedora do mercado.

A Companhia não concordando com tal decisão da ANEEL está utilizando todos os meios legais disponíveis para contestar esse despacho. Assim, em 23 de agosto de 2002, a AES Sul ajuizou ação em face da ANEEL, visando à anulação do Despacho n.º 288 e buscando os créditos resultantes da exposição positiva. Em 29 de outubro de 2002, o juízo da 15ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, em antecipação de tutela proferida na ação n.º 2002.34.00.026509-0, determinou que a ANEEL se abstinisse de impor à Companhia o teor do Despacho n.º 288, mormente no tocante ao refazimento de suas demonstrações contábeis, bem como, que a ANEEL diligencias se junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), antigo MAE, no sentido de comunicar que fosse contabilizado em favor da mesma o resultado da exposição positiva verificada no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001.

Em 20 de novembro de 2002 a ANEEL interpôs Agravo de Instrumento, solicitando a revogação dos efeitos da Liminar concedida à Companhia, tendo sido deferido liminarmente o efeito suspensivo da decisão até o julgamento final do recurso. Em 22 de julho de 2005, a Quinta Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região negou provimento ao Agravo de Instrumento n.º 2002.01.00.040870-5 interposto pela ANEEL, restabelecendo, com isso, integralmente, os efeitos da antecipação de tutela deferida no processo n.º 2002.34.00.026509-0, determinando a realização de recontabilização e liquidação que desconsiderassem os efeitos do Despacho n.º 288. Em abril de 2006, a ANEEL interpôs Recurso Especial contra a decisão proferida em sede de Agravo de Instrumento, o qual foi recebido sem efeito suspensivo. Em junho de 2008 o Superior Tribunal de Justiça não conheceu desse Recurso Especial (RESP) interposto pela ANEEL.

Todavia, a ANEEL não cumpriu de pronto a medida Liminar, sendo necessária uma série de medidas judiciais para que a Agência efetivasse a liquidação dos valores. Após diversas intimações para cumprimento da decisão Liminar, a ANEEL determinou que a CCEE realizasse a recontabilização e liquidação. Em outubro de 2008, a CCEE divulgou que a Companhia tinha uma diferença a receber de aproximadamente R\$ 418 milhões, referente ao período de 2001, abrangido pela Liminar. Em novembro de 2008, a CCEE implementou o plano de liquidação. Diversas empresas atingidas pela nova liquidação ingressaram com várias medidas judiciais, tais como, mandados de segurança e suspensões de liminares, e obtiveram êxito. Em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor aproximado de R\$ 27 milhões de empresas que não obtiveram Liminares. Este valor foi provisionado pela Companhia para o caso de eventual insucesso na ação judicial com a consequente devolução do valor.

Porém, em 12 de novembro de 2008, a Liminar obtida foi parcialmente revogada pelo juiz de primeiro grau que, temporariamente, substituiu a juíza titular que a havia proferido. A Companhia recorreu por meio da interposição de um agravo de instrumento (n.º 2001.01.00.065124-8), tendo sido concedida nova decisão Liminar em sede recursal, em 02 de dezembro de 2008, para confirmar a impossibilidade de que a AES Sul seja alvo de cobranças dos valores que haviam sido contra ela apurados na liquidação em que o Despacho n.º 288/02 foi empregado. As decisões referentes aos Mandados de Segurança foram publicadas em 19 de outubro de 2009 e declararam que as empresas que não haviam sido chamadas para apresentar defesa não poderiam sofrer os efeitos da Liminar. A AES Sul embargou dessa decisão, recurso que uma vez improvido ensejou a interposição de Recurso Especial pela AES Sul nos autos de cada um dos Mandados de Segurança, alguns dos quais já foram admitidos ao STJ. A decisão nos Mandados de Segurança também originou a interposição de Recurso Ordinário por parte de algumas empresas, que ainda aguardam julgamento. Todas as empresas que deveriam efetuar pagamentos em decorrência da nova contabilização determinada pela CCEE em cumprimento à Liminar foram citadas e apresentaram suas contestações. A AES Sul apresentou réplica a essas contestações em 09 de dezembro de 2009. Em 14 de dezembro de 2009, foi determinado às partes que especificassem as provas que pretendem produzir, tendo a AES Sul, em 16 de dezembro de 2009, informado que não tem provas a produzir. As partes informaram as provas que pretendem produzir, aguardando-se deliberação do juiz sobre o tema. Em 30 de junho de 2010, foi dado parcial provimento ao Agravo de Instrumento n.º 2008.01.00.065124-8, confirmando a medida Liminar que determinou que não fosse efetuada qualquer cobrança contra a AES Sul e a anulação de todos os atos processuais a partir do momento em que os litisconsortes deveriam ter sido citados. Após a citação de todas as partes, foram apresentadas as defesas e requeridas provas documental e pericial. Em 06 de dezembro de 2011, foi indeferida a prova pericial e deferida a prova documental suplementar. Após a apresentação dos documentos suplementares, o processo foi concluso para sentença.

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo n.º 2002.34.00.026509-0, que julgou improcedentes os pedidos da AES Sul. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatária – e não facultativa, conforme defendido pela AES Sul – e o Despacho n.º 288 é legal, razão pela qual a AES Sul deve ser considerada devedora do mercado. Em 11 de julho de 2012, a AES Sul (i) interpôs recurso de Apelação contra a sentença que julgara improcedentes os seus pedidos na ação 2002.34.00.026509-0 com a finalidade de reverter tal decisão e (ii) ajuizou a Medida Cautelar n.º 0043277-81.2012.4.01.0000/DF perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região com a finalidade de obter antecipação de tutela recursal e, assim, impedir que a AES Sul possa ser objeto de cobranças de agentes do setor em decorrência das operações do MAE discutidas na ação que visa a anular o Despacho n.º 288 até o julgamento do seu

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

recurso de Apelação. Em 12 de julho de 2012, a Desembargadora Federal Selene Maria de Almeida deferiu o pedido postulado pela AES Sul na Medida Cautelar para impedir que a AES Sul seja considerada inadimplente para com suas obrigações setoriais referentes ao período afetado pelo Despacho nº 288, e impedir, igualmente, que a AES Sul seja considerada devedora – e venha a sofrer cobranças de qualquer espécie – de quaisquer agentes do setor em decorrência de operações afetadas pelo Despacho nº 288 até o julgamento da apelação interposta. Tal decisão permanece vigente até a presente data. A Companhia está, portanto, adotando todas as medidas legais cabíveis para reverter a sentença proferida em primeira instância na ação movida para anular o Despacho nº 288. Em razão de o Tribunal Regional Federal da 1ª Região ter se manifestado, reiteradamente nos recursos incidentais na ação 2002.34.00.026509-0 e na aludida Medida Cautelar, pela ilegalidade do Despacho nº 288, a AES Sul mantém sua análise acerca da possibilidade de perda da ação.

Diante desse quadro a Companhia provisionou como contas a pagar para a hipótese de improcedência da ação (reconhecimento da legalidade do Despacho ANEEL 288), o valor de R\$ 119 milhões, atualizado monetariamente em 31/12/2014, que corresponde ao valor devido quando da contabilização de acordo com o Despacho 288 da ANEEL. Por outro lado, na hipótese de procedência da ação, a AES Sul terá um impacto financeiro positivo bruto de aproximadamente R\$ 437,8 milhões em valores nominais.

Processos Administrativos Regulatórios

As penalidades regulatórias são sanções aplicadas pelo órgão regulador por supostos descumprimentos de regras setoriais. Estas penalidades, até o momento, estão sendo discutidas em processos administrativos, os quais devem obedecer ao trâmite legal perante a ANEEL. A Companhia possui 9 processos administrativos regulatórios, nenhum deles com valor relevante acima de R\$ 5 milhões.

Para mais informações sobre os procedimentos judiciais e administrativos, vide nota explicativa nas demonstrações financeiras referentes ao período encerrado em 31 de dezembro de 2014.

Passivo Ambiental Fábrica de Postes de Madeira

Processo nº:	139/1.08.0000360-3
Juízo:	Vara Judicial do Fórum de Triunfo/RS
Instância:	1ª
Partes:	Autor: Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul
	Réu: AES Sul, AES Florestal, CEEE, representada por seu desmembramento CEEE-D
Data de Distribuição:	13 de março de 2008

A Usina de Tratamento de Madeira (UTM) de Barreto foi instalada pela CEEE, em 1960, no Município de Triunfo, passando a ser por ela operada desde então.

Em novembro de 1997, após o processo de privatização da CEEE, a AES Sul tomou posse da área e começou a operar a fábrica de postes de madeira. Em 14 de junho de 1999 foi constituída a AES Florestal Ltda. (AES Florestal), que recebeu a área em comodato da AES Sul e operou a fábrica até dezembro de 2005.

Durante o período em que esteve na posse da Unidade de Tratamento de Madeira (UTM) de Barreto, no município de Triunfo - RS, a AES identificou a existência de passivo ambiental na área da fábrica, relativo à época em que a CEEE havia operado a UPM, decorrente de produtos químicos usados no processo produtivo. A AES Sul comunicou os fatos às autoridades competentes (Ministério Público Estadual e Fundação Estadual de Proteção Ambiental - FEPAM).

Por força de decisão judicial em processo que discutia o processo de privatização da CEEE, em fevereiro de 2006 a CEEE retomou a posse do ativo. Após a comunicação da existência do passivo, o Ministério Público Estadual instaurou um Inquérito Civil nº 24/2005, que instruiu Ação Civil Pública ajuizada em 13 de março de 2008 em face da CEEE, CEEE-D, AES Sul e AES Florestal (empresas que operaram a Fábrica até a descoberta do passivo ambiental).

O objeto da Ação Civil Pública consiste em: (i) pedido liminar para a remoção dos focos ativos de contaminação; (ii) condenação solidária das empresas AES Sul, AES Florestal, CEEE-D e CEEE para promover a recuperação da área degradada como um todo e pagar indenização à coletividade, em valor a ser arbitrado judicialmente, em torno de R\$ 6 milhões, a ser recolhido ao Fundo Estadual de Meio Ambiente e (iii.) monitoramento do Rio Taquari.

Antes do ajuizamento da Ação Civil Pública pelo Ministério Público foi contratada uma empresa de consultoria ambiental para dar continuidade aos estudos ambientais, estruturando todos os documentos e avaliações ambientais que foram desenvolvidos.

Adicionalmente ao estudo técnico, o trabalho da empresa de consultoria envolveu a realização dos planos de contenção da contaminação através da remoção para os focos ativos de contaminação. Estes planos são compostos por atividades técnicas a serem desenvolvidas e cronograma a físico- financeiro. Os valores estimados para a realização do plano de contenção da contaminação, previstos no relatório técnico foi de R\$ 29,3 milhões.

Em função da existência da Ação Civil Pública, associada à finalização das avaliações técnicas ambientais e de acordo com os pareceres jurídicos elaborados por renomados escritórios jurídicos, foi provisionado o montante de R\$ 7,34 milhões, correspondente a 25% dos custos de contenção da contaminação, caso o pedido Liminar do Ministério Público fosse deferido. Ocorre que a medida Liminar requerida pelo MP foi indeferida.

Em outubro de 2011, após novo requerimento do Ministério Público, o juízo deferiu a Liminar determinando exclusivamente à CEEE a remoção dos focos de contaminação, sob pena de multa. A CEEE recorreu contra esta decisão, mas não obteve efeito suspensivo, tendo posteriormente o Tribunal de Justiça do Rio Grande do Sul mantido a decisão de primeira instância, que, nesse aspecto transitou em julgado.

Em fevereiro de 2012, o juízo acolheu o pedido da AES Sul e determinou que as atividades de remoção dos contaminantes a serem realizadas pela CEEE sejam supervisionadas pela AES e por um perito judicial. Em novembro de 2012, as inspeções realizadas pelo perito judicial e supervisionadas pela AES confirmaram que a CEEE está cumprindo a liminar. As inspeções estão programadas até março de 2013.

Por não haver mais risco desta Companhia ter que cumprir Liminar para remoção dos contaminantes, a reversão da provisão anteriormente constituída foi revertida com base no parecer do escritório de advocacia de dezembro de 2012.

O processo aguarda a resolução de mérito, sendo que atualmente aguarda a conclusão da perícia judicial, tendo em vista que o laudo pericial foi apresentado às partes em Outubro de 2014 e em março de 2015 as partes apresentaram manifestações sobre tal laudo pericial.

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

A Companhia não é parte de quaisquer processos judiciais, administrativos e arbitrais cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

A Companhia não é parte em nenhum processo sigiloso relevante.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

A Companhia não é parte de processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, estejam ou não sob sigilo e em conjunto sejam relevantes, além dos processos judiciais ou administrativos mencionados no item 4.3 acima.

4.7 - Outras contingências relevantes

A Companhia não possui outras contingências relevantes além daquelas listadas nos itens anteriores. A Companhia não possui empresas controladas.

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

Não aplicável, pois a Companhia é uma sociedade constituída sob as leis brasileiras.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A Companhia está sujeita a riscos de mercado no curso normal de suas atividades. Tais riscos estão relacionados principalmente às alterações adversas em taxas de juros e câmbio, à indústria em geral, às atividades e à regulamentação do setor em que atuam, bem como às licenças ambientais necessárias para o desenvolvimento das atividades.

O governo brasileiro exerce influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, podem afetar a Companhia de forma adversa.

O governo brasileiro poderá intervir na economia nacional e realizar modificações significativas em suas políticas e normas monetárias, fiscais, creditícias e tarifárias. As medidas tomadas no passado pelo governo brasileiro para controlar a inflação, além de outras políticas e normas, implicaram aumento das taxas de juros, mudança das políticas fiscais, controle de salários e preços, bloqueio ao acesso a contas bancárias, desvalorização cambial, controle de capital e limitação às importações, entre outras medidas. Não se tem controle sobre quais medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro, e não há como prevêê-las. Os negócios da Companhia, sua situação financeira, o resultado das operações e as perspectivas poderão ser prejudicados de maneira significativa por modificações relevantes nas políticas ou normas que envolvam ou afetem fatores, tais como:

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

A incerteza quanto à implementação de mudanças por parte do governo brasileiro nas políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e pode aumentar a volatilidade do mercado brasileiro de valores mobiliários e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. Tais incertezas e outros acontecimentos futuros na economia brasileira poderão nos afetar adversamente da Companhia.

A instabilidade cambial pode prejudicar a economia brasileira, bem como os negócios da Companhia.

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido constantes variações com relação ao Dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo. De tempos em tempos, houve flutuações significativas da taxa de câmbio entre o Real e o Dólar e outras moedas.

Em 2011, o Real apresentou desvalorização de 11,2% frente ao Dólar e, em 31 de dezembro de 2011, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar era de R\$1,8758. Em 2012, houve uma valorização de 9%, com um Dólar de R\$2,0435. Já o ano de 2013 apresentou a maior variação entre os últimos anos de 14,6%, encerrando em R\$2,3426. Já em 2014 a desvalorização foi de 13,39%, encerrando em R\$ 2,6562

A eventual desvalorização do Real em relação ao dólar aumentará os custos das obrigações da AES Sul em moeda estrangeira, particularmente suas obrigações de compra de energia de Itaipu, um dos maiores fornecedores da Companhia, e dessa forma impactando seu custo de compra de energia o que é reestabelecido no reajuste tarifário. Porém, as variações da taxa de câmbio desse contrato são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. Uma grande desvalorização do Real pode afetar de forma significativa a liquidez e fluxo de caixa da AES Sul no curto prazo. A desvalorização do Real também cria pressão inflacionária que pode nos afetar negativamente. Usualmente, a desvalorização do Real limita o acesso da AES Sul aos mercados de capitais internacionais e pode favorecer a intervenção do estado na economia, incluindo a imposição de políticas recessivas.

De acordo com a Lei nº. 12.783/13, o risco cambial envolvendo a compra de energia da usina de Itaipu deixará de ser de responsabilidade das distribuidoras e passará a ser de responsabilidade da Eletrobrás. Entretanto, esse mecanismo ainda depende de regulamentação da ANEEL.

O aumento ou a manutenção de elevadas taxas de juros reais pode causar um efeito adverso à economia brasileira e à Companhia .

As altas taxas de juros têm afetado adversamente a economia brasileira e podem afetar negativamente os negócios da Companhia. Durante o ano de 2002, o Banco Central aumentou a taxa de juros base do Brasil, de 19,0% para 25,0%, como resultado da crescente crise econômica da Argentina, um dos maiores parceiros comerciais do Brasil, como também do menor nível de crescimento da economia dos EUA e da incerteza econômica causada pelas eleições presidenciais brasileiras, dentre outros fatores. Durante o ano de 2003, o Banco Central reduziu a taxa de juros base do Brasil de 25,5% para 16,5%, refletindo um período favorável e taxas de inflação em linha com a política de metas de inflação do Banco Central. De forma geral, a taxa de juros de curto prazo do Brasil, em decorrência da determinação pelo Banco Central, seguiu tendência de queda chegando ao final de 2012 em nível mínimo histórico, contudo comparando mundialmente se mantém em alto nível. Em 31 de dezembro de 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, as taxas de juros de curto prazo foram 11,2%, 13,7%, 8,7%, 10,7%, 11,0%, 7,2%, 10,0%, 11,75% ao ano, respectivamente, conforme o Comitê de Política Monetária – COPOM.

Após encerrar o ano de 2012 com a menor taxa de juros da história do país, a retomada da inflação em 2013 e início de 2014 obrigou o Banco Central a utilizar o mecanismo de elevação da taxa de juros para manter a inflação dentro da meta esperada (4,5% +/- 2%). Com isso, a atual taxa Selic encontra-se em 12,75%. Esta pressão inflacionária, prevista para ser mantida durante o ano de 2015 poderá ainda causar elevação na taxa de juros.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Taxas de juros reais elevadas, se mantidas por um período relevante de tempo, tendem a inibir o crescimento econômico e em consequência a demanda agregada por energia.

A inflação e os esforços do governo brasileiro de combate à inflação podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, o que pode afetar adversamente a Companhia.

No passado, o Brasil registrou índices de inflação extremamente altos. A inflação e algumas medidas tomadas pelo governo brasileiro no intuito de controlá-la, combinada com a especulação sobre eventuais medidas governamentais a serem adotadas, tiveram efeito negativo significativo sobre a economia brasileira, contribuindo para a incerteza econômica existente no Brasil e para o aumento da volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro. Mais recentemente, a taxa anual de inflação medida pelo IGPM, apurado pela Fundação Getúlio Vargas, caiu de 20,10% em 1999 para 11,3% em 2010, continuou em queda em 2011, fechando o ano com variação de 5,1%, encerrou o ano de 2012 com alta de 7,8% e apresentou alta de 5,53% em 2013. O índice anual de preços, por sua vez, conforme medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, foi de 8,9% em 1999, 5,9% em 2010, 6,5% em 2011, 5,8% em 2012 e 5,9% em 2013 e 6,4% em 2014. As medidas do governo brasileiro para controle da inflação frequentemente têm incluído a manutenção de política monetária restritiva com altas taxas de juros, restringindo assim a disponibilidade de crédito e reduzindo o crescimento econômico. Como consequência, as taxas de juros oficiais no Brasil no final de 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 e 2013, 2014 foram de 11,2%, 13,7%, 8,7%, 10,7% e 11,0%, 7,2% e 10,0% e 11,75% ao ano, respectivamente, conforme estabelecido pelo COPOM.

Eventuais medidas futuras do governo brasileiro, inclusive redução das taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações para ajustar ou fixar o valor do Real poderão desencadear aumento de inflação. Se o Brasil experimentar inflação elevada no futuro, a Companhia pode não ser capaz de reajustar os preços que cobra dos seus clientes e pagadores, para compensar os efeitos da inflação sobre a estrutura de seus custos, o que poderá resultar em aumento dos custos da Companhia e afetá-la adversamente.

Acontecimentos e a percepção de riscos em outros países, sobretudo em países de economia emergente e nos Estados Unidos e Europa, podem prejudicar o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive o preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia.

O valor de mercado de valores mobiliários de emissão de companhias brasileiras é influenciado, em diferentes graus, pelas condições econômicas e de mercado de outros países, incluindo países da América Latina, outros países de economia emergente, os Estados Unidos e a Europa. Embora a conjuntura econômica desses países possa ser significativamente diferente da conjuntura econômica do Brasil, a reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países pode causar um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras. Crises nesses países podem reduzir o interesse dos investidores nos valores mobiliários das companhias brasileiras, inclusive os valores mobiliários de emissão da Companhia.

No passado, o desenvolvimento de condições econômicas adversas em outros países do mercado emergente resultou, em geral, na saída de investimentos e, conseqüentemente, na redução de recursos externos investidos no Brasil. A crise financeira originada nos Estados Unidos no terceiro trimestre de 2008 resultou em um cenário recessivo em escala global, com diversos reflexos, que, direta ou indiretamente, afetaram, e afetam, de forma negativa o mercado acionário e a economia do Brasil, tais como oscilações nas cotações de valores mobiliários de companhias abertas, falta de disponibilidade de crédito, redução de gastos, desaceleração generalizada da economia mundial, instabilidade cambial e pressão inflacionária.

Recentemente, a crise da dívida pública Europeia levou a uma redução de crédito e posterior aversão ao risco, resultando em um cenário recessivo em escala global, com diversos reflexos, que, direta ou indiretamente, afetaram, e afetam, de forma negativa o mercado acionário e a economia do Brasil, tais como oscilações nas cotações de valores mobiliários de companhias abertas, falta de disponibilidade de crédito, redução de gastos, desaceleração generalizada da economia mundial, instabilidade cambial e pressão inflacionária.

Qualquer dos acontecimentos acima mencionados poderá prejudicar o preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia, além de dificultar seu acesso ao mercado de capitais e ao financiamento de suas operações no futuro, em termos aceitáveis ou absolutos, o que pode afetar adversamente a Companhia e sua liquidez.

Alterações na legislação tributária do Brasil poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

Os Governos Federal, Estadual e Municipal frequentemente alteram o regime fiscal que afeta a Companhia. Estas alterações incluem criação de novas leis, mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Além disso, há a alteração constante de normas e procedimentos relativos às obrigações acessórias da Companhia (sobretudo em âmbito Estadual e Municipal, no que tange, respectivamente, ao Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN). Algumas dessas medidas poderão resultar em aumento da carga tributária, o que poderá, por sua vez, influenciar a lucratividade e afetar adversamente a Companhia, podendo impactar, conseqüentemente, seu resultado financeiro. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, fluxos de caixa projetados ou sua lucratividade se ocorrerem aumentos significativos nos tributos aplicáveis às suas operações e atividades.

O declínio no nível de atividade econômica e a conseqüente estagnação ou desaceleração do crescimento do produto interno bruto ("PIB") brasileiro e mundial pode reduzir a demanda da Companhia.

Os resultados operacionais da Companhia são afetados pelo nível de atividade econômica no Brasil e no mundo. Uma diminuição da atividade econômica brasileira e mundial tipicamente resulta em redução dos eventos produtivos que, por sua vez, implica redução do consumo de energia elétrica. A desaceleração do crescimento do PIB brasileiro e mundial afeta os resultados operacionais da Companhia adversamente. A diminuição da atividade econômica resulta em redução dos eventos produtivos que por sua vez implica na redução do consumo de energia.

Riscos de mercado diretamente relacionados aos negócios da Companhia

As operações da Companhia compreendem a distribuição de energia elétrica em 118 municípios no Estado do Rio Grande do Sul, atendendo a aproximadamente 1,3 milhão de unidades consumidoras. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim descritos.

Risco de crédito

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e por cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão, podendo ser adversamente afetada pelo não pagamento de faturas por seus clientes, risco de inadimplência que geraria a constituição de Provisão de Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD e, conseqüentemente, impactaria o resultado da Companhia.

Risco de Instabilidade Cambial

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido constantes variações com relação ao Dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo. De tempos em tempos, houve flutuações significativas da taxa de câmbio entre o Real e o Dólar e outras moedas.

Em 2011, o Real apresentou desvalorização de 11,2% frente ao dólar e, em 31 de dezembro de 2011, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar era de R\$1,8758 por US\$1,00. Em 2012 houve uma valorização de 9%, com um Dólar de R\$2,0435. Já o ano de 2013 apresentou a maior variação entre os últimos anos de 14,6%, encerrando em R\$2,3426. Já em 2014 a desvalorização foi de 13,39%, encerrando em R\$ 2,6562

A eventual desvalorização do Real em relação ao dólar aumentará os custos das obrigações da Companhia em moeda estrangeira, particularmente suas obrigações de compra de energia de Itaipu, um dos maiores fornecedores da Companhia, e dessa forma impactando seu custo. Porém, as variações da taxa de câmbio desse contrato são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. Uma grande desvalorização do Real pode afetar de forma significativa a liquidez e fluxo de caixa da Companhia no curto prazo. A desvalorização do Real também cria pressão inflacionária que pode nos afetar negativamente. Usualmente, a desvalorização do Real limita o acesso da Companhia aos mercados de capitais internacionais e pode favorecer a intervenção do estado na economia, incluindo a imposição de políticas recessivas.

De acordo com a Lei nº. 12.783/13, o risco cambial envolvendo a compra de energia da usina de Itaipu deixará de ser de responsabilidade das distribuidoras e passará a ser de responsabilidade da Eletrobrás. Entretanto, esse mecanismo ainda depende de regulamentação da Aneel.

Risco de taxa de juros e indexadores

A Companhia possui empréstimos relevantes remunerados pela variação do DI, acrescidos de juros contratuais entre 1,25% a 1,70% ao ano. Conseqüentemente, o resultado da Companhia é afetado pela variação desses índices. As aplicações financeiras da Companhia foram efetuadas em fundos com liquidez diária e estão ajustadas pelo valor das quotas desses fundos em 31 de dezembro de 2014. Os pagamentos de energia comprada de Itaipu também são afetados pela volatilidade do fator de risco de taxa de câmbio (dólar norteamericano).

Risco de preço

Em conformidade ao contrato de concessão, a Companhia passa pelo processo de revisão tarifária periódica a cada 5 anos, e tem suas tarifas reajustadas anualmente.

Nos processos de revisão tarifária, a Parcela B deixa de ser apurada pela variação do IGP-M ajustado pelo Fator X e passa a ser calculada através de metodologias definidas pela ANEEL para o ciclo tarifário.

O reajuste anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, das empresas distribuidoras de energia tem como base a fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IGP-M, ajustado pela aplicação do Fator X, conforme mencionado anteriormente. Caso os reajustes tarifários não sejam realizados da forma adequada pelo regulador, esse fato pode causar um impacto adverso na Companhia considerando que eventuais custos de compra de energia, subsídios tarifários ou outros daqueles avaliados nos processos de reajuste tarifários, podem não estar devidamente refletidos nas tarifas dos consumidores da distribuidora, causando impacto financeiro adverso à Companhia.

Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual (IRT) e Revisão Tarifária Periódica (RTP), o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária, por meio do qual a ANEEL poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos das empresas de distribuição.

Revisão Tarifária Extraordinária de 2013

O governo federal anunciou por meio da Medida Provisória nº. 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº. 12.783/2013, um conjunto de regras para o setor elétrico visando à redução do custo de energia. Tais medidas foram efetivadas por meio da revisão extraordinária das tarifas de distribuição, homologada pela Aneel, com vigência a partir de 24 de janeiro de 2013, cujas principais alterações foram: alocação de cotas de energia por meio da renovação das concessões de geração, redução dos custos de transmissão por meio da renovação das concessões de transmissão, redução dos encargos setoriais (exclusão da CCC e RGR e redução da CDE) e retirada de subsídios da estrutura da tarifa, os quais são custeados pelo governo.

Os resultados obtidos atingiram uma redução média de 23,6% nas tarifas da AES Sul, sem impacto para as margens da Companhia, tendo em vista que as alterações afetam tanto a receita como o custo de compra de energia e encargos setoriais (Parcela A), sendo estes totalmente repassados ao consumidor por meio da tarifa.

Reajuste Tarifário Anual de 2015

Em abril de 2015, a Diretoria da ANEEL aprovou o resultado do Reajuste Ordinário Anual das Tarifas da Companhia. As novas tarifas da Companhia foram homologadas por meio da Resolução Homologatória 1.879, com vigência a partir de 19 de abril de 2015 (“REH 1879/2015”).

O efeito médio para os consumidores foi de 4,36% para os clientes atendidos em baixa tensão e 6,95% para clientes atendidos em alta tensão.

A tabela abaixo traz os valores finais aprovados pela ANEEL referente ao Reajuste Anual de 2014 da Companhia:

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Reajuste Tarifário Anual - 2015	
Parcela A (R\$)	Encargos Setoriais R\$ 884.288.295,65
	Transporte de Energia R\$ 193.954.658,32
	Energia Comprada R\$ 1.839.307.484,70
	Parcela A (R\$) R\$ 2.917.550.438,67
Parcela B (R\$) R\$ 643.247.170,87	
Receita Requerida (R\$) R\$ 3.560.797.609,54	
Receita Verificada (R\$) R\$ 2.440.374.696,53	
Índice de Reposição/Reajuste (Anexo II) 45,91%	
Índice de Reposição/Reajuste com Financeiros (Anexo I) 52,45%	
Impacto Médio para o Consumidor 5,46%	

O nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos reajustes tarifários da AES Sul, de 2014 a 2017, ficou definido em 6,75% para as perdas técnicas sobre a energia injetada, excluída a energia injetada no nível de tensão A1, e 4,91% para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão.

A Resolução Homologatória nº 1879/2013 homologou também:

- o valor mensal de R\$ 20.458.495,22, repassado pela Eletrobras à AES Sul, entre abril de 2015 a março de 2016, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas das distribuidoras de energia elétrica;

Revisão Tarifária Extraordinária de 2015

Em Março de 2015, a ANEEL aprovou revisão extraordinária para todas as distribuidoras de energia elétrica, através da Resolução Homologatória 1858, com o objetivo aliviar as pressões financeiras pelas quais as distribuidoras estavam submetidas, em função do alto custo da energia no curto prazo e aumento expressivo dos encargos setoriais, ambos componentes de parcela A.

O resultado foi o repasse antecipado para o consumidor de alguns custos, com compra de energia e encargos, que seriam repassados somente no próximo processo tarifário que, no caso da AES Sul, ocorreu em 19 de Abril.

Risco de mercado

O portfólio de contratos de energia de 2014 consiste nos seguintes componentes: Contrato de Itaipu e PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica); e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs decorrentes do 1º, 2º, 4º, 8º e 10º, 12º e 13º Leilões Públicos de Energia Existente realizados em dezembro/2004, abril/2005, outubro/05, novembro/09 e novembro/11, respectivamente, do 1º, 2º, 4º, 5º, 6º, 7º, 12º, 13º e 15º Leilões de Energia Nova realizados em dezembro/2005, junho/2006, Julho/2007, outubro/2007, setembro/08, agosto/11, dezembro/11 e dezembro/12 e do 12º Leilão de Ajuste realizado em março/12. De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, as distribuidoras devem efetuar contratos regulados de compra de energia somente através de leilões públicos federais, com duração estabelecida pelo próprio MME, de três a quinze anos para energia proveniente de empreendimentos existentes e, de quinze a trinta anos, para energia proveniente de novos empreendimentos de usinas térmicas e hidrelétricas, respectivamente.

Os custos associados à compra de energia são compostos por itens não gerenciáveis. A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a cem por cento dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da Distribuidora. Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão de 5 anos da carga e à expectativa de preços futuros. Tais fatores podem implicar em penalidades por insuficiência de contratação, quando a contratação for inferior a 100%, e em custos não repassáveis às tarifas de fornecimento quando a contratação for superior a 105%. Para mitigação desses riscos, há instrumentos de contratação de energia elétrica previstos pela regulamentação tais como leilões de ajuste, MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit), opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a (i) migração de clientes ao mercado livre, (ii) acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004, e (iii) outras variações de mercado.

A estratégia de suprimento de energia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atender todos os clientes cativos. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na compra de energia focada na identificação, mensuração e gestão dos riscos de volume e preços, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia.

Conforme disposto na Portaria MME nº 45, de 9 de março de 2007 e nas regras estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 305, de 18 de maio de 2008, a eventual exposição no nível de contratação a qual as Distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada à tarifa da Distribuidora. Este repasse deverá ser concedido, desde que atendidas as condições dispostas na portaria anteriormente mencionada. Adicionalmente, caberá à ANEEL analisar a isenção da aplicação de penalidade por eventual não atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Apesar dos esforços da Companhia em investimentos na área, os modelos não conseguem capturá-los na sua totalidade. Os modelos norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a necessidade de ajustes sobre as previsões. Outro fator que impacta fortemente as projeções na área de concessão da Companhia é a mudança de perfil das atividades dos clientes, onde tem ocorrido uma tendência de redução na participação da classe Industrial e aumento nas classes Residencial e Comercial.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Gestão de Capital

A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições econômicas, para possibilitar pagamentos de dividendos, retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de debêntures, entre outros instrumentos que julgar necessário de forma a garantir uma solidez financeira à Cia. Desde o exercício findo em 31 de dezembro de 2008, não houve mudança nos objetivos, políticas ou processos de estrutura de capital.

A Companhia inclui dentro da estrutura de dívida líquida: empréstimos, financiamentos e debêntures, menos caixa e equivalentes de caixa.

A Companhia monitora constantemente os riscos do seu negócio que possam impactar de forma adversa suas operações e seus resultados, inclusive mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar nossas atividades, analisando índices de preços e de atividade econômica, assim como a oferta e demanda da Companhia.

Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de empréstimos e debêntures, com cláusulas restritivas (“*covenants*”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Caso a Companhia não cumpra, ou não consiga cumprir, com as cláusulas restritivas de seus contratos de empréstimos e debêntures, tais operações poderão ser vencidas antecipadamente, o que teria um impacto adverso no fluxo de caixa da Companhia.

Os *covenants* do empréstimo determinam que a Dívida Líquida pelo Ebitda ajustado não pode ser igual ou superior a 3,5x e o índice Ebitda Ajustado/Resultado Financeiro deverá ser igual ou superior a 1,75x.

Risco de volatilidade dos custos da “Parcela A”

O reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função dos aumentos dos custos não gerenciáveis denominados de “Parcela A” ocorridos entre os eventos tarifários anuais. As Normas Internacionais de Relatório Financeiro e as práticas contábeis adotadas no Brasil não permitem o registro destes ativos e passivos. Dessa forma, com a adoção das referidas normas, o resultado da Companhia está sujeito a volatilidade decorrente das variações do aumento destes custos entre o período do reajuste tarifário.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia adota como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros e minimizar riscos de liquidez; (ii) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge exclusivamente para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições. As estratégias e instrumentos utilizados estão especificados nos itens abaixo.

a. riscos para os quais se busca proteção

O principal risco de mercado para o qual a Companhia busca proteção é o risco de crédito. Ademais, o preço da energia comprada de Itaipu é estabelecido em dólares americanos, sendo as variações das taxas de câmbio desse contrato reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA. De acordo com a Lei nº. 12.783/13, o risco cambial envolvendo a compra de energia da usina de Itaipu deixará de ser de responsabilidade das distribuidoras e passará a ser de responsabilidade da Eletrobrás. Entretanto, esse mecanismo ainda depende de regulamentação da ANEEL.

A Companhia também monitora potenciais necessidades de contratação de instrumentos para proteção de risco de liquidez, taxa de juros e risco cambial referente a eventuais obrigações atreladas à moeda estrangeira, mas no momento nenhum instrumento é utilizado diante da inexistência de risco efetivo.

b. estratégia de proteção patrimonial (hedge)

U ma vez identificados os riscos a serem mitigados, a Companhia poderá buscar os instrumentos mais adequados para contratar o hedge.

Os principais fatores que deverão direcionar a decisão do instrumento a ser utilizado estão listados a seguir:

- Situação de liquidez da Companhia;
- Condição de crédito junto ao mercado financeiro;
- Cenário de mercado.

O valor de mercado do hedge é calculado com base nos preços médios divulgados diariamente pela BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA") e considera a variação cambial do período com base na PTAX- V (câmbio médio divulgado diariamente pelo Banco Central do Brasil após o fechamento do mercado) do dia imediatamente anterior da data inicial e do período analisado.

c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

Os instrumentos financeiros disponíveis visando à proteção patrimonial são:

- SWAP, Juros Máximos (Cap) e Floor Agreements para proteção (Hedge) contra exposição a dívidas de taxa flutuante sem direito a reclamações (non-recourse)
- SWAP e Contratos a Termo para proteção (Hedge) contra o risco de moeda estrangeira em certas obrigações atreladas à moeda não funcional
- Instrumentos derivativos de energia elétrica, incluindo SWAP, Opções, Contratos a Termo e Futuros para gestão do risco relacionado a compra e venda de energia elétrica

Definido o objeto do hedge e o instrumento a ser utilizado, a Companhia precifica tais operações sempre seguindo as metodologias de mercado vigentes. Em 31 de dezembro de 2013, não há instrumentos de hedge contratados pela Companhia.

d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

Risco de Crédito

Quanto à proteção à sua exposição ao risco de crédito presente em instrumentos financeiros, a Companhia procura selecionar instituições financeiras pelos critérios de reputação no mercado (instituições sólidas, seguras e de boa reputação) e pelo fato de poderem ou não prover um tratamento diferenciado nas operações, seja em custos, qualidade de serviços, termos e inovação. As operações também deverão atender aos requisitos de *compliance* e as instituições financeiras deverão enquadrar-se em classificação de risco para operações referentes a aplicações financeiras, conforme tabela abaixo:

Ratings em escala nacional e moeda local		
Fitch Atlantic Rating	Moody's Investor	Standard & Poor's
AA, AA+, AAA	Aa2, Aa1, Aaa	AA, AA+, AAA

Quaisquer instituições financeiras que apresentem, em uma das agências de risco, *rating* inferior ao estabelecido (AA) não poderão fazer parte da carteira de investimentos das empresas do grupo econômico da Companhia.

Quanto aos valores de exposição máxima por instituições financeiras, a Companhia definiu os seguintes critérios:

- Critério de Caixa: Aplicações de no máximo 20% ou 25% do total da carteira por instituição financeira;
- Critério de Patrimônio Líquido (PL) da Companhia: Aplicações de no máximo 20% de seu PL por instituição financeira ou até R\$ 4.000.000,00 para empresas com PL abaixo de R\$ 20.000.000,00; e
- Critério de PL da Instituição Financeira recebedora de recursos: Cada instituição financeira poderá receber recursos de no máximo 3% ou 5% de seu PL.

e. se a Companhia opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

Não aplicável.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento desses riscos

A Companhia possui uma Gestão Integrada de Riscos que permite uma visão consolidada de todos os riscos ainda que eles sejam gerenciados nas áreas de origem em que há a exposição.

Os riscos empresariais mais significativos que possam vir a afetar financeiramente a Companhia, bem como sua imagem, informações confidenciais e a capacidade da organização de alcançar os objetivos estratégicos e do negócio são classificados, analisados e tratados por meio de ações estruturantes, tendo como base o Modelo COSO ERM (Committee of Sponsoring Organizations of the Tradeway Commission, ERM- Enterprise Risk Management).

A partir da identificação dos riscos empresariais, estes são classificados nas seguintes categorias: Fiscal / Jurídico, Regulamentação Setorial, Acesso à Informação (Tecnologia da Informação) e Financeiro, e posteriormente analisados por meio de prioridade, onde são levados em consideração a exposição do risco com a importância relativa (qualitativa) e financeira (quantitativa), onde mensalmente os riscos considerados de maior impacto (Key Risks) são apresentados em reunião de diretoria e os demais riscos são divididos em avaliações trimestrais e anuais. Trimestralmente os riscos prioritários são levados a reuniões de conselho de administração e conselho fiscal.

g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Conforme citado acima, a Companhia executa o monitoramento da gestão dos riscos e os testes de verificação da efetividade desta gestão são efetuados pela área de Auditoria Interna. Para mais informações sobre o tema, consultar o item 10.6 deste Formulário de Referência.

Análise de sensibilidade das aplicações financeiras

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos e nas dívidas aos quais a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2014, foram definidos 05 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 26 de dezembro de 2014, foi extraída a projeção do indexador CDI para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e patrimônio líquido em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2014, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Aplicações financeiras	Taxa de juros	Posição em 31.12.2014	Projeção receitas financeiras - 1 Ano				
			Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			6,24%	9,35%	12,47%	15,59%	18,71%
Equivalentes de caixa	CDI	38.260	2.387	3.577	4.771	5.965	7.158
Investimentos de curto prazo	CDI	150.708	9.404	14.091	18.793	23.495	28.197
Subtotal		188.968	11.791	17.668	23.564	29.460	35.355

Análise de sensibilidade das dívidas

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nas dívidas aos quais a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2014, foram definidos 05 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 26 de dezembro de 2014, foi extraída a projeção dos indexadores CDI / IGP-DI / IGP-M / DOLAR para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e patrimônio líquido em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2014, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Dívidas	Taxa de juros	Posição em 31.12.2014	Projeção despesas financeiras - 1 Ano				
			Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			6,24%	9,35%	12,47%	15,59%	18,71%
CCB Iati Umbanco	CDI + 1,70% a.a.	(468.384)	(29.204)	(43.806)	(58.407)	(73.009)	(87.611)
CCB - Citibank	CDI + 1,15% a.a.	(101.520)	(6.330)	(9.495)	(12.660)	(15.824)	(18.989)
CCB - Citibank	CDI + 1,25% a.a.	(114.719)	(7.153)	(10.729)	(14.305)	(17.882)	(21.458)
Nota Promissória - Banco Safra	CDI + 1,05% a.a.	(55.051)	(3.432)	(5.149)	(6.865)	(8.581)	(10.297)
Nota Promissória - JP Morgan	CDI + 1,15% a.a.	(185.272)	(11.552)	(17.328)	(23.103)	(28.879)	(34.655)
Debêntures - 2ª emissão	CDI + 1,25% a.a.	(303.366)	(18.915)	(28.372)	(37.830)	(47.287)	(56.745)
IGP-M			2,86%	4,28%	5,71%	7,14%	8,57%
Consumidores	IGPM + 6,00% a.a.	(6.424)	(183)	(275)	(367)	(459)	(550)
TJLP			2,50%	3,75%	5,00%	6,25%	7,50%
FINEP	TJLP	(6.515)	(163)	(244)	(326)	(407)	(489)
Subtotal		(1.241.251)	(48.465)	(72.697)	(96.930)	(121.162)	(145.395)
Total da exposição líquida		(1.052.283)	(36.674)	(55.029)	(73.365)	(91.701)	(110.039)

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

Não houve alterações nos principais riscos financeiros.

5.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM

Data de Constituição do Emissor	28/07/1997
Forma de Constituição do Emissor	Constituída sob a forma de sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	13/10/1997

6.3 - Breve histórico

A Companhia foi constituída em 28 de julho de 1997 com a denominação social de Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica como uma subsidiária integral da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CCEE.

Em 13 de outubro de 1997, a Companhia obteve seu registro como companhia aberta junto à Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Em 21 de outubro de 1997, foi realizado o leilão de privatização da Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica, nessa oportunidade, o controle acionário, representando 90,9% do capital social, foi indiretamente adquirido pela The AES Corporation, através da sociedade AES Guaíba Empreendimentos Ltda., por aproximadamente US\$1,51 bilhão, em processo licitatório conduzido pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Por exigência do Edital de Licitação, a AES Guaíba Empreendimentos Ltda., adquiriu o saldo das ações destinadas aos empregados da CCEE e não adquiridas pelos empregados, ao mesmo preço por ação ofertado no leilão. Desta forma o capital total detido pela AES Guaíba Empreendimentos Ltda., passou a ser de 96,1%.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de dezembro de 1997, a denominação social da Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia foi alterada para AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. e assim permanece até hoje.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29 de maio de 1998, a acionista controladora da Companhia, AES Guaíba Empreendimentos Ltda., foi incorporada pela AES Sul, com o consequente cancelamento de suas quotas e extinção da sociedade. Em decorrência desta operação, as ações detidas pela incorporada de emissão da AES Sul foram atribuídas as suas sócias.

Ato contínuo à operação de incorporação, o controle acionário da Companhia passou a ser da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., detentora de ações representativas de 96,1% do seu capital social.

Em 26 de abril de 2004 a AES Sul efetuou um grupamento de ações à razão de 4.000 (quatro mil) ações para 1 (uma). Com o grupamento de ações, o capital social da Companhia de R\$ 463.286.728,91 passou a ser representado por 134.303 ações sem valor nominal, sendo 69.248 (sessenta e nove mil e duzentas e quarenta e oito) ordinárias e 65.055 (sessenta e cinco mil e cinquenta e cinco) preferenciais.

Em dezembro de 2004, foi realizada Oferta Pública para aquisição de ações no mercado pela acionista AES Serviços TC Ltda. ("AES Serviços"). O resultado foi a aquisição de aproximadamente 96% das ações que estavam em poder de acionistas minoritários da Companhia.

Após a Oferta Pública acima referida, a acionista AES Serviços passou a deter 3.549 ações de emissão da Companhia, representando 4,54% do capital votante e 2,64% do capital total, das quais 3.144 são ações ordinárias e 405 são ações preferenciais.

Em maio de 2006 as empresas AES Serviços (detentora de 4,54% do capital votante e 2,64% do capital total da AES Sul) e AES Infoenergy II Empreendimentos Ltda. (detentora de 0,15% do capital total da AES Sul) venderam a totalidade de suas ações para a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. que passou a deter 99,62% das ações da Companhia, sendo o restante do capital social composto de ações em posse de conselheiros de administração e em conta tesouraria.

Em 29 de junho de 2006, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 1.464.449.500,00 (um bilhão quatrocentos e sessenta e quatro milhões quatrocentos e quarenta e nove mil e quinhentos reais), mediante a emissão de 144.995 (cento e quarenta e quatro mil novecentas e noventa e cinco) ações ordinárias nominativas, todas subscritas e integralizadas pela acionista AES Guaíba II. Em ato contínuo, decidiram os acionistas, reduzir o capital em R\$ 1.464.449.500,00 (um bilhão quatrocentos e sessenta e quatro milhões quatrocentos e quarenta e nove mil e quinhentos reais), mediante absorção de parte do prejuízo acumulado nas demonstrações financeiras de 2005, permanecendo inalterado o valor do capital social.

Tendo em vista as operações acima referidas, o capital social da Companhia de R\$ 463.286.728,91 (quatrocentos e sessenta e três milhões, duzentos e oitenta e seis mil, setecentos e vinte oito reais e noventa e um centavos) passou a ser representado por 279.298 (duzentas e setenta e nove mil duzentas e noventa e oito) ações sem valor nominal, das quais 214.243 (duzentas e quatorze mil duzentas e quarenta e três) são ordinárias e 65.055 (sessenta e cinco mil e cinquenta e cinco) são preferenciais.

Em 28 de dezembro de 2007 foi efetuada a redução do capital social da AES Sul no montante de R\$ 30.050.457,55 (trinta milhões, cinquenta mil, quatrocentos e cinquenta e sete reais e cinquenta e cinco centavos), para absorção do prejuízo acumulado, apurado nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social de 2006, passando o capital social de R\$ 463.286.728,91 (quatrocentos e sessenta e três milhões, duzentos e oitenta e seis mil, setecentos e vinte oito reais e vinte um centavos) para R\$ 433.236.271,36 (quatrocentos e trinta e três milhões, duzentos e trinta e seis mil, duzentos e setenta e um reais e trinta e seis centavos).

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

A Companhia não passou por eventos societários como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições de ativos importantes.

Para informações sobre a reorganização societária do grupo, vide item 8.3 deste Formulário de Referência.

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Até a presente data, a Companhia não foi notificada de qualquer pedido de falência fundado em valores relevantes, nem está incursa em processo de recuperação judicial ou extrajudicial.

6.7 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme contrato de concessão de número 012/97, celebrado com a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") em 06 de Novembro de 1997, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 06 de Novembro de 2027 ("Contrato de Concessão").

O objeto social da Companhia é descrito da seguinte forma: a) realizar estudos, projetos, construções e operações de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica e serviços correlatos, inclusive sistemas de informática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades, podendo participar de outras sociedades para a realização de seus objetivos sociais; b) desenvolver atividades associadas à prestação de serviços de energia elétrica, tais como: uso múltiplo de postes, mediante cessão onerosa a outros usuários, bem como operação por conta própria de cabos de transmissão de dados, tais como de telefonia, imagem, som e serviços correlatos; transmissão de dados através de suas instalações, cabos ou outras instalações próprias para esse fim, observadas a legislação pertinente; prestação de serviços técnicos de operação, manutenção e planejamento de instalações elétricas de terceiros; serviços de otimização de processos energéticos e instalações elétricas de consumidores; cessão onerosa de faixas de servidão de linhas e áreas de terra exploráveis de usinas e reservatórios, visando a maior eficiência no uso da eletricidade; c) integrar grupos de estudo, consórcios, grupos de sociedade ou quaisquer outras formas associativas com vista a pesquisas de interesse do setor energético e a formação de pessoal técnico a ele necessário, bem como à prestação de serviços de consultoria e apoio técnico e operacional a outras empresas; e d) prestar outros serviços de natureza pública ou privada, inclusive de serviços administrativos e operacionais mediante a exploração de sua infraestrutura, com o fim de produzir receitas alternativas complementares ou acessórias.

A atividade da Companhia envolve a compra e venda de energia elétrica para os consumidores finais cativos da sua área de concessão. A área de concessão da Companhia é de 99.512 km², em um total de 118 municípios desde a região metropolitana de Porto Alegre estendendo-se até a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento e Uruguaiana/São Borja no extremo oeste do Estado do RS. Esta área de concessão deve ser entendida como um monopólio natural em termos de rede de distribuição e subtransmissão que representa ao mesmo tempo os limites territoriais para a concessionária e impede a entrada de outros concorrentes, exceto para o atendimento de clientes que segundo a legislação sejam livres para comprar energia de outros fornecedores. A Companhia não tem, portanto, nenhuma atividade fora dessa área de concessão e nem possui empresas controladas.

Em 2010, data em que as últimas informações foram divulgadas pelo IBGE sobre o Produto Interno Bruto (PIB) por município, a atividade econômica dentro da área de concessão da Companhia representava aproximadamente 2,3% do Produto Interno Bruto brasileiro, e continha uma população estimada de, aproximadamente, 3,5 milhões de pessoas.

Para atender à demanda de 1, 3 milhão de unidades consumidoras em uma área de concessão de 99.512 km², a AES Sul conta com 1.478 colaboradores próprios, dispõe de uma estrutura com 59 subestações, uma rede de subtransmissão de 2.043 quilômetros, 43.178 e 21.177 quilômetros de redes de distribuição primária e secundária, respectivamente. A Companhia também possui um total de 60.422 transformadores de distribuição. A Companhia também possui um total de 57.803 transformadores de distribuição.

As tabelas abaixo apresentam, as vendas de energia em Gigawatt hora (GWh) e número de consumidores por classe de clientes consolidadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013, 2012 e 2011.

Mercado Faturado - GWh

Classes	2014		2013		2012		2011	
Residencial	2.812	30%	2.516	28%	2.416	27%	2.249	26%
Comercial	1.340	14%	1.228	14%	1.249	14%	1.167	14%
Industrial	2.062	22%	2.086	23%	2.346	27%	2.777	32%
Livres (1)	1.108	12%	1.049	12%	737	8%	335	4%
Outros (2)	2.208	23%	2.097	23%	2.101	24%	2.030	24%
Total	9.530	100%	8.976	100%	8.852	100%	8.558	100%
Industrial Total	3.170	33%	3.106	35%	3.083	35%	3.112	36%

Número de unidades consumidoras

Classes	2014		2013		2012		2011	
Residencial	1.082.787	84%	1.055.942	83%	1.027.167	83%	997.819	83%
Comercial	85.568	7%	85.807	7%	85.748	7%	85.752	7%
Industrial	7.839	1%	8.035	1%	8.175	1%	8.266	1%
Livres ⁽¹⁾	58	0%	54	0%	29	0%	15	0%
Outros ⁽²⁾	119.446	9%	120.548	9%	118.815	10%	116.527	10%
Total	1.295.698	100%	1.270.386	100%	1.239.934	100%	1.208.379	100%

¹ "Livres" são os clientes livres que compram energia de outros participantes do mercado fora do ambiente regulado, mas cujas instalações estão conectadas diretamente à rede de distribuição de energia elétrica da Companhia.

² "Outros" significa consumidores rurais, poderes públicos federal, estadual e municipal, iluminação pública e serviço público.

A Companhia adquire praticamente toda a energia por ela distribuída por meio de (i) obrigação de compra de energia de Itaipu; e (ii) contratos de longo prazo celebrados com geradores através dos leilões públicos de energia elétrica promovidos pelo Poder Concedente. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia adquiriu a energia necessária ao atendimento de seu mercado das seguintes fontes:

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

	2014		2013		2012	
	GWh	% de energia elétrica adquirida	GWh	% de energia elétrica adquirida	GWh	% de energia elétrica adquirida
Itaipu	2.085	22,1%	2.085	22,7%	2.103	22,8%
Leilões CCEAR	6.503	68,8%	6.441	70,2%	6.525	70,7%
Proinfa	201	2,1%	209	2,3%	214	2,3%
Compra CCEE	665	7,0%	434	4,7%	389	4,2%
Total	9.454	100,0%	9.169	100,0%	9.232	100,0%

Energia elétrica comprada para revenda:	MWh		R\$	
	2013	2012	2013	2012
Itaipu	2.087.764	2.100.810	(252.727)	(221.145)
Angra I e II	365.529	-	(48.176)	-
Comercialização no CCEE - nota nº 29	527.549	784.649	(153.490)	(89.437)
Compra - CCEAR	6.455.999	5.350.702	(932.731)	(658.928)
Cotas de garantia física (*)	160.650	-	(5.648)	-
Risco hidrológico	-	-	(1.347)	-
(-) Repasse CDE - Custo de energia	-	-	86.671	-
MCS D - Trocas livres	-	1.180.760	-	(116.628)
(-) Créditos PIS/Cofins	-	-	133.260	129.021
Subtotal	9.597.491	9.416.921	(1.174.188)	(957.117)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfa	209.308	214.510	(46.598)	(41.423)
Total	9.806.799	9.631.431	(1.220.786)	(998.540)

Para mais informações acerca da compra de energia elétrica e dos acordos de fornecimento de energia mantidos pela Companhia, vide itens 7.3 “a” e “e” deste Formulário de Referência.

Uma vez adquirida a energia, a Companhia distribui para todas as suas áreas de concessão, por meio de sistemas de distribuição, conforme apresentados no item 7.3 “b” deste Formulário de Referência.

Em troca do serviço prestado, a Companhia cobra tarifas, de acordo com o Contrato de Concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL.

O negócio da Companhia, incluindo os serviços fornecidos e as tarifas cobradas, está sujeito à regulamentação da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia (“MME”). A Companhia também está sujeita aos termos de seu Contrato de Concessão. Para informações sobre os efeitos da regulação estatal sobre as atividades da Companhia sumariamente descritas acima, veja o item 7.5. deste Formulário de Referência.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

A Companhia possui um único segmento operacional passível de reporte em suas demonstrações financeiras, qual seja, a distribuição de energia elétrica. A atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com o Poder Concedente, por igual período. De acordo, com as regras vigentes para a concessão da AES Sul, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

a. produtos e serviços comercializados

A Companhia possui um único segmento operacional passível de reporte em suas demonstrações financeiras, qual seja, a distribuição de energia elétrica. A atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com o Poder Concedente, por igual período. De acordo, com as regras vigentes para a concessão da AES Sul, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

Em 2014, a Companhia registrou receita líquida de R\$ 2.661,9 milhões, integralmente oriunda da distribuição de 9.691 GWh de energia elétrica para aproximadamente 1,3 milhão de clientes (incluindo a receita da disponibilização da rede de distribuição para consumidores livres). Em 2013, a Companhia registrou receita líquida de R\$ 2.072,9 milhões, integralmente oriunda da distribuição de 9.067 GWh de energia elétrica para aproximadamente 1,3 milhão de clientes (incluindo a receita da disponibilização da rede de distribuição para consumidores livres). Em 2012, a Companhia registrou receita líquida de R\$ 2.341,4 milhões, integralmente oriunda da distribuição de 8.852 GWh de energia elétrica.

c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

A segregação do lucro ou prejuízo por segmentos de atuação não é aplicável, considerando que as receitas da Companhia advêm de um único segmento, qual seja, a distribuição de energia elétrica. De toda forma, a tabela abaixo demonstra o lucro líquido da Companhia nos períodos indicados:

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de:			
R\$ milhões	2014	2013	2012
Lucro (Prejuízo) líquido	210,8	(20,1)	255,3

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a. características do processo de produção

A Companhia não produz a energia que distribui. A Companhia adquire toda a sua energia por meio de (i) quotas de compra de energia de Itaipu e Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); (ii) cotas de garantia física (CCGF); (iii) cota de Angra I e II e (iv) compra em leilões de energia (CCEAR).

Para uma descrição da relação mantida entre a Companhia e os seus fornecedores, vide item 7.3 “e” deste Formulário de Referência. Para informações sobre os efeitos relevantes da regulação estatal no processo de compra de energia pela Companhia, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

b. características do processo de distribuição

Área de Concessão e Processo de Distribuição de Energia

A área de concessão da Companhia compreende 99.512 km², na região Centro-Oeste do Estado do Rio Grande do Sul que se estende por 118 municípios, desde a região metropolitana de Porto Alegre até a fronteira com a Argentina, nas cidades de Uruguaiana e São Borja, e com o Uruguai, na cidade de Santana do Livramento.

O mapa abaixo demonstra a área de concessão da Companhia:



A companhia distribui energia numa área de concessão que engloba aproximadamente 1,7% da população do Brasil, segundo dados do IBGE de 2010, data em que foram divulgadas as últimas informações sobre o Produto Interno Bruto (PIB) por município. Em 2012, data em que as últimas informações foram divulgadas pelo IBGE sobre o Produto Interno Bruto (PIB) por município, a atividade econômica dentro da área de concessão da Companhia representava aproximadamente 2% do Produto Interno Bruto brasileiro, e continha uma população estimada de, aproximadamente, 3,5 milhões de pessoas

O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia em sua área de concessão consiste na transferência da energia para consumidores por meio de sistemas de distribuição, conforme apresentados a seguir.

Transmissão

O sistema nacional de transmissão, em tensões iguais ou superiores a 230 kV, possibilita a integração das instalações de geração existentes aos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição. Realiza a transferência em grande volume de energia em tensões de 230kV ou superiores a partir de instalações de geração e subestações de energia para os sistemas de subtransmissão e distribuição por meio de uma rede de transmissão. Tal sistema é composto pelas linhas de transmissão e subestações das concessionárias de transmissão nacionais.

A maior parte da energia comprada pela Companhia é de usinas localizadas em pontos distantes da sua área de concessão e essa energia é transportada através do sistema de transmissão composto por linhas de transmissão e outros equipamentos de alta tensão, com tensões iguais ou superiores a 230 kV, de propriedade das empresas transmissoras. No Rio Grande do Sul, as instalações de transmissão são basicamente de propriedade da Companhia Estadual de Energia Elétrica – Geração e Transmissão (CEEE-GT) e da Eletrosul.

Subtransmissão (230kV, 138kV e 69kV)

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Subtransmissão é a transferência em grande volume de energia que foi transformada de tensões de 230kV ou superiores para tensões de 138kV ou 69kV a partir de sistemas de transmissão para os sistemas de distribuição.

O sistema de subtransmissão existente na área de concessão da AES Sul é basicamente radial e composto por 2.048,23 km de linhas áreas de propriedade da Companhia. Essas linhas de subtransmissão operam nas tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV.

Nessas linhas de subtransmissão estão conectadas 60 subestações de propriedade da AES Sul, cuja potência instalada é de 1.920,13 MVA. Todas as subestações são destinadas ao atendimento do mercado da AES Sul e fazem o rebaixamento da tensão de subtransmissão para o sistema de Média Tensão em 13,8kV ou 23,1 kV.

Anualmente, a Companhia realiza estudos de expansão de seu sistema elétrico com o objetivo de garantir o atendimento de seu mercado de energia, com qualidade e continuidade exigidas pelas regulamentações do setor elétrico. Nesses estudos são analisados todos os pontos do sistema elétrico que poderão ter algum tipo de restrição de atendimento em função do crescimento do mercado consumidor de energia e para cada uma delas são definidas as obras necessárias à eliminação dessas restrições. Estes estudos são realizados em consonância com os estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no que diz respeito, respectivamente, às expectativas de crescimento da demanda e planos de expansão da rede básica de transmissão e/ou plantas de geração de energia elétrica.

Como característica geral, o sistema elétrico da AES Sul é radial, desde o sistema de baixa tensão até o sistema de subtransmissão. Trata-se de um sistema elétrico de médio porte que atende tanto às áreas urbanas densamente povoadas, bem como áreas rurais de baixíssima densidade demográfica e de carga. O atendimento a essas áreas de baixa densidade de carga apresenta custos marginais de construção, operação e manutenção mais elevados em relação às áreas urbanas. Além disso, há ainda fortes sazonalidades na área de concessão da Companhia, sendo que a mais acentuada delas está na região da Fronteira-Oeste, onde há significativa concentração de lavouras de arroz. Nesta região, as demandas máximas são verificadas no período de verão e levam o sistema elétrico a operar próximo de sua capacidade nominal e com importante folga nos demais períodos. Abaixo são descritos, sucintamente, os sistemas elétricos da Companhia em 31 de dezembro de 2014.

A Companhia possui duas linhas de transmissão em 230 kV, que somam aproximadamente 19,9 km de extensão, que atua como se fosse de subtransmissão, na medida em que atende a dois clientes.

Distribuição (13,8kV e 23kV)

Distribuição é a transferência de energia que foi transformada de tensões de 138kV ou 69kV para tensões de 23,1kV ou 13,8kV, ou inferiores a partir do sistema de subtransmissão a clientes finais. Os sistemas de subtransmissão e distribuição da Companhia são integrados à rede de transmissão para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, que serve aproximadamente 75,0% do mercado brasileiro de energia, incluindo sua área de concessão.

O sistema de Média Tensão é composto por 43.459 km de redes aéreas de média tensão, divididos em 449 alimentadores de distribuição (circuitos primários). Nesses alimentadores estão conectados 61.586 transformadores de distribuição, os quais suprem os circuitos da Baixa Tensão (circuitos secundários).

O sistema de Baixa Tensão é constituído de 21.253 km de redes aéreas e opera nas tensões de 220/127V ou 380/220V. Nas áreas urbanas esses sistemas de Baixa Tensão são tipicamente trifásicos e nas áreas rurais são normalmente monofásicos e supridos por um sistema de média tensão também monofásico (sistema Monofásico com Retorno por Terra - MRT).

Subestação Móvel

Além do sistema elétrico descrito, a AES Sul possui uma subestação móvel de 25MVA que pode ser conectada nas tensões 69kV ou 138kV e tem a capacidade de fazer o rebaixamento, para a Média Tensão, em 13,8kV ou 23,1kV. Esta subestação móvel é utilizada em situações de contingência ou quando há necessidade de grandes obras nas subestações. Com a mesma finalidade a Companhia possui, ainda, um transformador móvel de 30MVA e mesmas tensões (69kV-138kV / 13,8kV-23,1kV).

Planos de Contingência

A Companhia possui planos de contingência apropriados para as diversas potenciais situações de falhas que podem ocorrer no sistema de distribuição de energia elétrica. Por exemplo, para situações de contingência em transformadores de potência instalados nas subestações, há planos de manobras de carga previamente elaborados para as diversas situações e estes servem de base para o treinamento das equipes de operação do sistema. Desta forma, as manobras de carga são realizadas no menor tempo possível evitando ao máximo os transtornos decorrentes de uma pane em subestações. Igualmente em nível de média e baixa tensão os planos de contingência são elaborados tanto para situações normais de operação quanto para situações em que a adversidade atmosférica implique em grande volume de interrupções. São acompanhados em tempo real os circuitos e transformadores desenergizados, sua localização e o número de clientes sem energia. Isto permite direcionar o esforço das equipes de manutenção para as situações mais críticas e que envolvem o maior número de clientes ou para situações de risco de acidente elétrico concreto, conforme o caso. Da mesma forma, via convênio com centros de pesquisa climáticas, acompanha-se em tempo real a evolução de eventuais tempestades que possam exigir ações específicas como realocação de equipes para determinadas áreas.

A manutenção e expansão da rede de distribuição da Companhia em geral exigem a construção de novas instalações, a instalação de novos equipamentos e a reforma das redes existentes. Esta expansão pode sofrer atrasos por diversas razões, inclusive problemas ambientais e de engenharia imprevistos. Entretanto, eventuais perdas resultantes de insuficiências na rede de distribuição da Companhia devidas a atrasos na construção e instalação de equipamentos são em geral reduzidas, porque seu sistema de distribuição está projetado para suportar sobrecargas temporárias dentro de limites pré-definidos e monitorados, e seus planos de manutenção e expansão em geral contemplam soluções de construção alternativas.

Investimentos em Serviços ao Consumidor, Expansão e Melhoria

Nos últimos anos a AES Sul realizou níveis de investimento em serviços ao consumidor, expansão e melhoria da rede elétrica, adequados ao atendimento do mercado consumidor com a qualidade requerida no fornecimento de energia.

No ano de 2012, a Companhia investiu R\$ 323,8 milhões em serviços ao consumidor, manutenção e expansão do seu sistema. Em 2013, esse investimento foi de R\$ 253,9 milhões enquanto que em 2014 alcançou R\$ 187,9 milhões.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Principais Investimentos em 2014

- Expansão do Sistema e Serviços ao Consumidor: foram investidos R\$ 89,7 milhões, destacando-se na expansão do sistema, os investimentos para as obras de implantação da Nova SE Santa Cruz 3 (A subestação beneficia cerca de 55 mil clientes), Ampliação SE Cachoeira do Sul, reforma da Linha de Transmissão Scharlau-São Leopoldo, Linha de Transmissão São Vicente – Jaguari. O investimento em serviços ao consumidor atendeu à adição de 41 mil clientes em 2014.
- Confiabilidade do sistema: foram investidos R\$ 97,1 milhões, principalmente na substituição de postes, modernização de linhas de transmissão e subestações, e aquisição e substituição de equipamentos de campo.

Investimentos - R\$ milhões	2012	2013	2014
Serviço ao Cliente e Expansão do Sistema	183,4	144,9	89,7
Confiabilidade operacional	140,4	109,0	97,1
Recuperação de Perdas	0,1	0,1	1,1
Tecnologia da Informação	4,3	4,7	3,1
Outros	8,2	6,7	6,9
Total (c/ recursos próprios)	336,5	265,4	197,9
Financiado pelo cliente	5,6	11,9	8,6
Subtotal	342,1	277,3	206,5

Para mais informações sobre investimentos realizados pela Companhia na manutenção e expansão de sua rede, vide item 10.10 deste Formulário de Referência.

Desempenho do Sistema de Distribuição

A tabela a seguir mostra informações a respeito das perdas de energia elétrica da Companhia, não incluindo perdas de transmissão (rede básica) relacionadas à sua rede, e a frequência e duração equivalente de interrupções de energia por cliente por ano e ainda o tempo médio de atendimento (TMA), nos períodos indicados:

Indicadores de Desempenho	2012	2013	2014
Perdas Técnicas	7,35%	7,31%	8,76%
Perdas Comerciais	0,96%	0,96%	0,97%
Total de perdas de energia elétrica	8,31%	8,27%	8,76%
Interrupções			
Frequência de interrupções por clientes por ano (em vezes)	8,42	7,42	8,88
Duração média de interrupções por cliente por ano (em horas)	14,11	14,08	17,76
TMA - Tempo médio de atendimento (em horas)	03:54	03:28	10:00

Perdas de Energia

Costuma-se classificar as perdas de energia em dois tipos: técnicas e não técnicas. Essas últimas ainda subdividem-se em comerciais e administrativas. As técnicas são aquelas que ocorrem no curso regular da distribuição de energia da Companhia (perdas por aquecimento), incluindo perdas em todos os equipamentos e rede elétrica, enquanto as comerciais resultam de ligações ilegais e furto e as administrativas resultam de erros de cadastro e medição.

As perdas técnicas da Companhia são calculadas através de um software desenvolvido pelo núcleo de estudos da Universidade de São Paulo (USP) e que atualmente é comercializado pela Daimon. O sistema utiliza os dados técnicos da rede e as medidas de demanda e consumo de energia elétrica para realizar os cálculos necessários. As perdas totais são calculadas considerando-se o total de suprimento de energia medido na fronteira da rede elétrica da Companhia com a da rede de transmissão nacional, ou seja, no ponto de medição entre a transmissora e a distribuidora de energia, nos últimos 12 meses (11.594GWh em 31 de dezembro de 2014) e deduzindo-se a parcela referente ao faturamento de todos os seus clientes, inclusive os livres, excetuando-se as energias retroativas faturadas relativas à recuperação de fraudes. O total de perdas é um percentual desse montante, deduzindo-se energias retroativas faturadas relativas à recuperação de fraudes e, a partir de 2010, calculando a parcela de energia residual dos medidores (energia não-faturada). Com base nessa metodologia, a perda física apurada em 2014 foi de 8,76%, comparada a 8,27% em 2013 e 8,31% em 2012. No ano de 2014, as fortes ondas de calor enfrentadas na área de concessão da AES Sul impulsionaram uma mudança no perfil de consumo da classe residencial, que engloba 84% do número clientes da empresa. Esta alteração tem um efeito direto na perda técnica, devido ao fato desta perda ser composta principalmente pela energia perdida na transmissão (cabos, transformadores, medidores, etc.) até que esta chegue ao cliente final, o que acabou elevando o índice de perda total da empresa. O combate a perda comercial deu-se principalmente através de iniciativas como a de regularização de ligações clandestinas, substituição de medidores obsoletos, recuperação de instalações cortadas e combate a fraudes e defeitos na medição de clientes. Em complemento a estas ações está o aumento da eficácia, dos controles e da acuracidade de proteção da receita implementados no sistema comercial (SGC) em 2008, bem como a consolidação do novo sistema de seleção de inspeções (IBM SPSS Modeler), o qual lança mão de recursos de estatística preditiva para aumentar a acuracidade e previsibilidade dos furtos. Em um comparativo com as demais distribuidoras de energia do país, o índice de perdas da AES Sul é bastante baixo. Em 2014, segundo a avaliação da ABRADDE, a AES Sul foi a segunda melhor empresa na gestão de perdas comerciais. Nos anos de 2009 a 2013 a Companhia vem se destacado neste índice, mantendo-se entre as 3 melhores empresas do Brasil na gestão de perdas.

Desde a sua privatização, a AES Sul dedicou especial atenção às perdas elétricas acompanhando de perto a sua evolução e direcionando os recursos necessários para mantê-las sob controle e em nível de benchmarking do setor elétrico brasileiro. No período de 2012 a 2014, foram realizadas aproximadamente 168 mil inspeções, identificando mais de 28,7 mil irregularidades nos sistemas de medição. Nesse período foram regularizadas 5,1 mil ligações clandestinas que estavam

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

conectadas na rede de distribuição da concessionária sem que a energia consumida fosse faturada. Esta ação, além de combater as perdas, traz a visão de inserção social da Companhia que transforma consumidores em clientes. Além disso, a Companhia substituiu 3,54 mil medidores obsoletos. O programa de redução de perdas da AES Sul consiste em medidas relacionadas ao mapeamento da perda de energia, uso de novas tecnologias de detecção e coibição de fraudes, treinamento de equipes, disponibilização de canais de denúncias, regularização de instalações que estão consumindo energia indevidamente com a adoção do conceito de redes protegidas, blindagem de centros de medição, análise de memórias de massa de grandes consumidores, redução de perdas em iluminação Pública, convênio com a Delegacia de Repressão aos Crimes Contra o Patrimônio das Concessionárias – DRPC, que tem como objetivo principal investigar e reprimir os casos de furto de energia e cabos da rede elétrica, entre outras. Com esse programa a Companhia faturou, em média, 13,7 GWh/ano de energia retroativa e arrecadou, em média, R\$ 9,3 milhões/ano. Além disso, adicionou ao mercado da Companhia aproximadamente 185 GWh de energia nesses últimos 3 anos.

Interrupções de Energia

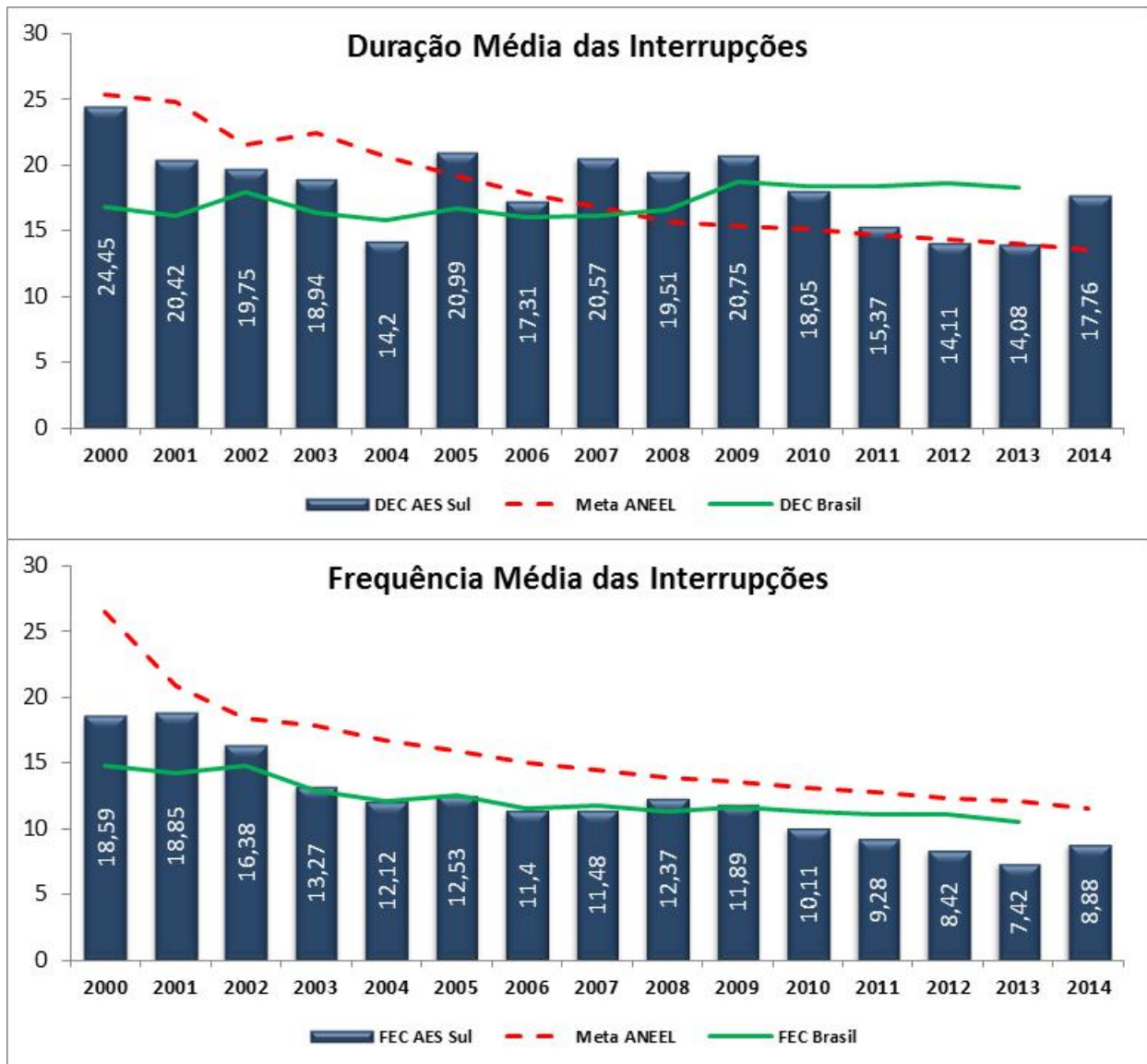
A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é o órgão do governo que regula e fiscaliza todo o setor elétrico brasileiro por meio de legislações específicas, sendo utilizados como balizadores dois principais indicadores de qualidade e confiabilidade, o DEC - Duração Equivalente por Consumidor, que indica o tempo em média que cada consumidor da distribuidora ficou sem energia elétrica no período, e o FEC - Frequência Equivalente por Consumidor, que indica em média quantas vezes no ano houve interrupções no fornecimento de energia elétrica por consumidor no período.

As principais ações implementadas pela Companhia, objetivando a melhoria destes indicadores em 2014 foram:

- Incremento da potência instalada em circuitos de distribuição existentes e instalação de novos;
- Incremento da automação, por meio da instalação de religadores digitais telecomandados, totalizando um parque de 1.300 equipamentos automatizados na distribuição;
- Investimentos em manutenção, adequação de não conformidades e ampliação da capacidade dos sistemas de subtransmissão e de distribuição;
- Intensificação do Plano de Manutenção da Distribuição nas ações de poda de árvores, instalação de espaçadores de baixa tensão e substituições de postes de madeira por postes de concreto, troca de isoladores e conexões;
- Substituição de equipamentos obsoletos que tenham impacto direto sobre o fornecimento de energia elétrica;
- Plano Safra: ações especiais aplicadas no período de novembro a março e que visam à agilização do atendimento nas regiões de safra pelo aumento significativo do consumo em função do cultivo de arroz irrigado;
- Plano de manutenções preventivas visando reduzir a interrupção de equipamentos reincidentes que já apresentaram defeitos;
- Constante monitoramento meteorológico visando à identificação de condições climáticas desfavoráveis e que possam ter impacto direto sobre o desempenho do sistema, permitindo a antecipação de estratégias de atendimento e dimensionamento de turmas de emergência;
- Trabalhos em linha viva, reduzindo o tempo e a quantidade de interrupções programadas;

Os gráficos abaixo indicam a frequência e duração de interrupção do fornecimento de energia pela Companhia em comparação com os indicadores médios no Brasil e com a meta da ANEEL:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Para mais informações sobre investimentos realizados pela Companhia na manutenção e expansão de sua rede, vide item 10.10 deste Formulário de Referência.

Procedimentos de Faturamento

As tarifas que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o seu Contrato de Concessão, bem como de acordo com a regulamentação estabelecida pela ANEEL a esse respeito. O Contrato de Concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Para determinar as tarifas aplicáveis, cada cliente é colocado em um grupo específico de tarifa, definido por lei. Os clientes da Companhia são faturados de acordo com as seguintes tarifas: Grupos A e Grupo B.

Clientes do Grupo A são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação a partir de 2,3 kV ou mais, com a característica de possuírem Cabine Primária (Média Tensão) ou Estação de Transformação (Alta Tensão). O Grupo A é dividido em subgrupos (A1, A2, A3 e A4) para cada tipo de tarifa. No tipo de tarifa convencional aplicam-se a tarifa correspondente a esse grupo tanto para consumo e demanda independente do horário ou dia do mês.

No tipo de tarifa horária Azul e Verde leva-se em conta o horário (consumo de ponta e fora de ponta) em que a energia é consumida. O horário de ponta é o período definido pela Companhia e composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

Adicionalmente, existem os clientes classificados como Grupo B que, por sua vez, são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação inferior a 2,3 kV (Tensão Nominal de 115 / 230 V), sendo esse grupo de clientes subdividido em: residencial, residencial baixa renda, rural, comércio e serviços, industrial, poderes públicos, serviços públicos e iluminação pública, tendo cada um dos subgrupos uma tarifa específica.

Os clientes enquadrados como Residencial Baixa Renda, possuem uma tarifa escalonada por faixa de consumo, e para os demais subgrupos aplicam-se a correspondente tarifa única.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As leituras de medidores do Grupo A e Grupo B, localizados em área urbana, são realizadas mensalmente e as leituras dos medidores do Grupo B, localizados em área rural são realizadas trimestralmente. A emissão das faturas é realizada mensalmente para todos os clientes. O faturamento ocorre a partir das leituras executadas ou com base no consumo estimado. A apresentação das faturas ocorre um dia útil após data da leitura para o Grupo A e dois dias úteis após a data da leitura para os clientes do Grupo B, ambos com vencimento em cinco dias úteis após a data da apresentação da fatura.

Em caso de inadimplência dos clientes, um conjunto de ações de cobrança é desencadeado de forma automática pelo Sistema de Gestão Comercial (SGC). As principais ações realizadas incluem o envio notificação de débitos através de SMS, que ocorre antes da suspensão do fornecimento de energia. Após o vencimento, ocorre o envio de registro dos inadimplentes para inclusão na base de dados das instituições de proteção ao crédito (SCPC e SERASA), de acordo com estratégia definida por segmento de valor e tipo de cliente. Para os clientes pertencentes ao Grupo B, uma notificação de falta de pagamento é incluída na fatura do mês subsequente enviada ao cliente, na qual é informado que após o prazo de 15 dias, não ocorrendo o pagamento, a unidade consumidora estará sujeita a suspensão do fornecimento de energia elétrica. Clientes pertencentes ao Grupo A, em caso de inadimplência, recebem uma notificação em até quatro dias úteis após a data de vencimento, na qual é informado que após o prazo de 15 dias e não ocorrendo o pagamento, a unidade consumidora estará sujeita a suspensão do fornecimento de energia elétrica. Através de um processo automatizado, o Sistema de Gestão Comercial (SGC), identifica as unidades consumidoras passíveis de suspensão do fornecimento de energia devido à inadimplência e gera ordens de serviço para a execução da suspensão, que é realizada com base na capacidade de execução das equipes e busca da melhor logística *versus* montante de dívida. A empresa mantém, ainda, contrato com empresas terceiras, especializadas em cobrança, para as quais são enviados automaticamente, os débitos de clientes que permanecem inadimplentes após a rescisão contratual.

A Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) da Companhia, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2012, 31 de dezembro de 2013, 31 de dezembro de 2014 foi, respectivamente, de R\$ 1,8 milhão, R\$ 1,4 milhão e -R\$ 17,6 milhões. Em comparação com a receita bruta de cada um desses exercícios esses incrementos de PCLD representaram, respectivamente, 0,1%, 0,1% e 0,5%.

Para mais informações sobre as regras que regem as tarifas praticadas pela Companhia, bem como sobre as metodologias de reajuste e revisão dessas tarifas, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

Sistemas Computacionais

A AES Sul possui em sua estrutura organizacional uma Coordenação de Tecnologia da Informação, subordinada à Gerência de Sistemas Corporativos AES Brasil, que trabalha de forma integrada com todas as áreas de tecnologia da informação das empresas do Grupo AES, em especial, mas não só, no Brasil. O objetivo é assegurar a sinergia e a integração entre os diversos sistemas, suportando as tomadas de decisões.

A empresa possui Política Individual de Segurança da Informação, Política de Gestão de TI (ITGC), Política de Utilização da Internet e Processos de Instruções Operacionais derivadas destas políticas. Até 2011 seguíamos a política da AES Corporation. Em 2011 tropicalizamos esta política, que foi aprovada pelo Conselho de Administração, atendendo as exigência do índice de sustentabilidade BVMI (ISE). As políticas, processos e controles são estabelecidos buscando um alinhamento com a área de TI, seguindo as melhores práticas de segurança das informações, como a ISO 27002 e SOX, estes auditados internamente (CSA – Control Self Assessment) com periodicidade mínima semestral. Em 2014 implantamos, através de um programa estratégico de segurança cibernética, ações para Segregação da Rede Internet, Eliminação da Utilização de softwares não homologados por TI, Identificação de Dispositivos não autorizados a utilizar a rede da AES, Atualização de Antivírus, Segurança WEB e Gerenciamento das atualizações de “patches” de softwares.

Além de contar com um grupo de profissionais próprios qualificados, a empresa utiliza extensivamente o suporte de empresas especializadas em serviços de infraestrutura e desenvolvimento de sistemas. As práticas adotadas pela área de Tecnologia da Informação (TI) estão alinhadas com os frameworks internacionais de governança de TI, tais como Control Objectives for Information and Related Technology (COBIT), Information Technology Infrastructure Library (ITIL), ISO 27002, PMBoK (Project Management Body of Knowledge), RUP (Rational Unified Process) e outras.

A AES Sul dispõe, atualmente, mais de 70 sistemas de aplicação, compreendendo desde soluções de mercado até sistemas proprietários. Entre estes sistemas destaca-se o SAP R/3 (Sistema de Gestão Integrada), Geographic Information System (GIS) que dá suporte ao georreferenciamento de ativos elétricos da Empresa, Sistema de Gestão Comercial (SGC) e Sistema de Gestão de Incidências (SGI). Alguns sistemas são considerados extremamente críticos pelo fato de suportarem serviços de atendimento aos clientes, tais como os sistemas SGI e SGC e por isso merecem especial atenção e disponibilidade permanente de equipe apta a intervir em caso de falha.

A área de Tecnologia da Informação, em conjunto com as áreas de negócio da Empresa, implantou em outubro de 2008 o Projeto Gestão de Ativos Fixos (GAFIX), que visa garantir o sincronismo dos ativos físicos instalados em campo, registrados no sistema GIS, com os registros contábeis (SAP R/3) através de integração via plataforma SAP Net Weaver, com excelente relação custo-benefício. O produto final é uma solução integrada para o gerenciamento de obras de construção e manutenção de redes elétricas. Através desta solução os usuários elaboram os projetos elétricos de forma gráfica via Designer, que é a ferramenta de projetos do GIS, realizando automaticamente consultas ao SAP R/3, para a geração das relações de materiais e serviços, estimativas de custos, além de um pré-cadastro, mantendo as bases, física e contábil, atualizadas atendendo a regulamentação do setor elétrico. A Empresa foi pioneira no setor elétrico em integrar estes sistemas.

Em 2009, foi disponibilizado para todos os níveis da empresa, um aplicativo que permite o acompanhamento da situação da empresa em tempo real através de indicadores. Via esse aplicativo podem ser disponibilizados quaisquer indicadores que se queira monitorar agindo como um efetivo painel de controle. Destaca-se que através desse painel, são acompanhadas em tempo real as condições meteorológicas, as interrupções de energia indicando quantos transformadores e circuitos estão desenergizados, onde estão localizados e quantos clientes estão sem energia. Dispõe ainda de informações sobre o volume de chamadas direcionadas ao Call Center que é um importante indicador instantâneo do comportamento dos clientes ante o desempenho da Empresa.

Em 2010 a empresa disponibilizou um portal de indicadores com informações relativas ao Projeto GAFIX – Gestão de Ativos Fixos, obtidos a partir de um sistema de Business Intelligence (BI) que é o módulo Business Warehouse (BW) do SAP/R3. Da mesma forma, informações relativas ao mercado de consumo de energia elétrica podem ser integradas a partir do sistema de BI Cognos (IBM) utilizado para analisar e projetar o mercado de consumo de energia elétrica. A utilização desses sistemas garante a disponibilização de informações gerenciais estratégicas e que permite à administração tomar as medidas corretivas necessárias no caso de eventuais desvios em relação aos objetivos planejados.

Ainda em 2010, a empresa implementou a Gestão Integrada de Ordens de Serviço, plataforma tecnológica que conectou as equipes em campo, via PDAs, e a gestão central de todos os serviços comerciais relevantes aos clientes, via um novo sistema georreferenciado de informação, o SGS (Sistema de Gestão de Serviços), automatizando o despacho de todas as Ordens de Serviço Comerciais, em plataforma única, permitindo maior controle e produtividade das equipes em campo. Em outra inovação tecnológica, o Fórum de Inovação, a AES Sul construiu ferramenta de colaboração para captura de novas ideias entre todos os colaboradores que, orientadas pelos objetivos estratégicos, tornam-se potenciais projetos viáveis e reais, ampliando a cultura de melhoria contínua da empresa.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A AES Sul investiu significativamente na sua plataforma de Internet voltada ao relacionamento com os clientes. Entre 2010 e 2012, foi mudado o conceito de atendimento para relacionamento na tecnologia que implementou a Loja Virtual. O conceito de Internet Banking foi implementado e, em 2011, disponibilizando a Loja Virtual, dando maior agilidade e rapidez no atendimento dos serviços oferecidos através do site da empresa na Internet, via WEB, smartphones e tablets.

A função estratégica de TI tem sido igualmente objeto de evoluções. Em 2012, um novo processo de gestão integrada das demandas de TI passou a permitir uma análise mais apurada e criteriosa da utilização de recursos humanos e financeiros na realização dos investimentos em tecnologias. A reorientação estratégica passa pela gestão do conhecimento, pela gestão de projetos orientada a processos de negócios, por uma nova arquitetura tecnológica (BPM e SOA) de apoio ao modelo de excelência e estratégia de negócios da empresa.

Em 2013, o SAP R/3 foi atualizado para última versão disponibilizada pela SAP, garantindo a continuidade da evolução do negócio bem como a adequação às legislações vigentes do setor. Em 2014, a construção de outros importantes sistemas, tais como, Sistema de Gestão de Podas, Inspeção de Segurança e Site do Eletricista, deram da mesma forma aporte tecnológico a processos importantes da empresa. Em 2015, complementando o Projeto GAFIX, implantando em 2008, outro conjunto de indicadores referentes aos ativos da empresa, estão sendo implantado para dar maior robustez a gestão e atendimento a ISO 55001.

Para suportar os ambientes listados acima, a AES Sul possui uma infraestrutura bastante robusta. Os principais sistemas ficam hospedados em um Datacenter em São Paulo, garantindo estabilidade e redundância dos principais componentes de refrigeração, controle de acesso, energia, entre outros. Nesse contexto, a AES Sul tem feito investimentos na atualização e modernização de sua infraestrutura, incluindo redes e telecom, com projetos inovadores tais como Telepresence, Comunicação Colaborativa e Monitoração de Aplicações Corporativas com foco no usuário.

c. características do mercado de atuação

Para maiores informações sobre características gerais do mercado de atuação, veja o item deste Formulário de Referência.

i. participação em cada um dos mercados

O Contrato de Concessão da Companhia prevê exclusividade para a distribuição de energia dentro de sua área de concessão (monopólio natural da rede de distribuição), não se incluindo aí a venda de energia para os clientes livres. A legislação do setor elétrico prevê que, sob determinadas condições, alguns de seus clientes possam se tornar consumidores livres, adquirindo energia elétrica diretamente de geradoras ou comercializadoras de energia. O preço de compra de energia (commodity) no Ambiente de Contratação Livre (ACL) é negociado diretamente entre as partes e paga diretamente ao fornecedor. Caso o cliente que opte pelo mercado livre esteja conectado ao sistema de distribuição ou subtransmissão da Companhia, pagará a esta, mensalmente, os encargos setoriais inerentes. Se estiver conectado à rede básica, deverá pagar a transmissora a TUST. Essas tarifas representam a remuneração do capital investido nas linhas e redes e a reposição dos custos operacionais e de manutenção das mesmas.

A migração de clientes para o mercado livre se intensificou após a racionalização do uso de energia elétrica em 2001/2002 devido à redução dos preços no mercado livre em função da sobreoferta de energia então verificada. Atualmente esse mercado está bastante estável, com raras migrações devido à incerteza quanto ao preço futuro e também em função das regras de retorno dos clientes livres para o mercado regulado atendido pela Companhia. Esse retorno somente pode ocorrer cinco anos após a comunicação formal dessa intenção por parte do cliente à Companhia ou em prazo menor, a critério da concessionária. Para os clientes atendidos por fontes alternativas de energia, o retorno ao mercado cativo se dará também em cinco anos após a comunicação formal dessa intenção à Companhia. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía 58 clientes em sua área de concessão e conectados ao sistema de distribuição que compravam energia de outros fornecedores e que pagam à Companhia a TUSD e os encargos setoriais que lhes cabem. Para mais informações sobre este tópico veja o item 4.1 h "Fatores de Risco – Relacionados à Regulação dos Setores da Economia Onde Atua". Com a migração de grandes clientes (principalmente industriais) para a condição de consumidores livres, a Companhia pode mitigar a perda de receita correspondente mediante a redução de suas compras de energia.

De forma complementar, consumidores com grande capacidade instalada podem, mediante autorização da ANEEL, migrar, às suas expensas, sua conexão para a rede básica, afetando diretamente a rentabilidade da Companhia, pois deixariam de pagar pela tarifa de uso do sistema de distribuição. Embora isso seja um risco em si, os grandes clientes da AES Sul, aptos a migrar para a rede básica já o fizeram. São os clientes do Pólo Petroquímico de Triunfo. Afora estes, a Companhia possui dois clientes conectados em 230 kV, porém, este ativo é da distribuidora e os custos de operação e manutenção e a remuneração do investimento são pagos pelo cliente através de uma anuidade e não através da TUST, conforme autorizado pela ANEEL.

ii. condições de competição no mercado

A Companhia não sofre concorrência no seu ramo de atividade, tendo em vista que sua prestação de serviços ocorre sob o regime de concessão. A Companhia poderá enfrentar concorrência no futuro em novo processo licitatório para renovação de tal concessão. Não obstante, a Companhia acredita ter vantagens competitivas, conforme descritas abaixo, que facilitarão o seu sucesso em eventual licitação.

Como atua em ambiente regulado, as regras de competição desse mercado são restritas, estando sujeitas a variáveis como:

Atividades Restritas: Distribuidoras participantes do Sistema Interliga do Nacional – SIN não podem (i) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (ii) vender energia a consumidores livres, (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (iv) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.

Eliminação do self-dealing: Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30,0% de suas necessidades de energia por meio da aquisição de energia de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia em que empresas afiliadas atuem concomitantemente; e

Limitações à Participação: Em 2008, a ANEEL estabeleceu novas regras à concentração de certos serviços e atividades no setor energético, com base na Resolução 378/09. De acordo com essas regras a ANEEL analisará, quando entender pertinente, os atos e concentrações no âmbito do setor de energia.

A AES Sul está entre as 20 maiores distribuidoras privadas de energia elétrica do Brasil em termos de distribuição de energia, conforme dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, atualizados em dezembro de 2012, e acredita possuir um conjunto de vantagens competitivas que lhe permitem continuamente melhorar sua performance operacional e financeira e enfrentar a concorrência em futuros processos licitatórios. Dentre essas vantagens competitivas destacam-se:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Área de Concessão Diversificada e com Potencial de Desenvolvimento. A Companhia fornece energia elétrica para 1,3 milhão de unidades consumidoras em uma área de concessão com aproximadamente 3,6 milhões de habitantes, abrangendo a região Centro-Oeste do Estado do Rio Grande do Sul, em um total de 118 municípios que vão desde a região metropolitana de Porto Alegre até a fronteira com a Argentina e o Uruguai, no oeste do Estado. De acordo com o IBGE, em 2011, data em que foram divulgadas as últimas informações de PIB por município, a área de concessão da Companhia representava 2,3% do PIB brasileiro e 32% do PIB do Rio Grande do Sul.

Base de Clientes Diversificada, Crescente e Clientes Satisfeitos. A base de clientes da Companhia tem crescido gradativamente desde a privatização, em outubro de 1997. Em 2014, foram adicionados 25,3 mil clientes, em 2012, 28,7 mil novos clientes e, em 2011, 31,6 mil. Em 2014, 308% da energia elétrica transmitida na rede de distribuição da Companhia destinou-se a atender a demanda de seus clientes residenciais, 22% a clientes industriais, 14% a clientes comerciais, 12% a clientes livres que pagam TUSD e 23% de outros clientes.

Administração Experiente. Conforme entendimento da Companhia, os conselheiros e diretores da Companhia possuem vasta experiência no segmento de distribuição e geração de energia elétrica, tanto no setor privado como no público.

Acionistas Importantes e Comprometidos. A Companhia possui como acionista indireta a The AES Corporation (“AES Corporation”), que é uma companhia global que atua na geração e distribuição de energia elétrica. Conforme ranking patrocinado pela revista Fortune, a AES Corporation está listada entre as 200 maiores empresas dos Estados Unidos. Em 2014, detinha e operava mais de US\$39 bilhões em ativos em 18 países, fornecendo aproximadamente 34.732 MW de capacidade de geração, e contando com 8 distribuidoras de energia elétrica. A AES Corporation investe ativamente no Brasil desde 1996 e tem um forte comprometimento com seus negócios na América Latina. A AES Corporation pretende continuar focada na consolidação de suas atividades na região. Em 2014, os negócios da AES Corporation no Brasil representavam cerca de 32,5% de sua receita bruta consolidada. A Companhia acredita que o conhecimento técnico e operacional e a importância dos seus acionistas proporcionam vantagens significativas na administração de suas operações.

Serviço de Alta Qualidade e Confiança. A Companhia acredita fornecer um serviço de alta qualidade e uma grande variedade de serviços de valor agregado para seus clientes, como programas de eficiência energética, gerenciamento de carga e serviços de infraestrutura elétrica. A alta qualidade do serviço da Companhia é um importante diferencial, diminui seu custo de manutenção, melhora a satisfação de seus clientes e a ajuda a reter clientes potencialmente livres. Adicionalmente, a AES Sul participa de duas pesquisas anuais de satisfação de clientes. Uma delas é a Pesquisa da ABRADEE, na qual a Companhia obteve em 2012, 2013 e 2014 os expressivos percentuais de Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 78,4%, 89,4% e 74,8%, respectivamente. Em outra pesquisa de satisfação, o Índice ANEEL de Satisfação do Cliente (IASC), conduzida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Companhia se manteve com resultados muito bons, atingindo 61,0%, 67,3% e 66,1% em 2012, 2013 e 2014, respectivamente.

Reconhecimentos

A Companhia tem sido reconhecida com premiações significativas que traduzem o esforço da administração em transformá-la na melhor empresa de distribuição de energia elétrica do Brasil em consonância com a Visão da Companhia. Abaixo, destacam-se alguns dos prêmios recebidos ao longo do ano de 2014:

- As melhores empresas para se trabalhar – 2014: promovido pelas revistas Você S.A., a AES Sul figurou pela nona vez no ranking das 150 melhores empresa.
- As melhores empresas para começar a carreira – 2014: promovido pelas revistas Você S.A., a AES Sul a foi a única empresa do setor elétrico a entrar no ranking.
- 5ª Melhor Empresa para Trabalhar no Rio Grande do Sul, de acordo com a metodologia mundial Great Place to Work.
- Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ): considerado o maior reconhecimento à excelência em gestão empresarial no Brasil.
- 5ª Melhor empresa para se trabalhar no Rio Grande do Sul de acordo com a metodologia mundial Great Place to Work

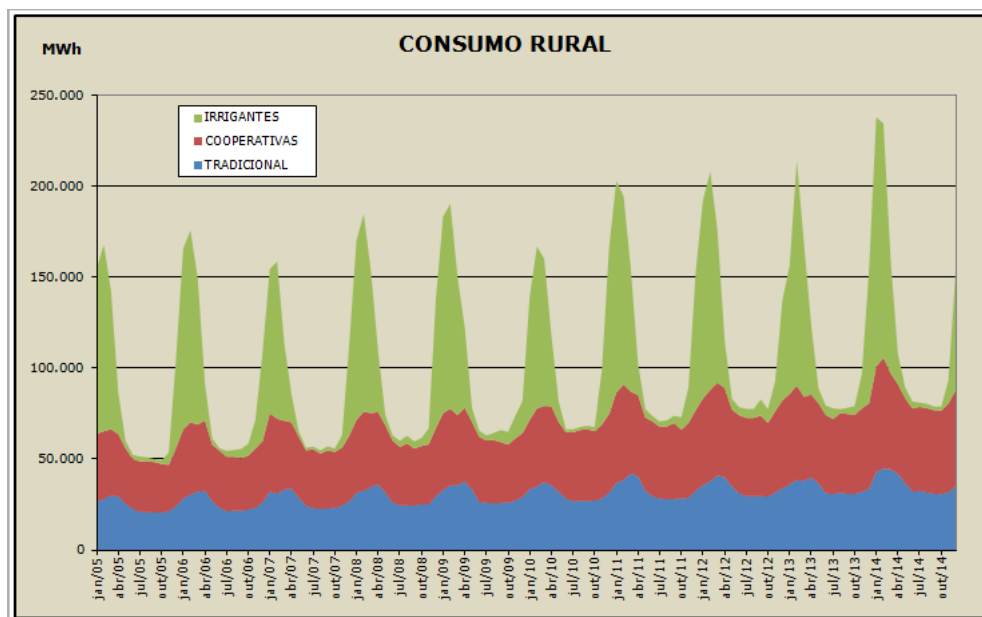
d. Eventual sazonalidade

O comportamento do mercado da Companhia está diretamente relacionado ao crescimento da economia regional, cuja estrutura ainda é muito dependente da produção agropecuária do Estado. Como existem muitas culturas sazonais de significativa representatividade na economia regional (como soja, fumo e arroz irrigado), há um efeito direto nas vendas de energia para esses clientes, o que resulta numa alta sazonalidade no mercado da Companhia. Além das culturas sazonais, como o fumo, existe uma atipicidade no mercado que torna ainda maior a sazonalidade qual seja a utilização de levantes hidráulicos na região da fronteira para a cultura de arroz.

De meados de novembro até março do ano seguinte, o negócio da Companhia apresenta um grande impacto sazonal positivo em função dessa carga dos irrigantes e que pode ser somada ao efeito do clima regional que normalmente apresenta no verão períodos com altas temperaturas. Por outro lado existe o impacto negativo das férias coletivas de parte da indústria, bem como a grande concentração de feriados.

Como resultado final o perfil de vendas da Companhia é de grande sazonalidade e volatilidade em função do clima regional e do desempenho da economia do Estado. Esta sazonalidade pode afetar adversamente o resultado da Companhia, em especial em períodos de grande estiagem que afeta a agropecuária regional ou mesmo períodos de muitas chuvas, o que diminui o consumo de energia elétrica pelos irrigantes. O gráfico abaixo ilustra o comportamento do mercado nos últimos anos demonstrando o consumo histórico da classe rural com destaque para a subclasse irrigante e sua grande sazonalidade.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



- e. principais insumos e matérias primas, informando (i) descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável; (ii) eventual dependência de poucos fornecedores; (iii) eventual volatilidade de seus preços

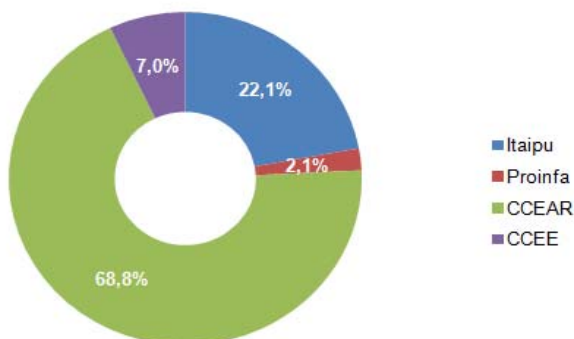
Em 31 de dezembro de 2014, o suprimento de energia da Companhia era composto da seguinte forma: 74,3% proveniente de energia hidroelétrica, 18,1% de energia proveniente de combustíveis fósseis, 4,1% de energia proveniente de combustível nuclear e 3,5% de energia proveniente de fontes alternativas (gás, energia eólica, energia solar e etc.).

- i) descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía quatro tipos básicos de acordos de suprimento: (i) quotas de compra de energia de Itaipu, que se estendem até 2027 e respondiam por 22,1% de seu fornecimento de energia, (ii) quotas de suprimento de energia de projetos do PROINFA equivalentes a 2,1%; e (iii) compras através de Leilão, de Quotas de Angra e de Quotas de Garantia Física que respondiam por aproximadamente 68,8% de seu mercado. Eventualmente a Companhia pode suprir pequenos volumes de energia através de compras na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o chamado mercado *spot*, que correspondeu a 7% em 2014.

A Companhia não pode prever os eventuais efeitos da renegociação das disposições contratuais dos contratos celebrados por ela e mencionados neste item.

As tabelas abaixo demonstram, em números não auditados, as fontes de suprimento de energia da Companhia, volumes e as respectivas tarifas de suprimento vigentes nos períodos de 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012:



7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Montantes em GWh			
fonte	2014	2013	2012
ITAIPU	2.085	2.085	2.101
LEILÃO CCEAR	6.503	6.450	6.525
PROINFA	201	209	214
TOTAL	8.789	8.744	8.840

R\$/MWh			
fonte	2014	2013	2012
ITAIPU	133,05	121,30	104,98
LEILÃO CCEAR	205,79	146,43	112,99
PROINFA	274,72	252,44	173,65

* o PROINFA é valorado como Encargo e não é considerado como custo de compra de energia

Em 30 de julho de 2004, o governo editou regulamentação relativa à compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) e no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Essa regulamentação inclui regras referentes aos leilões, aos contratos de comercialização de energia e ao método de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica aos consumidores finais.

De acordo com as diretrizes dessa regulamentação:

- (i) todas as distribuidoras devem garantir a contratação de toda a energia (e potência) necessária para o atendimento de 100,0% de seus mercados ou cargas; e
- (ii) os agentes vendedores de energia devem fornecer suporte comprobatório (lastro) por meio de garantia física de usinas próprias ou de contratos de compra e venda de energia com terceiros. Os agentes que não cumprirem tais exigências estão sujeitos a multas impostas pela ANEEL, por meio da CCEE, conforme procedimentos vigentes.

Desde 2005, os autoprodutores, distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres são obrigados a notificar o Ministério de Minas e Energia (“MME”), até 1º de agosto de cada ano, a respeito de suas necessidades de contratação de energia para cada um dos cinco anos subsequentes. As distribuidoras devem, ainda, definir os montantes a serem contratados por meio dos leilões, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do MME. Além disso, as empresas de distribuição são obrigadas a especificar a parte do montante que pretendem contratar para atender seus consumidores potencialmente livres, ou seja, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção.

Uma das principais diretrizes do processo de implementação do novo modelo do setor elétrico consiste na obrigação de que as concessionárias de distribuição adquiram energia através do ambiente regulado. De acordo com o Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, os agentes de distribuição devem comprar energia para atendimento de seus mercados de consumidores cativos por meio dos leilões de energia elétrica realizados no ACR.

O MME estabelece o montante total de energia a ser comercializado no ACR e a lista das instalações de geração que terão permissão para participar dos leilões a cada ano.

Os Leilões de Energia Elétrica

A regulamentação determina que as empresas de distribuição de energia cumpram suas obrigações de fornecimento de energia basicamente por meio de leilões públicos, em conformidade com os procedimentos descritos abaixo.

Além desses leilões e de contratos celebrados anteriormente à vigência da Lei do Novo Mercado do Setor Elétrico, a empresa de distribuição pode comprar energia de (i) geração distribuída, empresas de geração ligadas diretamente à rede da empresa de distribuição que não sejam hidrelétricas com capacidade maior que 30 MW e algumas companhias geradoras térmicas, e, compulsoriamente, de (ii) projetos de geração de energia participantes da fase inicial do PROINFA, (iii) Itaipu Binacional e (iv) Angra I e II.

Os editais para os leilões serão preparados pela CCEE, em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME, notadamente a utilização do critério de menor tarifa no julgamento.

Cada empresa geradora que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada empresa distribuidora, proporcionalmente à demanda estimada da distribuidora. Os prazos dos CCEAR referentes aos leilões “A-5” e “A-3” irão variar entre 15 a 30 anos, dependendo do produto ofertado; já CCEAR decorrentes de leilões “A-1” terão duração entre 5 e 15 anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado, por sua vez, ficam limitados ao prazo de dois anos.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Desde 2005, todas as geradoras, distribuidoras, comercializadoras, geradores independentes e consumidores livres devem encaminhar à ANEEL, em 1º de agosto de cada ano, informações sobre a demanda estimada ou geração estimada de energia, conforme o caso, para os 5 anos subsequentes.

Importante mencionar que o MME define a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão o processo licitatório de contratação de energia de novos empreendimentos.

Leilões de Energia Existente

Os leilões de energia existente estão previstos no artigo 19 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, com redações modificadas pelos Decretos n.º 5.271/04, 5.499/05, 7.129/10, 7.317/10, 7.521/11 e 7.850/12. Os leilões de energia existente complementam os contratos de energia nova para cobrir 100% da carga. Seu objetivo é recontratar periodicamente a energia existente, por meio de leilões anuais de contratos com duração de 3 a 15 anos. A entrega da energia é feita a partir do ano seguinte ao leilão e por esta razão este leilão é chamado de A-1. Os leilões A-1 possuem limites mínimos e máximos de compra de energia definidos no Decreto nº 5.163/04.

Além da duração, os contratos de energia existente têm outras características especiais que os diferenciam dos contratos de energia nova: a quantidade de energia existente contratada pode ser reduzida, em qualquer momento, em caso de redução da carga da distribuidora devido à migração de consumidores cativos para o mercado livre. Adicionalmente, a quantidade de energia contratada pode ser reduzida, a critério da distribuidora, em até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às projeções de demanda.

A tabela abaixo ilustra, em números não auditados, a participação da Companhia nos leilões de energia existente realizados até 31 de dezembro de 2014.

LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE						
Leilão	Data	Produto	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Total Negociado (R\$)	MWh Negociados	Participação da Sul (%)
1º Leilão	07/12/2004	2005-08	57,51	482 milhões	8.393.256	1,32%
		2006-08	67,33	1,4 bilhão	21.678.764	4,56%
		2007-08	75,46	225 milhões	2.943.337	3,58%
2º Leilão	02/04/2005	2008-08	83,13	222 milhões	2.671.526	2,88%
4º Leilão	11/10/2005	2009-08	94,91	73 milhões	772.086	0,94%
8º Leilão	30/11/2009	2010-QTDE05*	99,14	119 milhões	1.198.192	32,94%
		2010-DISP05*	80,00	1,1 milhão	14.436	
10º Leilão	30/11/2011	2012-QTDE03	79,99	0,4 bilhão	5.129.280	4,23%
12º Leilão	17/12/2013	01/2014 à 12/2016	166,60	323 milhões	1.941.631	5,20%
13º Leilão	30/04/2014	05/2014 à 12/2019	268,33	1,2 bilhão	4.728.191	4,65%
14º Leilão	05/12/2014	2015-QTDE05	-	-	-	-
		2015-QTDE03	201,00	86 milhões	429.634	4,64%
		2015-DISP03	191,99	63 milhões	329.548	4,64%

* Q (Contrato na modalidade quantidade de energia) , D (Contrato na modalidade disponibilidade de energia)

Leilões de Energia Nova

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

LEILÃO DE ENERGIA NOVA						
Leilão	Data	Produto	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Total Negociado (R\$)	MWh Negociados	Participação da Companhia (%)
1º Leilão	16/12/2005	2008-H30	106,95	90 milhões	843.402	4,52%
		2008-T15	132,26	440 milhões	3.332.031	4,52%
		2009-H30	114,28	37 milhões	331.372	2,74%
		2009-T15	129,26	398 milhões	3.079.316	2,74%
		2010-H30	115,04	871 milhões	7.574.714	3,24%
2º Leilão	29/06/2006	2010-T15	121,81	447 milhões	3.672.666	3,24%
		2009-H30	126,77	1,3 bilhão	11.037.219	4,08%
4º Leilão	26/07/2007	2009-T15	132,39	464 milhões	3.510.546	4,08%
		2010-T15	134,67	931 milhões	931.277	0,54%
5º Leilão	16/10/2007	2012-H30	129,14	690 milhões	5.344.814	2,84%
		2012-T15	128,37	766 milhões	5.968.998	2,84%
6º Leilão	17/09/2008	2011-OF15	128,42	3,6 bilhões	28.542.455	20,17%
7º Leilão	30/09/2008	2013-H30	98,98	24 milhões	243.801	0,77%
		2013-OF15	145,23	439 milhões	3.026.085	0,77%
12º Leilão	17/08/2011	2014-H30	102,00	5,6 milhões	54.742.624	2,63%
		2014-T20	102,09	23 bilhões	230.767.234	2,63%
13º Leilão	20/12/2011	2016-H30	91,20	75 milhões	823.010	3,83%
		2016-T20	102,18	333 milhões	3.175.185	3,83%
15º Leilão	14/12/2012	2017-H30	93,46	186 milhões	1.995.778	5,04%
		2017-OF20	87,94	118 milhões	1.339.414	5,04%
16º Leilão	29/08/2013	2018-H30	144,48	86 milhões	755.146	0,90%
		2018-DISP25	135,58	101 milhões	746.397	0,90%
17º Leilão	01/11/2013	2016-DISP20	124,43	145 milhões	1.171.146	2,00%
18º Leilão	13/12/2013	2018-H30	94,40	92 milhões	972.530	0,71%
		2018-DISP25	120,00	161 milhões	1.343.306	0,71%
20º Leilão	28/11/2014	2019-DISES	136,00	128 milhões	941.290	1,29%
		2019-DISP	205,19	1,3 bilhão	6.529.720	1,29%
		2019-H30	161,89	13 milhões	80.618	1,29%

Segundo a regulamentação em vigor, cabe à ANEEL promover, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), observando as normas gerais de licitações e concessões e as diretrizes fixadas pelo MME, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados. Os leilões de energia nova ("EM") têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras. Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (15 ou 20 anos para termelétricas e 30 anos para hidrelétricas) são oferecidos aos geradores candidatos.

A cada ano, dois tipos de leilões de Energia Nova são realizados: (i) Leilão Principal (A-5), que oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação em 5 anos após o leilão. Assim, com estes prazos, este contrato viabilizará ao investidor vencedor do leilão obter o *project finance*, e oferece o tempo necessário para construção da nova planta; (ii) Leilão Complementar (A-3), que oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos. Neste caso, porém, as usinas devem entrar em operação 3 anos após o leilão. O objetivo é a criação de um complemento para o leilão A-5 realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda. Cabe ressaltar que o processo de leilão é conduzido separadamente de acordo com o tipo de empreendimento: se termelétrico ou hidrelétrico.

A sistemática destes leilões de energia determina que as distribuidoras devem declarar sua demanda para os referidos anos de suprimento, sendo as demandas individuais agregadas para a formação de um pool comprador de energia elétrica. A alocação da quantidade de energia a ser demandada de fonte termelétrica ou hidrelétrica é estabelecida pelo MME, que fixa uma fração de energia elétrica mínima a ser demandada de fontes de geração termelétrica, com o intuito de diversificar a matriz energética nacional no longo prazo de tal maneira a atingir os objetivos de diversificação estabelecidos no Plano Decenal de Energia Elétrica. A parcela remanescente é atendida por projetos de fonte hidrelétrica. Sendo assim, dentro de cada fonte de geração, são selecionados aqueles projetos cujas propostas de preço de venda de energia elétrica futura sejam os menores, mas sempre respeitando o percentual mínimo de energia advinda de cada fonte conforme estabelecido pelo MME para cada leilão. Estes projetos vão sendo gradativamente selecionados até que o montante de oferta agregada de energia seja suficiente para atender à demanda do pool comprador.

Especificamente, para a classificação dos empreendimentos de fonte termelétrica, os preços ofertados em leilão são baseados em um Índice de Custo- Benefício (ICB), que leva em consideração o custo associado à previsão de despacho das usinas. O preço efetivo da energia é composto por uma Remuneração Fixa (RF) em R\$/ano, que compensa seu investimento e demais custos fixos e por uma remuneração variável que inclui o reembolso dos custos operativos da usina, quando ela é despachada pelo ONS ou os custos de compra de energia no mercado de curto prazo, quando a usina não é acionada pelo ONS. Portanto, o ICB resultante do leilão é um preço de referência, que pode ser diferente do valor efetivamente pago pelas distribuidoras às usinas contratadas. Como exemplo, em 2010, o preço médio efetivo de contratação de energia nova foi de R\$ 96,78/MWh. Em 2011, R\$ 72,05/MWh decorrente da situação hidrológica favorável que exigiu menor utilização das usinas térmicas e em 2012 R\$ 136,14/MWh. Em 2014, o preço médio efetivo de energia nova foi de R\$ 236,12/MWh refletindo um maior nível de despacho das usinas térmicas, reflexo da política operativa do ONS.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Finalmente, independente da fonte de geração, a distribuidora conta com a possibilidade do repasse integral dos custos de aquisição de energia às tarifas de fornecimento, desde que tenham sido respeitados os limites de contratação de energia constantes no Decreto 5.163/2004. Até a presente data, a Companhia assegurou o repasse integral dos custos de aquisição de energia às suas tarifas de fornecimento.

A tabela abaixo ilustra, em números não auditados, a participação da Companhia nos leilões de energia nova realizados até 31 de dezembro de 2014.

Leilões de Ajuste

Esse tipo de leilão tem o objetivo de fazer um “ajuste fino” entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos e são realizados três ou quatro vezes ao ano, com entrega para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como “A0”. A distribuidora poderá comprar até 1% do total de sua energia contratada por meio dos leilões de ajuste. Da mesma forma que os contratos de geração distribuída, os custos de aquisição desta energia também serão limitados para efeitos de repasse para os consumidores cativos pelo Valor de Referência (VR) a ser descrito mais a frente.

A tabela abaixo ilustra, em números não auditados, a participação da Companhia nos leilões de ajuste de energia até 31 de dezembro de 2014.

Leilão	Data	Produto	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Total Negociado (R\$)	MWh Negociados	Participação da Companhia (%)
9º Leilão	20/02/2009	2009 - 04 meses IS 01/03/09	145,44	-	-	-
		2009 - 07 meses IS 01/06/09	145,17	-	-	-
		2009 - 10 meses IS 01/03/09	145,77	12 milhões	84.445	1,0%
11º Leilão	30/09/2011	2011 - 03 meses SE IS 01/10/11	56,13	-	-	12%
		2012 - 12 meses SE IS 01/01/12	67,50	-	-	
		2011 - 03 meses S IS 01/10/11	54,74	4,7 milhões	87.177	
		2012 - 12 meses S IS 01/01/12	73,63	-	-	
12º Leilão	29/03/2012	2012 - 03 meses IS 01/04/12	-	-	-	-
		2012 - 09 meses S IS 01/04/12	142,46	12,7 milhões	89.086	100%
		2012 - 06 meses IS 01/07/12	-	-	-	-

Leilões de Energia de Fontes Alternativas

Além dos leilões de energia nova e existente, o MME pode periodicamente organizar também leilões específicos para contratar energia de fontes alternativas (biomassa, PCH, eólica e solar). Contratos padronizados de longo prazo (10-30 anos) são oferecidos e a sistemática do leilão é similar à dos leilões A-3 e A-5.

Leilões de Geração Distribuída (GD)

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de geração distribuída localizada em sua área de concessão (tensões abaixo de 230 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar do processo, o gerador deve respeitar algumas restrições: (i) mínima eficiência para empreendimentos termelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), (ii) limite máximo de capacidade de 30MW para hidrelétricas, entre outros.

Leilões Especiais

A legislação atual também permite o governo a realizar alguns leilões especiais, destinados a atender propósitos específicos de política energética. Estes leilões são realizados para estimular competição entre tecnologias específicas, competição para uma tecnologia específica ou para um projeto específico. Eles são discutidos a seguir:

A legislação atual também permite o governo a realizar alguns leilões especiais, destinados a atender propósitos específicos de política energética. Estes leilões são realizados para estimular competição entre tecnologias específicas, competição para uma tecnologia específica ou para um projeto específico. Eles são discutidos a seguir:

Leilão de Projetos Estruturantes

A atual legislação dá direito ao governo promover leilões de projetos específicos que são considerados estratégicos para o País. Este é o caso, por exemplo, dos leilões das usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, leiloadas em dezembro de 2007 e maio de 2008, respectivamente.

A tabela abaixo ilustra, em números não auditados, a participação da Companhia nesse tipo de leilões ocorridos até 31 de dezembro de 2014.

Evento	Data	Produto	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Negociado Total (R\$)	MWh Negociados	Participação da Companhia(%)
--------	------	---------	-----------------------	------------------------------	----------------	------------------------------

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Santo Antônio	10/12/2007	2012-H30	78,87	850 milhões	10.779.379	2,84%
Jirau	19/5/2008	2013-H30	71,37	201 milhões	2.817.471	0,81%

Leilões de Energia de Reserva

O governo ainda pode realizar leilões especiais para contratação de energia de reserva. Esses leilões são totalmente definidos pelo governo (desenho, tipo de energia a ser contratada, demanda do leilão, etc.) e o objetivo principal é aumentar a segurança e a garantia de fornecimento de eletricidade no país. O primeiro leilão de reserva ocorreu em 30 de Abril de 2008 e contratou exclusivamente energia de biomassa de cana-de-açúcar para entrega em 2009 e 2010. O segundo leilão de reserva ocorreu em 14 de Dezembro de 2009 e contratou exclusivamente energia eólica para entrega em Julho de 2012 e por um período de 20 anos. O Leilão de Reserva 2010 foi realizado em 26 de agosto de 2010 e contratou 1.206,6 MW de capacidade instalada, divididas em eólicas, biomassa (bagaço de cana) e pequenas hidrelétricas. Em 18 de agosto de 2011, o Leilão de Reserva 2011 contratou 1.218,1 MW de capacidade instalada, através de 41 empreendimentos eólicos e termelétricas à biomassa (bagaço-de-cana e resíduos de madeira).

Programa Prioritário de Termelétricas (PPT)

Em 2000, foi criado o Programa Prioritário de Termelétricas ("PPT"), com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua forte dependência de usinas hidrelétricas. Os benefícios concedidos a usinas termelétricas nos termos do PPT incluem: (1) fornecimento garantido de gás por 20 anos, (2) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia produzida por usinas termelétricas serão transferidos aos consumidores até o limite do valor normativo determinado pela ANEEL, e (3) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

A Lei nº 10.438/2002, em seu Art. 3º instituiu o Programa de Incentivo às Fontes alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Referida Lei resultou do processo de conversão da Medida Provisória nº14 de 21 de dezembro de 2001. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("PROINFA"), com o objetivo de criar certos incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica e biomassa e PCHs. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes alternativas durante o período de 20 anos e a repassa para consumidores livres e distribuidoras. Estes, por sua vez, incumbem-se de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, à exceção dos consumidores de baixa renda. O BNDES aprovou a abertura de uma linha de crédito específica para projetos incluídos no PROINFA, podendo financiar até 80% dos custos de construção das usinas inseridas no programa. A primeira fase do PROINFA teve por objetivo a inserção de 3.300 MW de fontes alternativas, distribuídos igualmente por cada uma das fontes eólica, PCHse biomassa. A segunda fase, ainda não regulamentada, prevê que as fontes alternativas atendam a 10,0% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País em 20 (vinte) anos. A maioria dos projetos que foram qualificados para os benefícios oferecidos pelo PROINFA entraram em operação a partir de 30 de dezembro de 2008.

Em 2008, o Governo Federal regulamentou a contratação de energia de reserva, instituída pela Lei do Modelo do Setor Elétrico, destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Até o momento foram realizados 2 leilões de energia de reserva, um exclusivo para energia de fonte de biomassa e outro de fonte eólica.

Redução do Nível de Energia Contratada

O Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, que regula a comercialização de energia de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que empresas de distribuição reduzam seus CCEARs de energia existente nos seguintes casos: (i) para compensar a saída de consumidores potencialmente livres do Ambiente de Contratação Regulada, conforme declaração de necessidade de contratação encaminhada ao MME, (ii) até 4,0% ao ano do montante inicialmente contratado devido a outras variações de mercado e (iii) na hipótese de aumentos nos montantes de energia adquirida nos termos dos contratos firmados antes de 17 de março de 2004.

As circunstâncias em que a redução do nível de energia contratada ocorrerá devem ser devidamente estabelecidas nos CCEARs, e podem ser exercidas a critério exclusivo da empresa de distribuição e em conformidade com as disposições descritas acima e regulamentação da ANEEL.

ii) eventual dependência de poucos fornecedores

A Companhia não tem dependência de fornecedores, pois pode adquirir energia de todos os geradores nacionais de energia por meio do sistema de leilão que lhe dá acesso ao mercado regulado nacional.

iii) eventual volatilidade de seus preços

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu a contratação de compra de energia por meio de leilões em um esforço para reestruturar o setor de energia elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. A referida lei introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando (i) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e (ii) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica.

Os preços da energia produzida são regulamentados, sendo, assim, improvável a ocorrência de alta volatilidade nos preços praticados pelos produtores de energia elétrica.

No que diz respeito às quotas de compra de energia de Itaipu, destaque-se que as obrigações de compra da Companhia com Itaipu são vinculadas ao Dólar e, portanto, a Companhia está exposta ao risco das taxas de câmbio em caso de valorização do Dólar frente ao Real, dessa forma impactando seu custo. Porém, as variações da taxa de câmbio desse contrato são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variação de

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. A fórmula de Reajuste Anual de Tarifa estabelecida pelo Contrato de Concessão juntamente como mecanismo de conta de rastreamento de CVA criado em resposta ao Plano de Racionamento representam uma compensação pelos impactos financeiros de variações de componentes da Parcela A registradas entre as datas de Reajuste Anual de Tarifa.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

Não há clientes individualmente responsáveis por mais de 10% da receita líquida total da Companhia.

A Companhia possui uma base de clientes diversificada, que consiste principalmente em clientes residenciais e industriais, proporcionando razoável estabilidade em caso de declínios econômicos. O segmento de energia residencial é atualmente seu segmento mais lucrativo.

- Clientes Residenciais. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía aproximadamente 1.082,8 mil de clientes residenciais, cujo consumo representou 30%, 28% e 27% do volume total de energia nos anos de 2014, 2013 e 2012, respectivamente, e 39%, 37% e 35% de suas receitas, respectivamente, durante esses períodos;
- Clientes Industriais. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía aproximadamente 7,8 mil clientes industriais, que incluem usuários de grandes volumes de energia, representando 33%, 35% e 35% do volume total de energia nos anos de 2014, 2013 e 2012, respectivamente, e 24%, 25% e 27% de suas receitas, respectivamente, durante esses períodos;
- Clientes Comerciais. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía aproximadamente 85,6 mil clientes comerciais, o que inclui empresas de varejo, escritórios, bancos, empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais representando 14%, 14% e 14% do volume total de energia nos anos de 2014, 2013 e 2012, respectivamente, e 18%, 18% e 18% de suas receitas, respectivamente, durante esses períodos;
- Clientes Livres: Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía 58 clientes livres. No total, esse conjunto de clientes representou 12%, 12% e 8% do volume total de energia vendida nos anos de 2014, 2013 e 2012, respectivamente, bem como 2%, 2% e 2% de suas receitas durante esses períodos;
- Outros Clientes: Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía aproximadamente 119,4 mil de outros clientes, o que inclui clientes como iluminação pública, poderes públicos, rurais, etc., representando 23%, 23% e 24% do volume total de energia nos anos de 2014, 2013 e 2012, respectivamente, e 17%, 18% e 18% de suas receitas, respectivamente, durante esses períodos.

Análise da Demanda

As tabelas a seguir demonstram, em números não auditados, a representatividade de cada um dos principais grupos de clientes do mercado cativo da companhia em energia vendida, receitas e número de consumidores. Demonstra-se, também, o número de clientes de cada uma dessas classes. Não estão incluídos os clientes livres.

Mercado Faturado – GWh

Classes	2014		2013		2012	
Residencial	2.812	30%	2.516	28%	2.416	27%
Comercial	1.340	14%	1.228	14%	1.249	14%
Industrial	2.062	22%	2.086	23%	2.346	27%
Livres (1)	1.108	12%	1.049	12%	737	8%
Outros (2)	2.208	23%	2.097	23%	2.101	24%
Total	9.530	100%	8.976	100%	8.852	100%
Industrial Total	3.132	33%	3.106	35%	3.083	35%

Número de Consumidores

Classes	2014		2013		2012	
Residencial	1.082.787	84%	1.055.942	83%	1.027.167	83%
Comercial	85.568	7%	85.807	7%	85.748	7%
Industrial	7.839	1%	8.035	1%	8.175	1%
Livres (1)	58	0%	54	0%	29	0%
Outros (2)	119.446	9%	120.548	9%	118.815	9%
Total	1.295.698	100%	1.270.386	100%	1.239.934	100%

Mix de Distribuição da Receita* para Clientes Cativos

Classes	2014		2013		2012	
Residencial	848.750	39%	660.732	37%	773.361	35%
Comercial	393.046	18%	313.761	18%	392.308	18%
Industrial	526.214	24%	437.737	25%	595.440	27%
Livres (1)	42.582	2%	40.706	2%	46.077	2%
Outros (2)	340.386	16%	320.518	18%	384.407	18%
Total	2.150.978	100%	1.773.454	100%	2.191.594	100%
Industrial (Total)	566.421	26%	478.443	27%	641.517	29%

* receita faturada sem Impostos

A tabela acima considera dados de mercado em R\$ (importe) de relatórios gerenciais.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

1 "Livres" são os clientes que compram energia de outros participantes do mercado fora do ambiente regulado, mas que se utilizam do serviço de distribuição e da rede da Companhia para adquirir a energia comprada de outros fornecedores. Para mais informações sobre o que são clientes livres, veja nota de rodapé no item 4.1 h deste Formulário de Referência.

2 "Outros" significa consumidores rurais, poderes públicos federal, estadual e municipal, iluminação pública e serviço público.

Como se pode ver nas tabelas acima, nos últimos três anos, o mix de energia vendida para cada uma das três principais classes tem apresentado variações na sua participação basicamente em função dos hábitos de consumo de clientes das classes que variam muito com o clima tanto pelos períodos com altas temperaturas, principalmente os residenciais e comerciais, pelos períodos de seca ou excesso de chuvas especialmente na classe rural e pelo desempenho da economia influenciando diretamente a classe industrial. Tais fatores resultam numa redistribuição entre as classes do mix de energia vendida. A queda do valor faturado em 2013 foi devido à redução nos valores das tarifas naquele ano.

O único segmento operacional de atuação da Companhia é o de distribuição de energia elétrica, sendo ele, portanto, o único afetado pelas receitas provenientes dos clientes.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme contrato de concessão de número 012/97, celebrado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) em 06 de Novembro de 1997, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 06 de Novembro de 2027 (“Contrato de Concessão”).

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estando sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e do Ministério de Minas e Energia (“MME”). A Companhia também está sujeita aos termos de seu contrato de concessão de número 012/97, celebrado com a ANEEL em 06 de Novembro de 1997, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 06 de Novembro de 2027, sendo que atividade operacional da Companhia depende exclusivamente dos direitos outorgados no âmbito do Contrato de Concessão (“Contrato de Concessão”). Nesse contexto regulação estatal provoca efeitos relevantes sobre as atividades da Companhia, regendo a concessão a ela outorgada, as tarifas que compõem sua receita, as tarifas e encargos a que está sujeita no exercício de sua atividade bem como as regras de compra de energia pela Companhia e os programas desenvolvidos para a diversificação da matriz energética brasileira.

Serão apresentadas a seguir as principais características da regulação do Setor Elétrico Brasileiro, no qual a Companhia atua, bem como as autoridades e penalidades estabelecidas pela regulação estatal para monitorar e contribuir para implantação do modelo de setor elétrico estabelecido, fundamentalmente, pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004 (“Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”).

Em seguida, serão descritas as regras tarifárias e os encargos setoriais aos quais a Companhia está sujeita, incluindo as normas de reajuste tarifários. Por fim, serão destacadas as normas que regem a concessão outorgada à Companhia para o exercício de suas atividades.

Para informações adicionais sobre efeitos da regulação estatal sobre as atividades da Companhia, em especial, sobre o processo de produção, distribuição e compra de energia elétrica, vide item 7.3 deste Formulário de Referência.

O setor elétrico brasileiro

Considera-se como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente, e criou os chamados contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época.

Outro marco importante na reforma do setor foi a Lei nº 9074/95, que estimula a participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIW) e estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com o conceito de consumidor livre, que é o consumidor que atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Os trabalhos do Projeto RE-SEB definiram as bases conceituais que deveriam nortear o desenvolvimento do setor elétrico. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. Concluído em 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Acrescente-se ainda que a Lei nº 9427/96, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL veio a substituir (em parte) o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), recebendo deste o acervo técnico e patrimonial, as obrigações, os direitos e receitas, exceto aquelas decorrentes da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica (§1º do art. 20 da Constituição Federal). O acervo e a administração dos assuntos vinculados ao uso das águas, de competência do antigo DNAEE, não foram transferidos para a ANEEL: parte foi transferida para o MME (a rede hidrométrica e atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidráulica) e parte, posteriormente para a Agência Nacional de Águas (ANA).

As maiores diferenças entre a ANEEL e o antigo DNAEE, podem ser resumidas em: (i) Autonomia –instituída como autarquia, a ANEEL dispõe de autonomia de ação (patrimonial, administrativa e financeira), desde que cumpridas as determinações legais, as políticas e diretrizes setoriais; (ii) Gestão – existem dispositivos legais para a escolha e especialmente para a destituição dos dirigentes da ANEEL, o que garante desvinculação da gestão administrativa da Agência em relação ao Poder Executivo; e (iii) Receita – a garantia de receita própria, decorrente especialmente da taxa de fiscalização, desvinculada a execução orçamentária da ANEEL da existência ou não de disponibilidade de recursos no orçamento da União.

Em 1998, foi promulgada a Lei nº 9.648, ou a Lei do Setor Energético, com vistas a revisar a estrutura básica do setor elétrico. A Lei do Setor Energético determinou:

- a criação de um órgão autoregulador responsável pela operação do mercado de energia de curto-prazo, ou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (mais tarde substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), que substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados;
- a exigência de que as empresas de distribuição e geração fizessem contratos de fornecimento de energia inicial, ou os contratos iniciais, em geral compromissos do tipo take or pay, a preços e volumes previamente aprovados pela ANEEL. O principal objetivo dos contratos iniciais era garantir que as empresas de distribuição tivessem acesso a um fornecimento estável de energia a preços que lhes assegurassem uma taxa mínima de retorno durante o período de transição (2002 a 2005), levando ao estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;
- a criação do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, uma entidade de direito privado sem fins lucrativos responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do SIN;
- o estabelecimento de processos de licitação pública para concessões para construção e operação de usinas de energia elétrica e instalações de transmissão;
- a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (desverticalização);
- o estabelecimento de restrições de concentração da titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e
- a nomeação do BNDES como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

Em 2001, o Brasil enfrentou uma grave crise de abastecimento de energia que durou até o fim de fevereiro 2002. Como resultado, o Governo Federal implantou medidas que incluíram:

- um programa para racionamento de consumo de energia nas regiões mais adversamente afetadas, a saber as regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil; e
- a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE que estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica pela Medida Provisória nº 2147 de 15 de maio, com objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. O CGE aprovou uma série de

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

medidas emergenciais que estabeleceram metas para reduzir o consumo de energia pelos consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões afetadas, por meio de regimes tarifários especiais.

Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o racionamento de energia em consequência do grande aumento no fornecimento (em virtude de um aumento significativo nos níveis dos reservatórios) e de uma redução moderada na demanda. O Governo Federal promulgou novas medidas em abril de 2002 que, entre outras coisas, determinou um reajuste tarifário extraordinário para compensar as perdas financeiras incorridas pelas fornecedoras de energia como resultado do racionamento obrigatório.

Adicionalmente, o Governo Federal, por meio do BNDES, lançou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica em novembro de 2002, e o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, ou Programa de Capitalização, em setembro de 2003, com o objetivo de oferecer apoio financeiro ao refinanciamento das dívidas das empresas de distribuição, para compensá-las pela perda de receitas resultantes do Racionamento, da desvalorização do Real frente ao Dólar e dos atrasos na aplicação dos reajustes tarifários durante 2002.

Em 2002, novas mudanças foram introduzidas por meio da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, (a) proibiu as concessionárias de oferecerem bens vinculados à concessão, os direitos dela emergentes e qualquer outro ativo que possa comprometer suas respectivas concessões em garantia de operação destinada a atividade distinta de sua concessão; e (b) autorizou a criação de subvenção econômica para outorga de benefícios tarifários aos consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda, dentre outras providências.

O Governo Federal estabeleceu, ainda, regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, o qual consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas às condições regulamentares exigidas. A ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da distribuidora.

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848/2004, e pelo Decreto nº 5163/04. Tratou-se de um esforço para reestruturar o Setor de Energia Elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004 e está sujeita à regulamentação posterior emitida pela ANEEL e pelo MME, conforme detalhado mais adiante.

As leis 10.847 e 10.848 introduziram regras como a competição nos leilões de novos empreendimentos pelo menor valor da tarifa para o consumidor. O critério substituiu o anterior que privilegiava o maior ágio pago ao Governo. As usinas passam a ser licitadas com a concessão da licença prévia. Contratos de longo prazo e a compra centralizada contribuem para maior segurança do abastecimento. O setor público reassume o planejamento do setor elétrico e cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) substituiu os antigos Mercado Atacadista de Energia e Mercado Brasileiro de Energia e assume a liquidação dos contratos de compra e venda de energia elétrica e o sistema para aquisição de eletricidade em conjunto pelas distribuidoras.

A Lei 10.848/04, também denominada Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando (1) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica. As principais características da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- Criação de dois ambientes paralelos que definem a comercialização de energia elétrica, quais sejam (i) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e (ii) o Ambiente de contratação Livre (ACL).
- Os agentes de geração, sejam concessionários de serviços público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração. Adicionalmente, todos os contratos, sejam no ACR ou no ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação da diferenças no mercado de curto prazo.
- Restrições a certas atividades das distribuidoras, de forma a garantir que estejam voltadas apenas a seu principal negócio a fim de assegurar serviços mais eficientes e confiáveis a seus consumidores, incluindo a proibição da venda de eletricidade pelas distribuidoras aos consumidores livres a preços não regulados.
- Cumprimento dos contratos assinados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a fim de proporcionar estabilidade às transações realizadas antes de sua promulgação.
- Proibição de as distribuidoras venderem eletricidade fora do ACR;
- Exclusão da Eletrobrás e de suas subsidiárias do Plano Nacional de Desestatização (programa criado pelo governo em 1990), visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

Ambiente De Contratação Regulada – ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, empresas de distribuição compram energia, visando atender à carga dos consumidores cativos, por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela CCEE. Compras de energia são feitas por meio de duas modalidades: (1) Contratos na modalidade “Quantidade de Energia” (CCEAR por Quantidade), e (2) Contratos na modalidade “Disponibilidade de Energia” (CCEAR por Disponibilidade).

(1) Contratos na modalidade “Quantidade de Energia”: a vendedora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. Cabe acrescentar ainda que os volumes anuais dos CCEARs são definidos no leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação da energia para efeito de contabilização na CCEE.

(2) Contratos na modalidade “Disponibilidade de Energia”: a vendedora compromete-se a disponibilizar uma determinada capacidade de geração ao Ambiente de Contratação Regulada. Nesse caso, a receita da geradora está garantida e possíveis riscos hidrológicos são imputados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão. Entretanto, a legislação vigente prevê que eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras deverão ser repassados aos consumidores por meio das tarifas. Acrescente-se ainda que os volumes anuais dos CCEARs por disponibilidade são definidos nos leilões que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização na CCEE.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a previsão de mercado de cada Distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema e as Distribuidoras são obrigadas a celebrar contratos para garantir o atendimento de 100,0% de suas necessidades projetadas de energia, e não mais os 95,0% estabelecidos pelo modelo anterior. O não atendimento da totalidade dos seus requisitos pode resultar em penalidades às Distribuidoras.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

No Ambiente de Contratação Livre a energia elétrica é comercializada entre agentes de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Nesse ambiente há liberdade para se estabelecer algumas condições contratuais, como volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços e vigência do contrato, sendo as transações pactuadas através de contratos bilaterais.

Acrescente-se ainda a existência da figura do consumidor parcialmente livre que é o consumidor livre que exerce a opção de contratar parte das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade com a distribuidora local, nas mesmas condições reguladas aplicáveis a consumidores cativos, incluindo tarifas e prazos.

Consumidores potencialmente livres são aqueles cuja demanda excede 3 MW, em tensão, igual ou superior a 69 kV ou em qualquer nível de tensão, se o fornecimento teve início após a edição da Lei 9.074/95. Estes consumidores potencialmente livres poderão optar por mudar de fornecedor de eletricidade, desde que notifiquem a distribuidora a respeito de sua intenção de rescindir o contrato, com antecedência mínima de 15 dias da data limite para a distribuidora indicar suas necessidades para próximo leilão de energia, ressalva das disposições contratuais sem contrário. Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser servidos por fornecedores, que não sua empresa local de distribuição, contratando energia de empreendimentos de geração por fontes incentivadas, tais como eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo Ambiente de Contratação Livre, nos termos estabelecidos pela Lei 9.074/95, este somente poderá retornar ao ambiente regulado se notificar seu distribuidor local com cinco anos de antecedência, ou em menor prazo a critério do distribuidor. Tal exigência prévia busca garantir que, se necessário, a distribuidora tenha tempo hábil para contratar o suprimento da energia necessária para atender o regresso de consumidores livres ao Ambiente de Contratação Regulada. A fim de minimizar os efeitos resultantes da migração de consumidores livres, as distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratado junto à geradoras, por meio dos CCEARs de energia oriunda de empreendimentos de geração existente, de acordo com o volume de energia que não irão mais distribuir a esses consumidores.

Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Os clientes de alta tensão que compravam energia de Distribuidores no Ambiente de Contratação Regulado o faziam a preços subsidiados. Esse subsídio, conhecido por “subsídio cruzado”, começou a ser reduzido gradualmente a partir de julho de 2003, e foi totalmente eliminado em julho de 2007.

Contratos Assinados Antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que contratos assinados por empresas de distribuição e aprovados pela ANEEL antes da edição da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados em seus prazos, preços ou volumes já contratados, com exceção dos contratos iniciais.

Principais Autoridades

Ministério de Minas e Energia – MME

Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, tornou-se responsável pela condução das políticas energéticas do País

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as finalidades básicas de regular e fiscalizar as atividades setoriais de energia elétrica, estando vinculada ao MME, sucedendo o antigo Departamento Nacional de águas e Energia Elétrica (DNAEE).

As atuais responsabilidades da ANEEL incluem entre outros: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização e importação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculo que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

Conselho Nacional de Política de Energia – CNPE

A Lei nº 9.478/1997 definiu os objetivos a serem perseguidos pela política energética nacional e criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministério de Minas e Energia.

O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, tendo como finalidade propor ao Presidente da República, políticas nacionais e medidas específicas destinadas a: a) Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país; b) assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País; c) rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País; d) estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, álcool, carvão e da energia termonuclear; e) estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado; f) propor critérios de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços; e g) propor critérios gerais de garantias de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Art. 14) autorizou a constituição do CMSE, com funções de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional. O CMSE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia tendo em sua composição quatro representantes do MME, e os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

O principal objetivo do Comitê é o de evitar o desabastecimento do mercado de energia elétrica. Para isto deverá acompanhar a evolução do mercado consumidor, o desenvolvimento dos programas de obra, identificando, inclusive, as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança do abastecimento.

O CMSE tem poderes para definir diretrizes e programas de ação, podendo requisitar, dos agentes setoriais, estudos e informações.

Operador Nacional do Sistema – ONS

Criado em decorrência da Lei nº 9.648/98. O ONS é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos que opera mediante autorização da ANEEL e integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e por consumidores livres cujo papel básico é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Elétrico Interligado Nacional,

Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem:

- planejamento operacional para o setor de geração e transmissão;
- organização do uso do Sistema Elétrico Interligado Nacional e interligações internacionais;
- garantir aos agentes do setor acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória;
- assistência na expansão do sistema energético;
- propor ao MME os planos e diretrizes para extensões da Rede Básica; e
- apresentação de regras para operação do sistema de transmissão para aprovação da ANEEL.

O ONS é responsável, também, pela garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e pela administração dos respectivos contratos: a) Contratos em que concessionárias de transmissão colocam seus sistemas a disposição do Operador; e 2) Contratos em que os usuários da transmissão asseguram o direito de uso da mesma.

O ONS deve desempenhar seu papel em nome de todos os interessados no setor e não poderá desempenhar qualquer atividade comercial de compra e venda de energia elétrica.

Mercado Atacadista de Energia (MAE) / Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A existência de um Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) foi considerada um elemento fundamental no setor elétrico parcialmente implantado a partir de 1998 e possuía como objetivos básicos a promoção de competitividade na geração e a instituição de um mercado para operações de curto prazo de energia elétrica. O MAE foi instituído pela Lei nº 9.648/98 (Art. 12).

A Lei nº 10.848/2004 autorizou a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para suceder ao Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Assim como o MAE, a CCEE é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que opera sob autorização do Poder Concedente e mediante regulação e fiscalização da ANEEL. Nos termos da Lei nº 10.848/2004, a CCEE é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores livres.

A CCEE absorveu as funções e estrutura do MAE. Entre suas principais atribuições estão: (i) a realização de leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada por delegação da ANEEL; (ii) registrar o volume de todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações no Ambiente de Contratação Livre; (iii) contabilizar e liquidar a diferença entre os montantes efetivamente gerados ou consumidos e aqueles registrados nas transações de curto prazo e (iv) apuração do PLD, utilizado para valorar as transações no mercado de curto prazo.

O Conselho de Administração da CCEE será integrado por cinco membros, com o seu Presidente indicado pelo Ministério de Minas e Energia, três membros indicados pelas categorias (geração, distribuição e comercialização) e um membro indicado pelo conjunto de todos os agentes.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Instituída pela Lei nº 10.847/2004 e criada pelo Decreto nº 5.187/2004, a EPE é uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), cuja finalidade é prestar serviços de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que visem o planejamento de expansão de geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental das usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Penalidades

Por meio da Resolução Normativa nº 63/2004, a ANEEL prevê a imposição de sanções contra os agentes do setor e classifica as penalidades com base na natureza e severidade da infração (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade).

Para cada infração que seja caracterizada como multa, os valores podem chegar a até 2,0% do faturamento da concessionária, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou estimados

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

para um período de 12 meses, caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a 12 meses. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à falha das concessionárias em solicitar a aprovação da ANEEL, inclusive, sem limitação, no que se refere a:

- celebração de contratos entre partes relacionadas;
- venda ou cessão de ativos relacionados a serviços prestados assim como a imposição de qualquer ônus sobre esses ativos; e
- alterações no controle societário.

Na fixação do valor das multas deverão ser consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos.

Encargos Setoriais

RGR - Reserva global de Reversão

Em determinadas circunstâncias, as distribuidoras são indenizadas por ativos ainda não depreciados, em caso de revogação ou encampação das respectivas concessões. Por meio da Lei n.º 5.655, de 20 de maio de 1971, foi criado o Fundo de Reserva Global de Reversão, ou Fundo RGR, destinado a prover recursos para essa indenização. As companhias de eletricidade do setor público devem fazer recolhimentos mensais ao Fundo RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em serviço, até um teto de 3,0% do total das receitas em cada ano. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado, principalmente, para financiar projetos de geração e distribuição. A Lei n.º 10.438/02 previu a expiração da RGR em 2010, porém a Medida Provisória 517, de 30 de dezembro de 2010, prorrogou a cobrança de tal encargo até 2035.

De acordo com o art. 21 da Lei nº 12.783, de 2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, ficam desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR: as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

CCC – Conta de Consumo de Combustível

Os agentes de distribuição e transmissão que comercializem energia elétrica com o consumidor final devem contribuir para o rateio do custo de consumo de combustível utilizado na geração de energia termoeletrica nos Sistemas Isolados, por meio da CCC. A CCC foi criada em 1973, com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os custos de aquisição dos combustíveis fósseis utilizados pelas usinas de geração térmica, na eventualidade de uma escassez de água nos reservatórios das hidrelétricas, uma vez que o custo de operação das usinas produtoras de energia térmica é maior do que aquele das usinas hidrelétricas.

A Lei 12.111, de 09/12/09, alterou a forma de cálculo da CCC, passando a representar o montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN.

A partir do ano de 2013, os dispêndios da CCC passaram a integrar o orçamento anual da CDE.

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, criou a CDE objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional) nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional.

A partir de Janeiro de 2013, através da lei 12.839/2013, além das atribuições já mencionadas, a CDE passou a custear os descontos aplicados às tarifas de uso da distribuição e nas tarifas de energia elétrica.

Os recursos da CDE são provenientes, dentre outras fontes, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, de multas aplicadas pela ANEEL e, desde 2003, de quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final no SIN, mediante encargo tarifário incluído na TUSD e na TUST, além de transferências de recursos da União

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

A ANEEL homologou as regras de mercado relativas ao ESS por meio da Resolução nº 290, de 4 de agosto de 2000. O ESS consiste em um valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos para manter a confiabilidade e a estabilidade dos serviços do sistema prestados aos usuários do SIN. A Resolução CNPE nº 03/2013 instituiu que o custo do despacho adicional será rateado entre os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses, inclusive o mês corrente, de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE, e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por motivo de segurança energética, na forma do disposto no art. 59 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização foi criada pela Lei Federal n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto Federal n.º 2.410, de 28 de novembro de 1997 e pela ANEEL. A Taxa de Fiscalização é uma taxa anual devida desde 1997 por todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas, equivalente a 0,5% do benefício econômico anual auferido, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

EER – Encargo de Energia de Reserva

O EER foi criado pelo Decreto n.º 6.353, de 15 de janeiro de 2008, e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n.º 337, de 11 de novembro de 2008. O EER tem o objetivo de arcar com as despesas relacionadas com a contratação de energia de reserva contratada para aumentar a segurança do fornecimento de energia no SIN. O EER será pago mensalmente pelos consumidores finais do Sistema Interligado Nacional.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 é pago por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do PROINFA.

ONS – Operador Nacional do Sistema

Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A CFURH foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 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. As distribuidoras passaram a contribuir com este encargo a partir de janeiro de 2013 devido às medidas adotadas através da MP 579/2012, convertida na lei 12.783.

CONTA-ACR

O Decreto nº 8.221/14 (01/04/2014), regulamentado pela Resolução Normativa Aneel nº 612/2014, estabeleceu a criação da Conta Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR, a ser administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A conta é destinada a cobrir total ou parcialmente, no período de fevereiro a dezembro de 2014, as despesas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes de exposição involuntária no mercado de curto prazo e dos despachos de usinas termelétricas vinculadas a contratos por disponibilidade do ambiente regulado.

Para captação de recursos à Conta-ACR, a CCEE obteve financiamentos junto a um grupo de instituições financeiras. Tais recursos devem ser repassados aos agentes da classe de distribuição, conforme determinado no Decreto nº 8.221/14 e na Resolução Normativa Aneel nº 612/14,

Racionamento

A Lei 10.848/04 estabelece que, na hipótese de decretação de uma redução compulsória no consumo de energia de determinada região, todos os CCEARs por quantidade de energia, cujos compradores estejam localizados nessa mesma região, terão seus volumes ajustados na proporção da redução de consumo verificada.

Tarifas

As tarifas aplicadas pela Companhia aos seus clientes consumidores de energia elétrica são determinadas de acordo com o Contrato de Concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. O Contrato de Concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto (*price cap*) para as tarifas e preveem Reajustes Anuais de Tarifas (IRT), Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) e Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTE).

As tarifas são determinadas conforme os diversos níveis de tensão em que os clientes são atendidos pela Companhia, conforme determina a legislação do setor elétrico. Clientes do Grupo A são aqueles atendidos em alta tensão, ou seja, tensão igual ou superior a 2,3kV, enquanto os clientes do Grupo B são aqueles atendidos em baixa tensão, ou seja, tensão inferior a 2,3kV, no caso da AES Sul, 380/220V ou 220/127V.

Tarifas Médias R\$ /MWh				
NÍVEL DE TENSÃO	2014	2013	2012	2011
A1	120,92	144,24	173,54	155,21
A2	211,71	171,55	244,16	239,65
A3	122,55	108,93	148,61	139,64
A3A	-	-	-	-
A4	240,15	202,23	244,96	229,79
AS	-	-	-	-
B1	301,86	262,59	320,04	298,12
B2	214,16	186,58	224,2	211,93
B3	307,32	267,88	325,94	308,55
B4	171,36	141,4	168,64	160,01
Tarifa média fornecimento (R\$/MWh)	255,38	218,59	265,21	243,41

As tarifas de vendas de energia elétrica foram calculadas dividindo-se as vendas sem o ICMS por MWh de energia vendida..

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

As tarifas para clientes do Grupo A baseiam-se na tensão de atendimento, período do ano que ocorre o fornecimento e na hora do dia da utilização da energia. As tarifas deste grupo apresentam duas componentes: uma "tarifa de demanda" e uma "tarifa de energia". A tarifa de demanda se refere à capacidade do sistema alocada a cada cliente, expressa em Reais por kW, sendo faturada pelo maior valor entre (1) demanda firme contratada ou (2) demanda efetivamente registrada. A tarifa de energia, expressa em Reais por MWh, se baseia no volume de energia efetivamente consumido durante um período de fornecimento, que geralmente é de 30 dias. Clientes do Grupo A são aqueles que na sua maior parte se qualificam como consumidores livres nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

No Grupo B, as tarifas são cobradas com base em apenas um componente: a energia efetivamente consumida expressa em Reais por MWh. O Grupo B é subdividido em: clientes residenciais, residenciais baixa renda, rurais, de iluminação pública e outras classes (comerciais, industriais, etc.) tendo cada um dos subgrupos uma tarifa específica.

A tabela abaixo mostra informações sobre tarifas médias de energia relativas às vendas de energia da Companhia durante os períodos indicados.

Tarifas Médias de Vendas de Energia(1)

Ano	2014	2013	2012	2011
Tarifas residenciais (R\$/MWh)	301,87	262,59	320,06	298,14
Tarifas industriais (R\$/MWh)	255,22	209,86	253,83	227,21
Tarifas comerciais (R\$/MWh)	293,22	255,48	314,04	297,76
Outras tarifas (R\$/MWh)	173,39	152,85	182,47	170,16
Tarifa média (R\$/MWh)	255,38	218,59	264,29	242,51
Total de receitas de vendas de energia elétrica a clientes cativos (em milhões de Reais)	2.150,94	1.732,74	2.145,52	1.994,87

As tarifas de vendas de energia elétrica foram calculadas dividindo-se as vendas sem o ICMS por MWh de energia vendida.

De acordo com a legislação vigente, para o cliente ter direito à Tarifa Social de Baixa Renda deverá estar cadastrado como pessoa física, classificado na classe residencial e o fornecimento ser atendido por ligação monofásica, bifásica ou trifásica e atender a pelo menos uma das seguintes condições:

- 1) Inscrição no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal, por meio das Prefeituras, e renda per capita menor ou igual a meio salário mínimo.
- 2) Receba o benefício da prestação continuada da assistência social (Idosos com mais de 65 anos e Deficientes).
- 3) Excepcionalmente, unidade consumidora inscrita no CadÚnico e habitada por família com portador de doença ou patologia cujo tratamento requeira uso continuado de equipamentos ou aparelhos elétricos, com renda mensal de até 3 (três) salários mínimos.
- 4) Famílias quilombolas e indígenas inscritas no CadÚnico (Desconto de 100% até o limite de consumo de 50 kWh/mês, sendo que os impostos serão cobrados conforme legislação).

Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento) são reajustados anualmente pela ANEEL ("Reajuste Tarifário Anual"), revistas periodicamente ("Revisão Tarifária") a cada 4 ou 5 anos, dependendo do contrato de concessão e, por fim, podem ser revistas em caráter extraordinário ("Revisão Extraordinária").

Ao ajustar as tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos de concessionárias de distribuição entre (1) custos fora do controle da distribuidora (chamado de custos "não gerenciáveis"), ou Parcela A, e (2) custos sob o controle das distribuidoras (chamado de custos "gerenciáveis"), ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- Custos de energia comprada para revenda;
- Encargos setoriais: dentre os quais destacam-se: Encargo de Serviço do Sistema - ESS; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA; e
- Custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Quando os preços dos itens não gerenciáveis definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária oscilarem positiva ou negativamente impactarão o resultado da Companhia. Porém, as variações dos itens não gerenciáveis são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. Antes da adoção do IFRS em 2010, o resultado da Companhia não sofria oscilação devido às variações de itens não gerenciáveis já que havia o mecanismo denominado CVA (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A), que não permitia tal oscilação. Porém com a adoção do IFRS, esse mecanismo foi retirado das demonstrações financeiras apresentadas à CVM, sendo constituído apenas para fins regulatórios.

A Parcela B, por sua vez, compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias e inclui, entre outros:

- Retorno sobre os investimentos relacionados à concessão considerados na Base de Remuneração Regulatória determinada por ocasião das Revisões

Tarifárias Periódicas;

- Custos de depreciação regulatória; e
- Custos de operação e manutenção do sistema de distribuição, em base aos custos reconhecidos na Empresa de Referência.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece um Reajuste de Tarifa Anual, conforme fórmula estipulada no próprio contrato de concessão. Neste momento, busca-se que os custos da Parcela A sejam totalmente repassados aos clientes. Os custos da Parcela B, entretanto, são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um fator X.

As distribuidoras de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que podem variar entre três e cinco anos (no caso da Companhia, a cada cinco anos). Nestas revisões (1) todos os custos da Parcela B são recalculados e (2) o fator X é calculado para compartilhar ganhos de produtividade da concessionária. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X a partir do 3º e 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes. Para atingir essa finalidade, o Fator X passa a ser composto por três componentes (i) Pd contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica e foi estimado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica; (ii) Q- tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade; e (iii) T que tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios, e será limitado a +/- 2% (mais ou menos dois por cento). Os componentes Pd e T serão definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à última revisão tarifária.

O Fator X é usado para ajustar o IGP-M que deve ser aplicado ao componente da Parcela B nos reajustes anuais.

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito a eventual revisão tarifária extraordinária, a ser solicitada especificamente ao Poder Concedente e analisadas caso a caso. Tais solicitações serão aceitáveis em caso de significativo desequilíbrio econômico-financeiro.

Revisão Tarifária Extraordinária de 2013

O governo federal anunciou por meio da Medida Provisória 579 de 11 de setembro de 2012 um conjunto de regras para o setor elétrico, voltado para a renovação das concessões dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia.

A Medida Provisória nº 591, de 29 de novembro de 2012, alterou a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, e sobre a modicidade tarifária.

Em 14 de setembro de 2012, o Decreto-Lei 7.805 foi emitido, definindo alguns dos procedimentos operacionais para a implementação do que havia sido estabelecido na MP 579. Em 11 de janeiro de 2013 a Medida Provisória 579 foi convertida na Lei 12.783/2013.

Em 24 de janeiro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 605, que definiu a cobertura dos descontos tarifários via repasse da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além de estipular a criação de uma subvenção para alcance do equilíbrio na redução tarifária.

A revisão extraordinária das tarifas de distribuição homologada pela ANEEL com vigência a partir de 24 de janeiro de 2013 para todas as distribuidoras foi a etapa que efetivou as medidas de redução de custo da energia elétrica de que trataram a MP 579 e o Decreto 7.805.

Os procedimentos comuns a todas as distribuidoras foram:

- i. atribuição de valor zero à cobertura tarifária referente às quotas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, da Reserva Global de Reversão – RGR – e redução da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- ii. revogação da quota da CCC estipulada no processo tarifário de 2012;
- iii. substituição das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUSTs, dos Sistemas de Distribuição – TUSDs e do Transporte de Itaipu; bem como dos encargos de conexão da distribuidora ou de eventuais consumidores do Grupo A1, face a revisão extraordinária dos custos de transporte;
- iv. consideração dos contratos de compra de energia já iniciados até janeiro de 2013, em montantes anualizados, para a alocação inicial de cotas e para as concessões ou recebimentos de CCEARs determinadas pela ANEEL;
- v. retirada dos descontos de que trata o Decreto 7.891 da estrutura tarifária, a partir da exclusão da previsão concedida no processo tarifário de 2012 e;
- vi. aplicação da redução percentual obtida na tarifa B1-Residencial às tarifas da Subclasse Residencial Baixa Renda do último processo tarifário, conforme § 2º do art. 4º do Decreto 7.891.

Os resultados obtidos atingiram uma redução média de 20,2% nas tarifas distribuição. A tarifa B1-Residencial, utilizada como métrica do equilíbrio na redução tarifária, teve uma queda mínima de 18% e máxima de 25,94% para clientes desta classe das distribuidoras, no caso da AES Sul a redução foi de 23,62%. Esses descontos não são igualmente distribuídos entre as áreas de concessão, de modo que os efeitos da retirada são distintos.

Revisão Tarifária Periódica 2013

Em novembro de 2011 foram aprovadas as metodologias aplicáveis ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP) definidas nos Módulos 2 e 7 do PRORET que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária aplicável. Ambos os módulos foram aprovados por meio das Resoluções 457/2011 e 464/2011 e aplicáveis a Revisão Tarifária Periódicas no período 2011 a 2014.

Em 16 de abril de 2013, a ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria aprovou o resultado da Terceira Revisão Tarifária Periódica da Companhia.

As tarifas foram homologadas através Resolução Homologatória 1514 de 16 de abril de 2013 com vigência a partir de 19 de abril de 2013.

O índice aprovado correspondeu a um efeito médio de 3,93% para os clientes atendidos em baixa tensão e 3,91% para clientes atendidos em alta tensão. É importante observar que tais efeitos incidiram sobre tarifas já reduzidas, de acordo com a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) anunciada em 24/01 e conforme dispõe a Lei Nº 12.873/2013.

A tabela abaixo mostra uma comparação entre os valores finais aprovados pela ANEEL referente Revisão Tarifária da Companhia:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Revisão Tarifária de 2013		
Parcela A (R\$)	Encargos Setoriais	164.574.818,77
	Energia Comprada	1.228.653.670,49
	Transporte de Energia	122.700.701,22
	Subtotal Parcela A	1.515.929.190,47
Parcela B (R\$)	Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	287.538.720,09
	Custo Anual dos Ativos (CAA)	284.015.846,19
	Ajuste em função dos Investimentos realizados	(2.614.886,64)
	Ajuste de mercado	(6.388.820,92)
Subtotal Parcela B	562.550.858,72	
Receita Requerida (RR) R\$		2.078.480.049,19
Outras Receitas (OR) R\$		20.343.457,34
Receita Requerida (RR) - Outras Receitas (OR) R\$		2.058.136.591,85
Receita Verificada (RV) R\$		1.969.692.422,98
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		4,49%
Componentes Financeiros R\$		(196.423.036,00)
IRT Financeiro		-5,40%

Os resultados apresentados na tabela acima consideraram os seguintes parâmetros obtidos durante o processo de Revisão Tarifária Periódica do terceiro ciclo da AES Sul, amplamente discutidos no âmbito da Audiência Pública 005/2013:

Revisão Tarifária de 2013- Parâmetros		
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
	Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	1.627.997,04
	Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	11.036.496,15
Custo Anual dos Ativos (CAA)	Base de Remuneração Bruta	2.503.033.419,38
	Base de Remuneração Líquida	1.488.544.466,49
	WACC antes de impostos	11,36%
	Taxa de depreciação Regulatória	3,71%
	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)	30.670.770,81
Fator X	Componente T do Fator X	0,00%
	Componente Pd do Fator X	1,12%

O nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos reajustes tarifários da AES SUL, de 2014 a 2017, ficou definido em 6,75% (seis vírgula setenta e cinco por cento) para as perdas técnicas sobre a energia injetada, excluída a energia injetada no nível de tensão A1, e 4,91% (quatro vírgula noventa e um por cento) para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão.

A REH 1514/2013 homologou também:

- o valor mensal de R\$ 10.107.793,36 (dez milhões, cento e sete mil, setecentos e noventa e três reais e trinta e seis centavos), que vem sendo repassado pela Eletrobras à AES SUL, no período de competência de abril de 2013 a março de 2014, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013; o valor em parcela única R\$ 26.493.935,07, repassado pela Eletrobras à AES SUL, para cobertura do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da 'Parcela A' - CVA do Encargo de Serviço do Sistema – ESS, conforme estabelecido no art. 4º-A, § 4º, do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, com redação dada pelo Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013.

Reajuste tarifário 2014

Em 16 de abril de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.718 a ANEEL autorizou um reajuste tarifário médio de +16,42%, a ser aplicado nas tarifas da Companhia a partir de 19 de abril de 2014. O índice de 16,42%, somado a outros dados financeiros do último processo tarifário que são retirados no reajuste atual, resultou em um efeito médio de 29,54% a ser percebido pelos consumidores.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Esse reajuste é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário 2014		
Parcela A	Encargos Setoriais	1,27%
	Energia Comprada	8,23%
	Encargos de Transmissão	0,70%
Parcela A		10,20%
Parcela B		1,69%
Reajuste Econômico		11,89%
CVA		3,90%
Neutralidade		-0,17%
Outros Componentes Financeiros		0,80%
Financeiros		4,53%
Reajuste total		16,42%

Desta forma as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário de 2014, tiveram os seguintes impactos:

Parcela A

A Parcela A foi reajustada em 14,05 %, representando 10,20% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

Encargos Setoriais – Os encargos setoriais tiveram uma variação de 16,32% em relação ao ano anterior, principalmente devido a CDE e ESS representando 1,27% no reajuste econômico;

Energia Comprada – O aumento de 13,92% decorre principalmente do aumento do PLD que afeta o custo dos contratos de compra de energia por disponibilidade (térmicas), bem como pela maior participação deste tipo de contrato no portfólio da Companhia. O custo com Itaipu também contribuiu para este aumento, tendo em vista a alta de 14,86% na cotação do dólar considerado neste reajuste em comparação com o considerado no evento tarifário de 2013. O aumento da compra de energia representou 8,23% no reajuste econômico; e

Encargos de Transmissão – O aumento de 12,23% decorre das tarifas de transmissão publicadas pela ANEEL para o ciclo 2013-2014 e repassadas neste reajuste, representando 0,70% no reajuste econômico.

Parcela B

O índice de reajuste da Parcela B foi de 6,18%, que representa uma participação de 1,69% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 7,30% no período de 12 meses findos em 30 de março de 2014, e
- Fator X de 1,12%, composto por:
 - X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,12%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo;
 - X-Q (qualidade do serviço) de 0,00%, decorrente da evolução da qualidade do serviço prestado em 2012; e
 - X-T (trajetória de custos operacionais) de 0,00%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo.

Revisão Tarifária Extraordinária de 2015

Em Março de 2015, a ANEEL aprovou revisão extraordinária para todas as distribuidoras de energia elétrica, através da Resolução Homologatória 1858, com o objetivo aliviar as pressões financeiras pelas quais as distribuidoras estavam submetidas, em função do alto custo da energia no curto prazo e aumento expressivo dos encargos setoriais, ambos componentes de parcela A.

O resultado foi o repasse antecipado para o consumidor de alguns custos, com compra de energia e encargos, que seriam repassados somente no próximo processo tarifário que, no caso da AES Sul, ocorreu em 19 de Abril.

O impacto médio para o consumidor foi de 39,43%.

Reajuste Tarifário Anual de 2015

Em 14 de abril de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.879 a ANEEL autorizou um reajuste tarifário médio de +52,45%, a ser aplicado nas tarifas da Companhia a partir de 19 de abril de 2015. O índice de 52,45%, somado a outros dados financeiros do último processo tarifário que são retirados no reajuste atual, resultou em um efeito médio de 5,46% a ser percebido pelos consumidores.

Esse reajuste é composto pelos seguintes itens:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Reajuste Tarifário Anual - 2015		
Parcela A (R\$)	Encargos Setoriais	28,22%
	Transporte de Energia	1,86%
	Energia Comprada	15,55%
Parcela A (R\$)		45,63%
Parcela B (R\$)		0,28%
Reajuste Econômico		45,91%
CVA		5,61%
Neutralidade		0,07%
Outros Componentes Financeiros		0,86%
Financeiros		6,54%

Desta forma as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário de 2015, tiveram os seguintes impactos:

Parcela A

A Parcela A foi reajustada em 61,72% %, representando 45,63% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

Encargos Setoriais – Os encargos setoriais tiveram uma variação de 351,86% em relação ao ano anterior, principalmente devido a CDE representando 28,22% no reajuste econômico;

Energia Comprada – O aumento de 26,00% decorre principalmente do aumento do PLD que afeta o custo dos contratos de compra de energia por disponibilidade (térmicas), bem como pela maior participação deste tipo de contrato no portfólio da Companhia. O custo com Itaipu também contribuiu para este aumento, tendo em vista a alta na da tarifa de Itaipu em 46,14% e de 36,83% na cotação do dólar considerado neste reajuste em comparação com o considerado no evento tarifário de 2014. O aumento da compra de energia representou 15,55% no reajuste econômico; e

Encargos de Transmissão – O aumento de 30,55% decorre das tarifas de transmissão publicadas pela ANEEL para o ciclo 2013-2014 e repassadas neste reajuste, representando 1,86% no reajuste econômico.

Parcela B

O índice de reajuste da Parcela B foi de 1,09%, que representa uma participação de 0,28% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 3,16% no período de 12 meses findos em 30 de março de 2015, e
- Fator X de 2,07%, composto por:
 - X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,12%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo;
 - X-Q (qualidade do serviço) de 0,95%, decorrente da evolução da qualidade do serviço prestado em 2014; e
 - X-T (trajetória de custos operacionais) de 0,00%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo.

Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL homologa tarifas pelo uso e acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão. As tarifas são (i) de distribuição (TUSD), e (ii) de transmissão (TUST), que compreende a rede básica e suas instalações auxiliares. Além disso, as empresas de distribuição do sistema interligado no Sul e no Sudeste/Centro Oeste pagam taxas específicas pela transmissão de eletricidade gerada em Itaipu.

Nos últimos anos, o governo teve por meta a melhoria do sistema de transmissão nacional e, como resultado, algumas empresas de transmissão se envolveram em programas de expansão significativos, custeados por aumentos nas tarifas de transmissão. O aumento nas tarifas de transmissão e taxas pagas pelas Concessionárias de Distribuição é repassado aos seus respectivos clientes através dos Reajustes de Tarifas Anuais e nas Revisões Tarifárias Periódicas.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A TUSD, que é revisada anualmente de acordo com a variação de seus componentes, é paga por geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual tais geradoras e consumidores livres e especiais estejam conectados. O valor a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação da demanda de energia elétrica contratada junto à concessionária de distribuição, em kW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW, bem como pela energia medida, em MWh, pela tarifa estabelecida pela ANEEL em R\$/MWh. A TUSD é formada por diversos encargos setoriais, bem como a remuneração da concessionária pelo uso da rede local e os custos regulatórios de pessoal, material e serviços de terceiros.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso da Rede Básica e é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão (que também incorpora custos de expansão da própria rede).

As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST têm por objetivo cobrir os custos associados ao serviço de transporte da energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, ou seja, desde os parques geradores de energia elétrica até os centros de consumo.

Sendo o Brasil um país com geração predominantemente hidráulica, as usinas, via de regra, encontram-se afastadas dos centros de carga, tornando-se necessário que uma extensa rede de linhas de transmissão e de subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica, transportem essa energia.

A operação, coordenação e controle desta rede de transmissão é de responsabilidade do ONS (Operador Nacional do Sistema), pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL.

As concessionárias de transmissão são remuneradas através de uma Receita Anual Permitida - RAP, definida e homologada pela ANEEL por meio dos Leilões de Transmissão ou de Resoluções Autorizativas. Esta RAP deve ser suficiente para remunerar os investimentos das transmissoras, cobrir os custos de operação e manutenção das instalações, inclusive os custos relativos aos centros de operação do sistema, aos serviços de telecomunicação e da transmissão de dados, além dos tributos e encargos setoriais.

Assim, as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) têm a finalidade de arrecadar os montantes associados a RAP de cada transmissora, sendo que estas tarifas são estabelecidas anualmente pela ANEEL na mesma data em que ocorre o reajuste da RAP das transmissoras, ou seja, em 1^o julho de cada ano. A TUST é aplicada a todos os usuários do sistema de transmissão, neste caso: Distribuidoras, geradores, consumidores livres e agentes importadores/exportadores de energia, exceto os diretamente conectados a DITS.

O cálculo destas tarifas é realizado a partir de simulação de um programa computacional, chamado Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada: a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações; as demandas de geração e de carga do sistema; a receita total a ser arrecadada e de alguns parâmetros estabelecidos pela ANEEL. Cabe informar que a receita total do sistema a ser paga às concessionárias de transmissão, além de ser composta pela RAP, é formada também por parte do orçamento do ONS, por uma Parcela de Ajuste, que correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior, e por uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

Desta forma, pela metodologia utilizada pela ANEEL as tarifas de transmissão são aplicadas proporcionalmente ao uso que cada agente faz deste sistema, ou seja, são estabelecidas tarifas específicas para cada ponto de conexão com este sistema de transmissão, à razão da demanda contratada pelos agentes em cada um destes pontos de conexão.

Taxa de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu possui uma rede de transmissão exclusiva operada em dois troncos (de corrente contínua e alternada), que não é considerada como parte da Rede Básica ou do sistema de conexão intermediário. O uso deste sistema é remunerado através de encargo específico denominado Transporte de Itaipu, cujo valor total é rateado pelas empresas que detêm quota-parte de Itaipu na proporção de suas respectivas participações.

Limitação de Repasse

Como regra geral, a Companhia repassa aos seus clientes, por meio de suas tarifas, todo o seu custo de compra de energia, com exceção de situações excepcionais previstas pela regulamentação aplicável.

As regras estabelecem também limites para repasse dos custos com a compra de energia aos consumidores finais. O Valor de Referência Anual (VR), que corresponde à média ponderada dos preços da energia nos leilões A-5 e A-3 calculado para todas as distribuidoras, é o limite para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para contratação de energia distribuída. O VR, cria um incentivo para distribuidoras contratarem suas demandas esperadas de energia nos leilões A-5 que, acredita-se, terão preços inferiores aos dos leilões A-3. O VR será aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos primeiros três anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. Do quarto ano em diante, os custos de aquisição da energia desses projetos serão integralmente repassados. O Decreto n.º 5.163 estabelece as seguintes restrições na capacidade de empresas de distribuição de repassar os custos aos consumidores:

- não repasse dos custos referentes aos volumes que excedam 105,0% da demanda real;
- repasse limitado dos custos para compras de energia feitas em um leilão “A-3”, se o volume da energia adquirida exceder 2,0% da demanda verificada nos 2 anos anteriores (ou seja, em A-5”);
- repasse limitado dos custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia se o volume recontratado por meio de CCEARs de instalações existentes de geração estiver abaixo do “Limite Inferior de Contratação” definido pelo Decreto n.º 5.163;
- de 2006 a 2009, compras de energia das instalações existentes no leilão “A-1” estavam limitadas a 1,0% da demanda das empresas de distribuição. Se a energia adquirida no leilão “A-1” excedesse este limite de 1,0%, o repasse de custos da parcela excedente aos consumidores finais ficaria limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia gerada pelas instalações existentes de geração. O MME estabeleceu o preço máximo de aquisição para a energia gerada pelos projetos existentes; e
- se as distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar a energia necessária para o atendimento integral de suas demandas, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao menor valor entre o PLD e o VR.

Tarifa de repasse da potência de Itaipu.

A ANEEL determina anualmente a tarifa de repasse de potência da usina de Itaipu, em Dólares. Em dezembro de 2013, a tarifa homologada para o exercício de 2014 foi estabelecida em US\$26,05/kW.mês, aplicável aos faturamentos realizados de 1º de janeiro a 1º de dezembro de 2014, de acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 1674, de 19 de dezembro de 2014.

Limitações à Participação

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 2008, a ANEEL estabeleceu novas regras à concentração de certos serviços e atividades no setor energético, com base na Resolução 378/09. De acordo com essas regras a ANEEL analisará, quando entender pertinente, os atos e concentrações no âmbito do setor de energia.

Atividades Restritas

Distribuidoras participantes do SIN não podem (i) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (ii) vender energia a consumidores livres, (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (iv) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.

Os mais significativos riscos inerentes à atividade de distribuição de energia podem ser caracterizados por: riscos de subcontratação na compra de energia; riscos de sobrecontratação na compra de energia; risco de falta de repasse do custo da energia comprada para tarifas; riscos vinculados aos ressarcimentos de danos aos consumidores; riscos de insuficiência de caixa decorrentes de inadimplência; riscos de insuficiência de receitas decorrentes de perdas comerciais; riscos nas revisões e reajustes tarifários e riscos de perda de grandes consumidores.

Eliminação do self-dealing

Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no Ambiente de Contratação Regulada, a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podem atender até 30,0% de suas necessidades de energia por meio da aquisição de energia de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia em que empresas afiliadas atuem concomitantemente.

Concessões

A Lei nº 8987/95 regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal e determinou normas para a prestação de serviços públicos. A Lei nº 9.074/95 estabeleceu regras específicas para o setor de energia elétrica e, dentre elas, permitiu a prorrogação das concessões de distribuição.

As empresas distribuidoras, que operavam sem um formal “contrato de concessão” passaram a firmar os referidos instrumentos. Os contratos de concessão de distribuição definem os “direitos e obrigações da concessionária”, considerando os termos da Lei nº 8.987/95.

As empresas ou consórcios que desejem construir e/ou operar instalações para geração com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. As concessões garantem o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração, e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a critério do poder concedente por igual período.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras coisas, as condições que a concessionária deve cumprir na prestação dos serviços de energia, os direitos dos consumidores, e as obrigações da concessionária. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

Serviço adequado. A concessionária deve prestar adequadamente serviço regular, contínuo, eficiente e seguro.

Servidões (uso de terrenos). O poder concedente pode declarar quais são os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública, nomeando-os de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária. O poder concedente, nesse caso, fica responsável pelas indenizações cabíveis.

Responsabilidade objetiva. A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia, como no caso de interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem, independentemente de sua culpa.

Alterações do Controle Societário. O poder concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária.

Intervenção pelo poder concedente. O poder concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais. Dentro de 30 dias da data do decreto autorizando a intervenção, o poder concedente deve dar início a um processo administrativo em que é assegurado à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o processo administrativo, um interventor nomeado pelo poder concedente passa a ser responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o processo administrativo não seja concluído dentro de 180 dias da data do decreto, a intervenção cessa e a administração da concessão é devolvida à concessionária. A administração da concessão é também devolvida à concessionária se o interventor decidir pela não extinção da concessão e o seu termo final não tiver expirado.

Término antecipado da concessão. O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste na retomada do serviço pelo poder concedente durante o prazo de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público que devem ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. A caducidade deve ser declarada pelo poder concedente depois de a ANEEL ou o MME ter emitido um despacho administrativo final indicando que a concessionária, entre outras coisas, (1) deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável; (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados; ou (3) que a concessionária não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente. A concessionária pode contestar a encampação ou caducidade em juízo e tem direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas contratuais e danos causados pela concessionária.

Término por decurso do prazo. Com o advento do termo contratual, todos os ativos relacionados à prestação dos serviços de energia reverterem ao Governo Federal. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados.

Atualmente, a indefinição sobre o destino das concessões vincendas em 2015 sem possibilidade legal de prorrogação, vem sendo um entrave para os agentes do setor elétrico, principalmente geradores e distribuidores de energia. O assunto vem sendo debatido pelo governo, mas até o momento não há definição do modelo que será adotado. As possibilidades são: (i) reversão dos ativos para a União e nova licitação, para novas delegações e (ii) alterar legislação para admitir novas prorrogações.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Dependendo da opção a ser adotada, haverá um sinal de preço maior ou menor para a recontração de energia por parte das distribuidoras, e consequente impacto nos preços praticados no mercado livre. A percepção é de que deve prevalecer a prorrogação das atuais concessões, mantendo a exploração dos serviços, mas de forma onerosa.

Com o propósito de analisar as implicações sobre a questão das prorrogações ou licitação, o governo federal, liderado pelo MME, formou um grupo de trabalho.

O quadro apresenta um resumo dos prazos de concessão por segmento e por data de outorga:

Prazos das Concessões por Segmento			
Segmento	Concessões Existentes em Jul/95	Concessões Outorgadas entre Jul/95 e Dez/03	Concessões Outorgadas após Dez/03
Distribuição e Transmissão	Período Original + 20 anos	30 anos + 30 anos	30 anos + 30 anos
Geração (exceções à parte)	Período Original + 20 anos	35 anos + 20 anos	35 anos + 0 ano (sem extensão)

Fonte: Fitch Ministério de Minas e Energia (MME) e Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Fonte: FitchRatings

a. necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

A prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica pela Companhia está autorizada até 06 de Novembro de 2027, por meio do Contrato de Concessão n.º 012/97 celebrado com a ANEEL em 06 de Novembro de 1997 ("Contrato de Concessão").

No que diz respeito à obtenção e manutenção de tal autorização de prestação de serviço público, destaca-se no histórico da relação entre a Companhia e a administração pública a celebração dos termos aditivos ao Contrato de Concessão. Nesse contexto, em 20 de maio de 2005, a Companhia firmou o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, com objetivo de (i) formalizar a alteração da razão social da Companhia e a alteração em seu controle acionário, (ii) formalizar a incorporação pela Companhia da AES Guaíba Empreendimentos Ltda. e (iii) alterar disposição sobre os encargos da concessionária, de modo que a Companhia fique obrigada a aplicar anualmente 1% por cento, no mínimo, da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia, nos termos da Lei n.º 9.991/2000. Em 8 de abril de 2005, foi firmado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para adequar o instrumento contratual ao Decreto nº 5.163/2004. Em 12 de abril de 2010, foi firmado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, alterando os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela "A" da receita anual da concessionária.

No processo de obtenção da autorização para o exercício de sua atividade, não há um histórico de relacionamento entre a Companhia e administração pública a ser destacado. Não obstante, no decorrer do Contrato de Concessão foram celebrados termos aditivos a tal contrato, que compõem um histórico de relacionamento relativo à manutenção da concessão outorgada.

b. política ambiental da Companhia e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental

Aspectos Ambientais

Política de Sustentabilidade e SGA (Sistema de Gestão Ambiental)

A AES Sul está integrada à Política de Sustentabilidade da AES Brasil, que é baseada no compromisso com o desenvolvimento sustentável, e nos quatro direcionadores estratégicos do Planejamento Estratégico Sustentável do grupo: satisfação do cliente; desenvolvimento de negócios; eficiência no uso de recursos e disciplina na execução; engajamento de públicos de relacionamento.

O cumprimento da legislação ambiental aplicável ao setor elétrico é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, que podem impor sanções administrativas e penais por eventual inobservância da legislação, independentemente da obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados. O cumprimento da legislação é um dos princípios norteadores da Política de Sustentabilidade da AES Brasil.

Com o objetivo de avaliar o desempenho ambiental da Companhia, conta com Sistema de Gestão Ambiental Certificado que está de acordo com a Política de Sustentabilidade e é baseado na norma da ISO 14001:04 em suas atividades administrativas e operacionais além das instalações como linhas de subtransmissão, subestações, lojas de atendimento a clientes, escritórios administrativos e bases operacionais. Como atendimento a um dos itens da ISO 14001:04, a Companhia identificou, monitorou e avaliou mudanças nas leis e normas ambientais aplicáveis ao seu negócio, buscando sempre seu atendimento e a melhoria contínua no desenvolvimento de suas atividades.

A Companhia é auditada constantemente, tanto por determinação da própria *The AES Corporation*, como também para verificar a sua aderência à norma ISO 14.001:04.

O gerenciamento ambiental de todas as atividades da AES Sul é realizado com foco na prevenção e levando em consideração os orçamentos e estimativas da Companhia elaboradas em base à dados históricos e melhores práticas da área ambiental.

Licenciamento Ambiental

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A legislação ambiental brasileira, por meio da Lei Federal nº 6.938/81, alterada pela Lei Complementar nº 140, de 08 de dezembro de 2011, e da Resolução CONAMA 237/97, determina que a instalação de empreendimentos que de qualquer forma causem degradação do meio ambiente depende do prévio licenciamento ambiental. Tanto as atividades de transmissão quanto as de distribuição de energia estão sujeitas ao licenciamento ambiental.

O procedimento se aplica tanto para empreendimentos novos, quanto para as ampliações ou alterações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente. De acordo com a legislação federal, se a renovação for requerida até 120 dias antes do vencimento da licença, considera-se prorrogada a sua validade até a manifestação do órgão ambiental sobre o requerimento.

O processo de licenciamento ambiental compreende, basicamente, três estágios que determinam a expedição das seguintes licenças: licença prévia, licença de instalação e licença de operação. Cada uma destas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra o empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das condicionantes que forem estabelecidas pelo órgão ambiental competente.

Para fins de licenciamento de empreendimentos cujos impactos sejam considerados significativos, exige-se a elaboração de EIA/RIMA (Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto de Meio Ambiente). Há previsão de procedimentos simplificados quando o empreendimento for considerado de pequeno potencial de impacto ambiental. De acordo com Resolução CONAMA nº 279/01, os empreendimentos elétricos de baixo impacto ambiental podem submeter-se ao procedimento simplificado de licenciamento ambiental. Desse modo, em lugar do EIA/RIMA, deve ser elaborado o Relatório Ambiental Simplificado ("RAS"), o Estudo Ambiental Simplificado ("EAS").

No âmbito administrativo, as penalidades pela ausência de licenciamento, podem variar de simples advertência até aplicação de multa de R\$ 50,00 a R\$ 50,0 milhões, conforme Decreto Federal nº 6.514/2008. No âmbito criminal, merece destaque a figura da responsabilidade penal da pessoa jurídica, nos termos da Lei Federal nº 9.605/98, contemplada de forma independente à responsabilização das pessoas físicas que concorrem para a prática do crime ambiental, e que pode sujeitá-la ao pagamento de multa.

Conforme dispõe a Política Nacional do Meio Ambiente, desde a publicação da Lei Federal nº 10.165/00, além do licenciamento ambiental, os empreendimentos que se dedicam a atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais, devem ser registrados no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ("CTF"), perante o IBAMA. A regularidade desse cadastro depende da apresentação periódica de relatórios sobre as atividades exercidas e, em alguns casos, do pagamento da Taxa de Controle Fiscalização Ambiental ("TCFA").

Há previsão de procedimentos simplificados quando o empreendimento for considerado de pequeno potencial de impacto ambiental.

A definição do órgão competente para o licenciamento está associada à magnitude e abrangência do impacto ambiental que o empreendimento ocasionará. Empreendimentos de impacto ambiental regional, ou seja, que envolvam mais de um Estado da federação ou realizados em áreas de interesse ou domínio da União, devem ser licenciados pelo IBAMA. Nos demais casos, a competência é dos órgãos ambientais estaduais. Todavia, caso o impacto seja exclusivamente local, o licenciamento poderá ser conduzido pelos municípios.

O Código de Meio Ambiente do Estadual do Rio Grande do Sul, instituído Lei Estadual nº 11520 de agosto de 2000, em seu artigo 69, atribuiu aos municípios o licenciamento ambiental dos empreendimentos e atividades consideradas como de impacto local, bem como aquelas que lhe forem delegadas pelo Estado por instrumento legal ou Convênio.

Estudos para obtenção de licenciamento ambiental e medidas compensatórias

As atividades de Linha de Transmissão e Subestações são consideradas como potencial poluidor médio e baixo respectivamente pelo órgão ambiental estadual Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM). O licenciamento dessas atividades está sujeito a estudos ambientais conforme estabelecido na legislação estadual onde são analisadas as questões socioambientais nos locais onde as atividades serão desenvolvidas.

Para o licenciamento ambiental municipal das atividades que envolvem Linhas de Transmissão e Subestações também estão sujeitos a estudos ambientais como no âmbito estadual. Tanto o licenciamento estadual quanto o municipal podem exigir estudos mais detalhados se identificada tal necessidade no início ou durante o processo de licenciamento.

As medidas compensatórias definidas seguem a legislação estadual e municipal, e incidem sobre impactos de supressão de vegetação, inclusive em Áreas de Preservação Permanente. Estas medidas compensatórias consistem normalmente por meio de implantação de projetos de reposição florestal pelo empreendedor, sendo no mínimo 70% na área objeto do empreendimento, ou, a critério do órgão ambiental, podendo também ser realizada através da compensação por meio de doação de mudas de espécies nativas, dependendo de prévio acordo por meio de convênio com o órgão licenciador.

Outras autorizações

Além das licenças ambientais acima mencionadas, o desenvolvimento regular das atividades da Companhia também está sujeito à obtenção de outras autorizações, tais como (i) autorização para intervenção em áreas de preservação permanente e (ii) supressão de vegetação. Estas dependem de medidas compensatórias, como dito anteriormente, aprovadas pelo órgão ambiental.

A ausência de licenças e autorizações ambientais, independentemente de a atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, caracteriza a prática de crime ambiental, além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas, tais como, multas, suspensão de subsídios dos órgãos públicos ou a suspensão, temporária ou permanente de atividades.

Os indeferimentos por parte dos órgãos ambientais licenciadores na emissão ou renovação das licenças ambientais, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos seus empreendimentos, representando potenciais riscos de não cumprimento do seu plano de investimentos e consequente deficiência no atendimento da demanda por energia elétrica.

A ocorrência de danos ambientais, decorrentes da instalação e/ou operação de empreendimentos elétricos também pode sujeitar a Companhia à imposição de penalidades administrativas e penais. Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isso significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos os direta ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Como consequência, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações, da Companhia como a disposição final de resíduos ou a supressão de vegetação, não exime a responsabilidade da mesma por eventuais danos ambientais causados pela entidade contratada.

Dispendios e Investimentos

Ao longo de 2014, os recursos voltados ao gerenciamento de impactos ambientais totalizaram R\$ 10,942 milhões, envolvendo construção de redes protegidas, licenciamento ambiental, treinamento, manejo da vegetação e tratamento e destinação de resíduos perigosos.

Passivos

Ocorrências imprevistas são devidamente gerenciadas pela AES Sul, que também responde pelos passivos ambientais decorrentes das atividades de distribuição efetuados anteriormente à privatização, conforme determina a legislação Resolução CONAMA nº 420/09. O cumprimento das ações é acompanhado pelo órgão ambiental competente, FEPAM.

Assim, sempre que há a suspeita ou indício de um potencial passivo, a AES Sul busca confirmar a sua existência através da elaboração de estudos em cumprimento as normas técnicas da FEPAM e a legislação específica, que possam confirmar ou não a sua existência. Uma vez confirmado, o passivo é gerenciado individualmente.

A AES Sul está envolvida em um único caso relativo a passivos ambientais, localizado em uma Unidade de Preservação de Madeira (UPM) recebida pela AES Sul em novembro de 1997, após o processo de privatização da CEEE, e que foi operada pela AES até dezembro de 2005. Em fevereiro de 2006, em virtude de problemas no processo de privatização a CEEE retomou a posse do ativo.

Durante o período em que esteve na posse da Unidade de Preservação de Madeira (UPM) de Barreto, no município de Triunfo - RS, a AES Sul identificou a existência de passivo ambiental na área da Fábrica, relativo à época em que a CEEE havia operado a UPM, decorrente de produtos químicos usados no processo produtivo. A AES Sul comunicou os fatos às autoridades competentes (Ministério Público Estadual e Órgão Ambiental Estadual - FEPAM).

Após a comunicação da existência do passivo, o Ministério Público Estadual instaurou um Inquérito Civil nº 24/2005, que instruiu Ação Civil Pública ajuizada em 13/03/2008 em face da CEEE, CEEE-D, AES Sul e AES Florestal Ltda. (empresas que operaram a fábrica até a descoberta do passivo ambiental).

Antes do ajuizamento da Ação Civil Pública pelo Ministério Público foi contratada uma empresa de consultoria ambiental para dar continuidade aos estudos ambientais, estruturando todos os documentos e avaliações ambientais que foram desenvolvidos.

Adicionalmente ao estudo técnico, o trabalho da empresa de consultoria envolveu a realização dos planos de contenção da contaminação através da remoção para os focos ativos de contaminação. Estes planos são compostos por atividades técnicas a serem desenvolvidas e cronograma físico-financeiro. Os valores estimados para a realização do plano de contenção da contaminação, previstos no relatório técnico foi de R\$ 29,3 milhões.

Em função da existência da ação civil pública, associada à finalização das avaliações técnicas ambientais e de acordo com os pareceres jurídicos elaborados por renomados escritórios jurídicos, foi provisionado o montante de R\$ 7,34 milhões, correspondente a 25% dos custos de contenção da contaminação.

A medida liminar requerida pelo MP foi indeferida. Em 31 de dezembro de 2010 a ação encontrava-se em fase de instrução.

Em outubro de 2011, após novo requerimento do Ministério Público, o Juízo deferiu a liminar determinando exclusivamente à CEEE a remoção dos focos de contaminação, sob pena de multa. A CEEE recorreu contra esta decisão, mas não obteve efeito suspensivo, tendo posteriormente o Tribunal de Justiça do Rio Grande do Sul mantido a decisão de primeira instância, que, nesse aspecto transitou em julgado.

Em fevereiro de 2012, o juízo acolheu o pedido da AES Sul e determinou que as atividades de remoção dos contaminantes a serem realizadas pela CEEE sejam supervisionadas pela AES e por um perito judicial. Em novembro de 2012, as inspeções realizadas pelo perito judicial e supervisionadas pela AES confirmaram que a CEEE está cumprindo a liminar. As inspeções estão programadas até março de 2013.

Por não haver mais risco desta Companhia ter que cumprir Liminar para remoção dos contaminantes, a reversão da provisão anteriormente constituída foi realizada com base no parecer do escritório de advocacia de dezembro de 2012.

O processo aguarda a resolução de mérito, sendo que atualmente aguarda a conclusão da perícia judicial, tendo em vista que o laudo pericial foi apresentado às partes em Outubro de 2014 e em março de 2015 as partes apresentaram manifestações sobre tal laudo pericial.

c. dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia

Contrato de Concessão

A Companhia opera o negócio de distribuição de energia elétrica, nos termos de seu Contrato de Concessão e da legislação aplicável. O Contrato de Concessão, com término em 06 de novembro de 2027 (Contrato de Concessão 012/97), impõe exigências sobre as operações e os negócios. Estas exigências incluem manutenção e/ou aperfeiçoamento de determinadas normas de serviço, incluindo o número e duração de *blackouts*. Existe, também, a obrigatoriedade de instalar dispositivos e equipamentos, por exemplo, linhas de distribuição e medidores para fornecer energia a novos clientes ou atender ao aumento de demanda dos clientes existentes.

Como já mencionado anteriormente, em função da implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras assinaram termos aditivos aos respectivos contratos de concessão. Esses aditivos se destinam basicamente a incorporar aos cálculos dos reajustes tarifários anuais os custos de aquisição de energia contratada nos novos leilões, com entrega nos 12 meses subsequentes à data de vigência de novas tarifas.

Estabelecem ainda que a Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) sejam excluídos da Parcela B. Assim, tais encargos foram excluídos do cálculo do reajuste de tarifas de energia elétrica. Na prática, tais tributos passaram a ser incluídos na fatura de energia elétrica de forma segregada em mecanismo análogo ao utilizado para a cobrança do ICMS.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Penalidades e Término da Concessão

Caso não sejam cumpridas as obrigações previstas no Contrato de Concessão e nas leis e normas aplicáveis ao negócio, a ANEEL pode impor penalidades através da instauração de processos administrativos punitivos.

As penalidades que podem ser impostas em caso de violação destas obrigações incluem advertências e imposições de multas podendo atingir até um máximo de 2,0% da receita anual da Companhia por violação, excluído o ICMS e ISS, conforme Resolução Normativa 063/2004.

A ANEEL também pode intervir na concessão por meio de resolução, que indicará seu prazo, objetivos e limites da medida, em função das razões que a ensejaram, designando o interventor. Declarada a intervenção, a ANEEL instaurará, no prazo de 30 dias, procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, assegurado o direito de ampla defesa, devendo o mesmo ser concluído no prazo de até 180 dias, sob pena de considerar-se inválida a intervenção. A ANEEL pode, ainda, em caso de descumprimento, limitar a área de concessão da Companhia, impondo uma subconcessão ou encampando as ações detidas por seus acionistas controladores e vendendo-as num leilão público.

A ANEEL também tem o poder de propor ao Poder Concedente, a União Federal, a declaração de caducidade da concessão antes de seu prazo final quando, por exemplo, do descumprimento de obrigações legais ou contratuais. Assim como na intervenção, a declaração de caducidade será precedida de processo administrativo e, caso reste comprovada a inadimplência da Companhia, a ANEEL poderá propor à União Federal a declaração de caducidade da concessão.

Em qualquer caso de término antecipado do Contrato de Concessão, existe o direito de receber indenização da ANEEL por investimentos efetuados em ativos relacionados aos serviços (bens reversíveis) que não tenham sido amortizados ou depreciados. A Companhia não pode garantir, contudo, que esta indenização seja em valores compatíveis com os valores residuais dos ativos reversíveis.

Equilíbrio Econômico-Financeiro

De acordo com a Lei de Concessões, qualquer concessão para a prestação de serviços públicos exige a manutenção de um equilíbrio entre os custos e receitas durante toda a vigência da concessão. Este princípio é conhecido como equilíbrio econômico-financeiro.

O principal instrumento de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro é a alteração, para mais ou para menos, das tarifas de fornecimento de energia e de uso dos sistemas de distribuição cobradas dos clientes, através de reajustes tarifários anuais, revisões ordinárias a cada cinco anos e revisões extraordinárias a qualquer tempo, desde que comprovado o desequilíbrio. Tais processos são conduzidos pela ANEEL que, ao cabo de seu decurso, procede à homologação das tarifas para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.


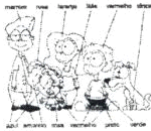

Propriedade Intelectual

A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Sua marca registrada mais importante é AES Sul, na forma mista, teve seu registro solicitado em 2002 e em 2005, os quais estão pendentes de aprovação pelo Instituto de Propriedade Industrial ("INPI"). Todas as demais marcas que possui não são relevantes para suas operações.

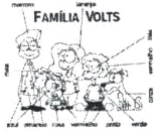
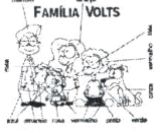




No Brasil, a propriedade de uma marca adquire-se somente pelo registro validamente expedido pelo INPI, órgão responsável pelo registro de marcas e patentes, sendo assegurado ao titular seu direito de uso exclusivo em todo o território nacional por um prazo determinado de 10 anos, passível de sucessivas renovações. Durante o processo de registro, o depositante tem apenas uma expectativa de direito para utilização das marcas depositadas aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços.

A Companhia acredita serem remotas as chances de perda dos registros de suas marcas já concedidas pelo INPI. Em relação aos pedidos de registro de marca sobrestados pelo INPI descritos na tabela abaixo, esclarecemos que os mesmos foram sobrestados em razão da colidência com a marca "AES", de titularidade da AES Corporation. A Companhia também acredita que a perda dos direitos sobre as suas marcas poderá acarretar um efeito adverso em suas operações e condição financeira. Para informações adicionais sobre Propriedade Intelectual da Companhia, vide item 9.1.b.

Atualmente, somos titulares, perante o INPI, dos seguintes registros e pedidos de registro de marca:

MARCAS – AES DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A					
Número de Registro	Data de Depósito	Data de Registro	Marcas	Situação	Classe
824969421	16/09/2002	-		Pedido de registro suspenso aguardando decisão final de pedidos correlatos.	NCL (39)
825274419	15/01/2003	08/05/2007		Registro válido até 08/05/2017	NCL (39)
825274427	15/01/2003	08/05/2007		Registro válido até 08/05/2017	NCL (41)

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

MARCAS – AES DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A						
825274435	15/01/2003	02/05/2007		Registro válido até 02/05/2017		NCL (39)
825274451	15/01/2003	02/05/2007		Registro válido até 02/05/2017		NCL (41)
825274443	15/01/2003	02/05/2007	 PLANO FÁCIL AES SUL	Registro válido até 02/05/2017		NCL (36)
827960409	14/10/2005	-		Pedido de registro suspenso aguardando decisão final de pedidos correlatos.		NCL (39)
840459017	25/03/2013	-		Em 20/08/2013 o pedido de registro foi publicado para Oposição.		NCL (35)
840459025	25/03/2013	-		Em 20/08/2013 o pedido de registro foi publicado para Oposição.		NCL (37)

Adicionalmente, a Companhia é, ainda, titular dos pedidos de patente, junto ao INPI, denominados "Veículo de transporte de cargas compreendendo um mecanismo de transporte", BR 10 2013 001866-0, cujo pedido de patente foi publicado em 16/09/2014.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

A Companhia não obtém receitas de outros países que não o Brasil. Suas atividades estão restritas ao território nacional ou mais precisamente, à sua área de concessão. Nesse contexto, 100% da receita líquida total da Companhia é proveniente de clientes atribuídos ao seu país sede.

Para informações sobre as características de cada um dos segmentos de clientes da Companhia, bem como sua participação na receita líquida total da Companhia, vide item 7.4 deste Formulário de Referência.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Não aplicável. A atuação da Companhia está restrita ao território nacional.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

Contratos de Prestação de Serviços

Além dos contratos de conexão e uso da rede básica de transmissão de energia e contratos de compra de energia elétrica e que integram os custos da Parcela A da tarifa de fornecimento, já citados neste Formulário de Referência, a Companhia possui diversos contratos de prestação de serviços relativos à operação e manutenção das redes de distribuição e outros serviços que representam um dispêndio anual de aproximadamente R\$ 183 milhões. A tabela a seguir detalha os contratos mais relevantes.

Fornecedor	Objeto	Dt.início	Dt.fim	Valor Total Contrato	Valor Anual
CONNECTA EMPREENDIMENTOS LTDA	Serviços manutenção rede distr. aérea - equipes H e L.V. (Metro e Vales)	21.06.2010	03.11.2015	R\$ 339.400.000,00	67.880.000,00
SIRTEC SISTEMAS ELETRICOS LTDA	Serviços manutenção rede distr. aérea - equipes H e L.V. (Centro e Oeste)	16.06.2010	03.11.2015	R\$ 327.370.000,00	65.474.000,00
JSL LOCACOES LTDA	Locação de Veículos	02.02.2015	30.11.2025	R\$ 136.512.449,10	13.651.244,91
TIVIT TERCEIRIZACAO DE PROCESS	Serviço de atendimento a clientes - Call center	01.09.2011	31.08.2016	R\$ 44.439.904,72	11.109.976,18
AMIARA BRASIL LTDA	Serviços de armazenagem e logística de materiais	16.08.2010	16.08.2015	R\$ 44.336.038,29	8.867.207,66
TIVIT TERCEIRIZACAO DE PROCESS	Outsourcing de Datacenter	16.12.2014	16.12.2020	R\$ 18.410.921,79	3.068.486,97
TECLOGICA SERVICOS EM INFORMAT	Desenvolvimento e manutenção de sistemas técnicos e comerciais	10.01.2013	10.01.2018	R\$ 14.473.358,71	2.894.671,74
PROCEL PROJETOS E CONSTRUCOES	Serviços em manutenção em linhas de transmissão	06.05.2013	31.12.2015	R\$ 14.126.746,27	5.630.698,51
LONGO SERVICOS DIVERSOS LTDA	Serviços de Poda	16.03.2013	15.03.2016	R\$ 13.398.971,40	4.466.323,80
					183.062.609,76

Relatório de Sustentabilidade

Publicado anualmente desde 2006, a AES Sul adota seu relatório de Sustentabilidade como ferramenta para a descrição dos aspectos econômicos, sociais e ambientais (triple bottom line) de suas atividades e para a prestação de contas sobre seu desempenho a todos os nossos públicos de relacionamento (colaboradores, clientes e fornecedores, entre outros). No relatório de sustentabilidade de 2014, a empresa passou a aplicar os princípios para relato integrado, com base no framework da International Integrated Reporting Council (IIRC).

O documento é elaborado de acordo com as diretrizes internacionais da Global Reporting Initiative (GRI) e está disponível no hotsite de sustentabilidade da AES Brasil no endereço: www.aesbrasil sustentabilidade.com.br.

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Programa de Eficiência Energética (PEE)

A matéria é objeto de política pública específica. No âmbito federal, o Poder Público, por meio da Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, dispôs sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas do setor.

O Contrato de Concessão firmado pelas distribuidoras de energia elétrica com o Poder Concedente estabelece obrigações e encargos sobre eficiência energética, no qual, a Concessionária fica obrigada a aplicar o montante de, no mínimo, 1% da Receita Operacional Líquida - ROL, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, nos Termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e na forma em que dispuser a regulamentação específica sobre a matéria.

A Lei nº 9.991/2000 dispõe que as distribuidoras de energia elétrica devem aplicar um percentual mínimo da ROL em PEE.

Segmento	Lei 12.212/2010							
	Vigência: até 31/12/2015				A partir de 1º/01/2016			
	P&D ¹	PEE ²	FNDCT ³	MME ⁴	P&D ¹	PEE ²	FNDCT ³	MME ⁴
Distribuição	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15

- 1) P&D = Pesquisa e Desenvolvimento;
- 2) PEE = Programa de Eficiência Energética;
- 3) FNDCT = Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
- 4) MME = Ministério de Minas e Energia

O Manual do PEE (MPEE): é um guia que determina os procedimentos para as concessionárias para a elaboração e execução de projetos de eficiência energética regulados pela ANEEL. Nos Manuais de Eficiência Energética são definidas a estrutura e a forma de apresentação dos projetos, os critérios de avaliação e de fiscalização e o tipo de projetos que podem ser realizados com recursos do PEE. Também são apresentados os procedimentos para contabilização dos custos e apropriação dos investimentos realizados.

A partir de 2001 foi criado o fundo nacional CTENERG, que possui um documento de diretrizes estratégicas disponível no site do Ministério da Ciência e Tecnologia. Trata-se de outra fonte de recursos para financiar o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes para as indústrias e programas de eficiência de interesse público.

O programa de Eficiência Energética destina-se a beneficiar os clientes da Companhia por meio de projetos de substituição de equipamentos e lâmpadas por equipamentos e lâmpadas mais eficientes em instalações de hospitais, escolas e prédios públicos, bem como por meio de projetos educacionais e de responsabilidade social e atendimento a comunidades de baixo poder aquisitivo. Dessa forma, a Companhia contribui para o processo de inclusão social, bem como para melhoria da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica para população. Todas essas ações, além de contribuir para economia de energia elétrica e, conseqüentemente, ajudar a diminuir os orçamentos de órgãos públicos, melhoram a qualidade de vida e de segurança das pessoas beneficiadas com esses projetos, bem como contribuem para a diminuição da inadimplência e combatem as perdas comerciais.

A Companhia realizou R\$ 11,8 milhões, R\$ 12,6 milhões e R\$ 11,4 milhões, em programas de Eficiência Energética no período encerrado em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, respectivamente.

Os projetos voltados diretamente para mudança comportamental dos hábitos no consumo continuam sendo os destaques em 2014, entre os quais, o projeto de substituição de lâmpadas mais eficientes, chuveiros, geladeiras e a instalação de coletores solares e o projeto educacional, que engloba apresentações nas escolas utilizando ferramentas lúdicas com conceitos de sustentabilidade. Foram investidos R\$ 8,4 milhões nos projetos voltados à comunidade de baixa renda. 0,09 milhões

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

em substituição de lâmpadas residenciais e R\$ 3,1 milhões em projeto educacional aliado com o Projeto Recicle Mais pague Menos, - com foco sócio/educacional e financeiro destinado ao cliente residencial da AES Sul que quando da troca de seus resíduos recicláveis recebe bônus na sua conta de energia; bem como 0,04 milhões em projetos de eficiência no seguimento de serviços públicos em empresa de saneamento, hospitais e Parque Estadual.

A Companhia mantém anualmente projetos relacionados aos processos técnicos, comerciais e operacionais, ao desenvolvimento de tecnologias mais eficazes, à segurança de colaboradores e empregados terceirizados e na promoção de iniciativas sustentáveis para as comunidades. A Companhia realizou R\$ 3,2 milhões, R\$ 6,0 milhões e R\$ 5,6 milhões referente em Programas de Pesquisa e Desenvolvimento nos períodos encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 respectivamente.

Política de Sustentabilidade

A Companhia adota uma Política de Sustentabilidade do grupo ao qual pertence (AES Brasil) que consolida o compromisso das empresas do Grupo com o desenvolvimento sustentável, e ainda converge e estabelece as diretrizes para a atuação da empresa considerando os aspectos social, ambiental e econômico. A Política de Sustentabilidade da AES Brasil define diretrizes de atuação com base nos quatro direcionadores estratégicos do Grupo AES Brasil::

- Satisfação do cliente;
- Desenvolvimento de negócios;
- Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução;
- Engajamento de públicos de relacionamento.

A Política de Sustentabilidade define o cumprimento da legislação e das normas brasileiras e internacionais aplicáveis, além das políticas e diretrizes do grupo AES no Brasil. A companhia contribui, ainda, com o desenvolvimento sustentável da sociedade e do país assumindo os seguintes compromissos voluntários: Pacto Global, Objetivos do Milênio, Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo no Brasil e Empresa Amiga da Criança.

Integração da sustentabilidade à estratégia de negócios

No início de 2012, a Companhia deu um importante passo para integrar e uniformizar as iniciativas de sustentabilidade ao planejamento e à estratégia da empresa com o lançamento da Plataforma de Sustentabilidade, que reunia um conjunto de diretrizes alinhadas para influenciar todos os processos da organização.

Com cinco pilares principais, denominados “temas estratégicos” – segurança, inovação e excelência para satisfação do cliente, geração de energia sustentável, uso eficiente de recursos e desenvolvimento e valorização de colaboradores, fornecedores e comunidades –, a Plataforma de Sustentabilidade era formada ainda por três temas transversais – educação para a sustentabilidade, engajamento dos públicos de relacionamento e comunicação, conhecimento e informação.

Por meio da Plataforma de Sustentabilidade, a AES Sul avançou na inserção do conceito de sustentabilidade em seu dia a dia, bem como na disseminação do tema para todos os seus públicos de relacionamento.

Com o amadurecimento e avanços conquistados em termos de pensamento integrado e entendimento da relação entre sustentabilidade e negócios e em função dos desafios trazidos pelas mudanças de cenários, a alta gestão da AES Brasil decidiu dar um passo muito importante. A fim de tornar mais tangível a integração dos temas sociais, ambientais e de governança, os principais aspectos da Plataforma de Sustentabilidade foram incorporados ao Planejamento Estratégico Sustentável 2015-2019. O novo planejamento surge, portanto, para oferecer a todos os públicos de relacionamento da companhia uma estratégia unificada e consistente para que as empresas da AES no Brasil avancem em direção à visão do grupo a partir de 2015 e para que possa gerar valor compartilhado a todos.

Engajamento de Públicos de Relacionamento

A AES Brasil contemplou entre os direcionadores de seu novo planejamento estratégico sustentável o engajamento de públicos de relacionamento, o que representa uma evolução em relação à estratégia anterior, cujo foco era somente a gestão desses grupos. Em linha com a nova estratégia, as empresas AES Brasil visam fortalecer o relacionamento com os dez públicos.

Em 2014 foi criado o Fórum de Performance e Gestão de Públicos de Relacionamento, que passará a atuar a partir de 2015 e será responsável por mensurar e monitorar – por meio de indicadores-chave de desempenho – cada um dos requisitos dos públicos de relacionamento com relação à atividade da companhia. Dessa forma, as empresas AES Brasil terão como mensurar o status do processo de engajamento, além do atendimento e o gerenciamento de expectativas desses públicos, considerando os desafios apresentados na realização da estratégia de negócios.

Os resultados do engajamento serão incorporados ao ciclo do Planejamento Estratégico Sustentável, a fim de apoiar as decisões da empresa.

7.9 - Outras informações relevantes

Estratégia de Negócios

A estratégia da Companhia é aumentar sua eficiência operacional, melhorar continuamente sua qualidade de serviço e reduzir seus custos financeiros, de forma a criar valor para seus acionistas. Os elementos chave de sua estratégia são:

Posicionar-se como Empresa Modelo na Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. A Companhia pretende continuar a acompanhar o crescimento da população em sua área de concessão através da expansão necessária da rede de distribuição de energia elétrica e de investimentos em ativos que componham a base regulatória de remuneração, bem como, garantir a melhoria constante da qualidade e confiabilidade de seus serviços. A base de clientes da Companhia tem crescido gradativamente desde a privatização, em outubro de 1997. Em 2014, foram adicionados 25,3 mil novos clientes, em 2013, 28,7 mil e, em 2012, 31,6 mil. A Companhia planeja investir aproximadamente R\$ 201,9 milhões em 2015 sendo R\$ 198,1 milhões com recursos próprios e R\$ 3,8 milhões de investimentos auto financiados por consumidores para aprimorar a qualidade de seus serviços e criar as bases ser a melhor empresa de distribuição do Brasil.

Redução de Perdas Comerciais de Energia Elétrica para Aumentar a Lucratividade. A administração da Companhia mantém o foco em programas de desenvolvimento para reduzir suas perdas comerciais de energia elétrica, mesmo considerando que essas perdas são relativamente baixas quando comparadas com a média do setor elétrico brasileiro. As perdas comerciais de energia elétrica resultam de conexões ilegais, furtos, erros de cobrança e de medição e fraudes. Para reduzir essas perdas, a Companhia implementa novas tecnologias que, acredita, auxiliarão na descoberta de irregularidades e na análise de comportamentos inadequados de consumo de energia de seus clientes. Neste sentido, a Companhia está investindo em novos instrumentos preventivos, como a avaliação preditiva do consumo das unidades consumidoras através de inteligência artificial, análise de memórias de massa dos medidores de energia elétrica instalados para os consumidores ligados em média e alta tensão, utilização de cabos antifurto, rede secundária elevada e protegida, e blindagem de caixas de medidores. Suas perdas totais de energia elétrica, técnicas e comerciais, fecharam o ano de 2014 em 8,76%, muito em função da elevação da perda técnica, ocasionada pelo aumento de consumo em 2014 devido a forte onda de calor. Nos anos anteriores os índices foram de 8,27% e 8,31%, para 2013 e 2012, respectivamente.

Qualidade do Serviço. A Companhia investe continuamente na expansão do seu sistema de distribuição, realizando estudos para atendimento ao mercado de energia tanto em condições normais de operação quanto em condições de emergência, de forma a garantir o pleno atendimento ao fornecimento de energia. Além disto, na busca por oferecer níveis crescentes de qualidade aos seus clientes, a Companhia investe na automação e modernização da sua rede, com a adoção de um novo padrão de construção a partir de 2008. O padrão de rede adotado até o ano de 2007 utilizava de forma predominante postes de madeira para sustentação das redes. Para melhorar a confiabilidade e a qualidade na distribuição de energia, a AES Sul mudou seu padrão de rede passando a utilizar postes de concreto dos tipos “Duplo T” ou “Cônicos”, conforme o fim a que se destinam. Assim, a partir do ano 2008, todas as novas redes construídas e as substituições de postes quando das manutenções passaram a adotar o posteamento de concreto. Este tipo de poste apresenta maior vida útil, além da resistência mecânica superior, e por isso possibilita uma redução dos desligamentos não programados causados por queda de postes em temporais e, conseqüentemente, contribui na melhoria dos indicadores técnicos de continuidade e satisfação dos clientes. Outra mudança de padrão diz respeito a adoção de redes com cabo protegido ou *spacer cable* em áreas urbanas, um padrão que evita desligamentos e convive mais harmonicamente com regiões arborizadas uma das características da sua área de concessão. Além disto, em parceria com os órgãos ambientais e governos municipais, houve um incremento no volume de podas de árvores e na manutenção preventiva de redes primárias e secundárias.

Retenção de Clientes Potencialmente Livres de Alto Valor. A administração da Companhia monitora a lucratividade e o perfil de consumo de energia elétrica de cada um de seus grandes clientes que, de acordo com a legislação, podem se tornar clientes livres. A Companhia acredita que isso auxilia na identificação dos clientes mais rentáveis e a concentrar esforços para mantê-los, investindo em sua rede para melhorar a qualidade e confiabilidade de seus serviços. A Companhia entende também que o alto nível do serviço prestado, com poucos e curtos períodos de interrupção, de acordo com os padrões estabelecidos pela ANEEL, associado a grande variedade de serviços de valor agregado que são oferecidos a esses clientes, incluindo programas de eficiência energética, gerenciamento de carga e serviços de infra-estrutura elétrica, que reduzem seu custo de manutenção, melhoram a satisfação do cliente incentivando-os a permanecer como clientes da Companhia.

Relacionamento com a ANEEL, Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul (AGERGS) e MME A Companhia pretende continuar a manter e fortalecer sua interlocução com a ANEEL, AGERGS e MME, mantendo um canal de comunicação permanentemente aberto, com o intuito de contribuir de forma efetiva para a evolução das regulamentações aplicadas ao Setor Elétrico.

Seguro

A Companhia mantém apólice de seguro Patrimonial, do tipo “Riscos Operacionais”, que garante o pagamento de indenização com relação a sinistros que atinjam o seu patrimônio. Tal apólice de seguro possui cobertura para sinistros decorrentes de incêndio, alagamento, danos elétricos, explosão, roubo e quebra de máquinas, ocorridos em suas subestações, edifícios e instalações. Os eventuais prejuízos causados a terceiros estão cobertos pelas seguintes apólices de seguro: (i) Responsabilidade Civil Geral, que garante o pagamento de indenização em decorrência de danos materiais, lesões físicas e danos morais causados por acidente que, eventualmente, a Companhia venha a ser responsabilizada; e (ii) de Responsabilidade Civil Facultativa, que garante a indenização a terceiros em decorrência de eventuais acidentes de trânsito com a sua frota de veículos, (iii) Responsabilidade Civil Ambiental, que garante o pagamento de indenização, a título de perdas e danos em razão de condições de Poluição Ambiental. A Companhia acredita que contratou apólices de seguro usualmente contratadas no Brasil para o seu tipo de operação. Ademais, muito embora a Companhia contrate as apólices descritas acima, existem determinados tipos de risco que podem não estar cobertos pelas mesmas (tais como guerra, caso fortuito e de força maior ou interrupção de certas atividades). Assim, na hipótese de ocorrência de quaisquer desses eventos não cobertos, a Companhia poderá incorrer em custos adicionais para a sua recomposição ou reforma. Adicionalmente, não se pode garantir que, mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto por tais apólices, o pagamento da indenização do seguro será suficiente para cobrir os danos decorrentes de tal sinistro.

Além das apólices mencionadas, a Companhia contrata o Seguro de Responsabilidade Civil de Administradores, conhecido como D&O. Para mais informações sobre esta apólice de seguros, vide item 12.11 deste Formulário de Referência.

Estratégia da Companhia/ Excelência na Gestão

Desde que a Companhia lançou o Planejamento Estratégico Sustentável 2012-2016, ocorreram mudanças em seu contexto de atuação. As alterações no ambiente econômico, político e setorial evidenciaram a necessidade de revalidar o Planejamento Estratégico Sustentável para os anos de 2015 a 2019.

7.9 - Outras informações relevantes

Simplificação e foco foram os grandes direcionadores da nova estratégia, formada por objetivos de longo prazo, direcionadores estratégicos e compromissos do negócio. Uma estratégia que tem como base os seus principais Ativos Intangíveis e seus valores:

Direcionadores estratégicos:	Compromissos de negócio:
Satisfação do cliente	Garantir excelência dos serviços prestados com ética e respeito ao cliente
Desenvolvimento de negócios	Crescer com soluções sustentáveis de energia
Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução	Maximizar valor antecipando e reduzindo riscos e impactos econômicos, sociais e ambientais
Engajamento dos públicos de relacionamento	Promover avanços no setor, educar a população para o consumo consciente e desenvolver colaboradores, parceiros e comunidades

Com o amadurecimento e avanços conquistados em termos de pensamento integrado e entendimento da relação entre sustentabilidade e negócios e em função dos desafios trazidos pelas mudanças de cenários climático e regulatório, a alta gestão da Companhia decidiu dar um passo muito importante. De forma a tornar mais tangível a integração dos temas sociais, ambientais e de governança, os principais aspectos da Plataforma de Sustentabilidade foram incorporados ao Planejamento Estratégico Sustentável 2015-2019.

O novo planejamento surge, portanto, para oferecer a todos os públicos de relacionamento uma estratégia unificada e consistente para que a Companhia avance em direção à sua nova visão a partir de 2015 e para que possa gerar valor compartilhado a todos. O acompanhamento de indicadores estratégicos é realizado periodicamente em fóruns de performance e reuniões com gestores e lideranças, em que são tomadas decisões visando ao cumprimento de metas estabelecidas.

A empresa se baseia no Modelo de Excelência da Gestão (MEG), da Fundação Nacional da Qualidade (FNQ) como um dos pilares da estratégia, ligado ao direcionador Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução. A partir do MEG, diversos processos da Companhia são revisados anualmente para avaliar o grau de maturidade de sua gestão e definir ações para a melhoria dos processos.

Como base para este diagnóstico, é feita uma avaliação dentro do ciclo do Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ), uma iniciativa da FNQ que reconhece as empresas de classe mundial, consideradas como detentoras das melhores práticas de gestão.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Descrição do grupo econômico da Companhia

a. controladores diretos e indiretos

O organograma abaixo apresenta os controladores diretos e indiretos da Companhia em 11.12.2015. Para informações mais detalhadas sobre a controladora direta e os controladores indiretos da Companhia vide os itens 15.1 e 15.4. deste Formulário de Referência.

b. controladas e coligadas

Não aplicável. A Companhia possui um único segmento operacional passível de reporte em suas demonstrações financeiras, qual seja, a distribuição de energia elétrica. A atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com o Poder Concedente, por igual período. De acordo, com as regras vigentes para a concessão da AES Sul, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

c. participações da Companhia em sociedades do grupo

A Companhia não detém participações em outras sociedades do grupo. De acordo, com as regras vigentes para a concessão da AES Sul, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

d. participações de sociedades do grupo na Companhia

A AES Guaíba II detém diretamente 99,99% das ações preferenciais da Companhia, 99,62% das ações ordinárias e 99,71% de seu capital total. Para maiores informações sobre as participações diretas e indiretas de sociedades do grupo na Companhia, vide item 8.1.a. acima e organograma dos itens 6.5 e 15.4 deste Formulário de Referência.

e. sociedades sob controle comum

Não há sociedades sob o controle comum da Companhia e de outra entidade.

As seguintes sociedades são controladas, direta ou indiretamente, pela The AES Corporation ("AES Corporation") e, portanto, estão sob o mesmo controle da Companhia:

AES Foreign Energy Holdings, LLC, sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington – Virginia;

AES EDC Holding, LLC, sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington – Virginia;

La Plata III, CV, sociedade organizada e existente sob as leis da Holanda, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Holdings Brasil Ltda, sociedade limitada, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

AES Brazil, Inc., sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington - Virginia;

AES Brazil International Holdings, Ltd, sociedade organizada e existente sob as leis de Bermuda, com sede em Bermuda;

AES Climate Solutions Holdings I, LLC, sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington - Virginia;

AES Climate Solutions Holdings II, LLC, sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington - Virginia;

AES Climate Solutions Holdings, LP, sociedade organizada e existente sob as leis de Bermuda, com sede em Arlington - Virginia;

AES CC&T International, Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis das Ilhas Virgens Britânicas, com sede nas Ilhas Virgens Britânicas;

AES Carbon Holdings Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis das Ilhas Virgens Britânicas, com sede nas Ilhas Virgens Britânicas;

AES Brasil Ltda., sociedade limitada, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

AES Elpa S.A., sociedade por ações, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil

AES Florestal Ltda., sociedade limitada, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

AES International Holdings II, Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis das Ilhas Virgens Britânicas, com sede nas Ilhas Virgens Britânicas;

AES South American Holdings, Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Força Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Cemig Holdings, Inc., sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington - Virginia;

Cemig II CV, sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede em Cayman;

AES Pasadena, Inc., sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington - Virginia;

Cayman Energy Traders, sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES SEB Holdings, sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede em Ilhas Cayman;

Southern Electric Brazil Participações Ltda., sociedade organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

AES Intercon II, Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Interenergy Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES ComSul Ltda., sociedade organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

AES Termosul I, Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Termosul II Ltd., sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Termosul Empreendimentos Ltda., sociedade limitada, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

AES Cayman Guaíba, Ltd, sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Transgas I, Ltd, sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., sociedade limitada com sede no Brasil;

AES Holanda Holdings CV, sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

AES Brazil Investimento LLC, sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Delaware;

AES Brazilian Energy Holdings Ltda., sociedade limitada, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

Brasileira Participações S.A., sociedade por ações, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

Companhia Brasileira de Energia, sociedade por ações, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil;

AES Serviços TC Ltda., sociedade limitada, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil ("AES Serviços TC.");

AES Uruguaiana Empreendimentos S.A., sociedade por ações, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil ("AES Uruguaiana");

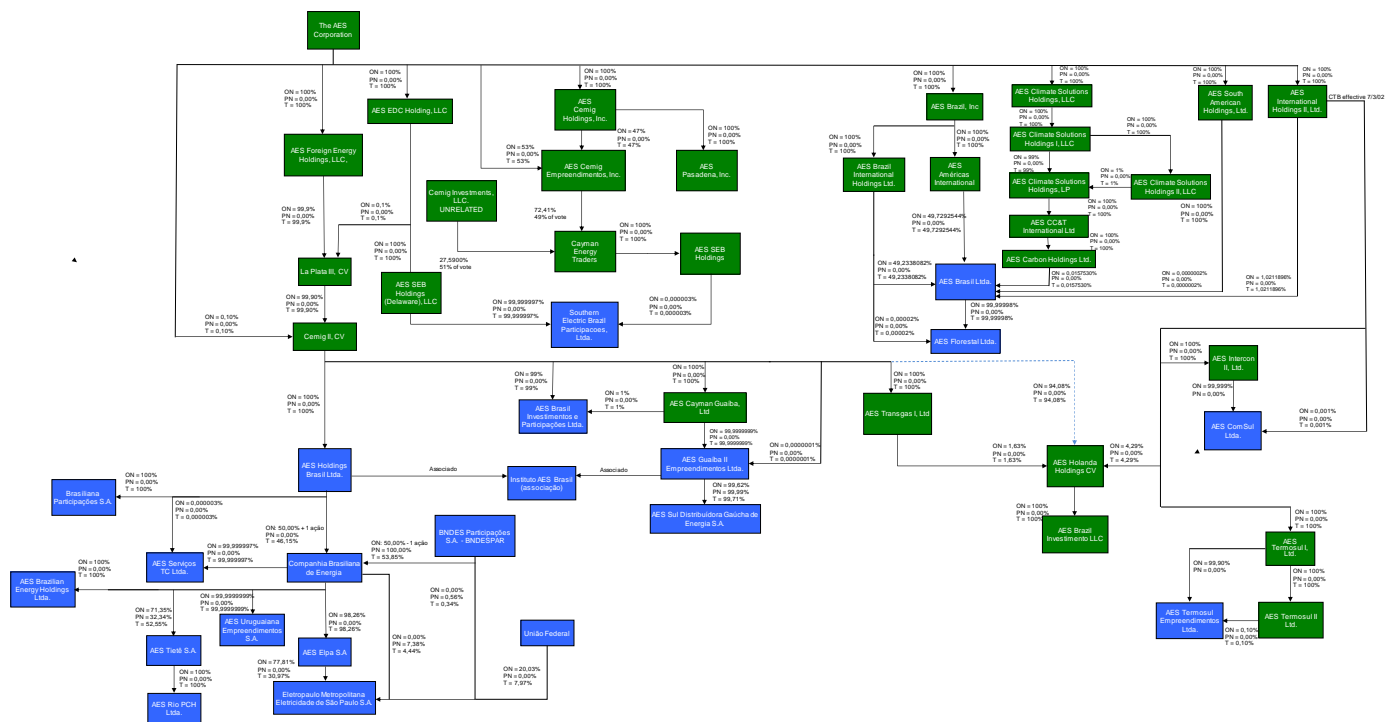
AES SEB Holdings (Delaware), LLC, sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington Virginia;

AES Cemig Empreendimentos, Inc, sociedade organizada e existente sob as leis de Cayman, com sede nas Ilhas Cayman;

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., sociedade por ações, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil ("AES Eletropaulo");

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

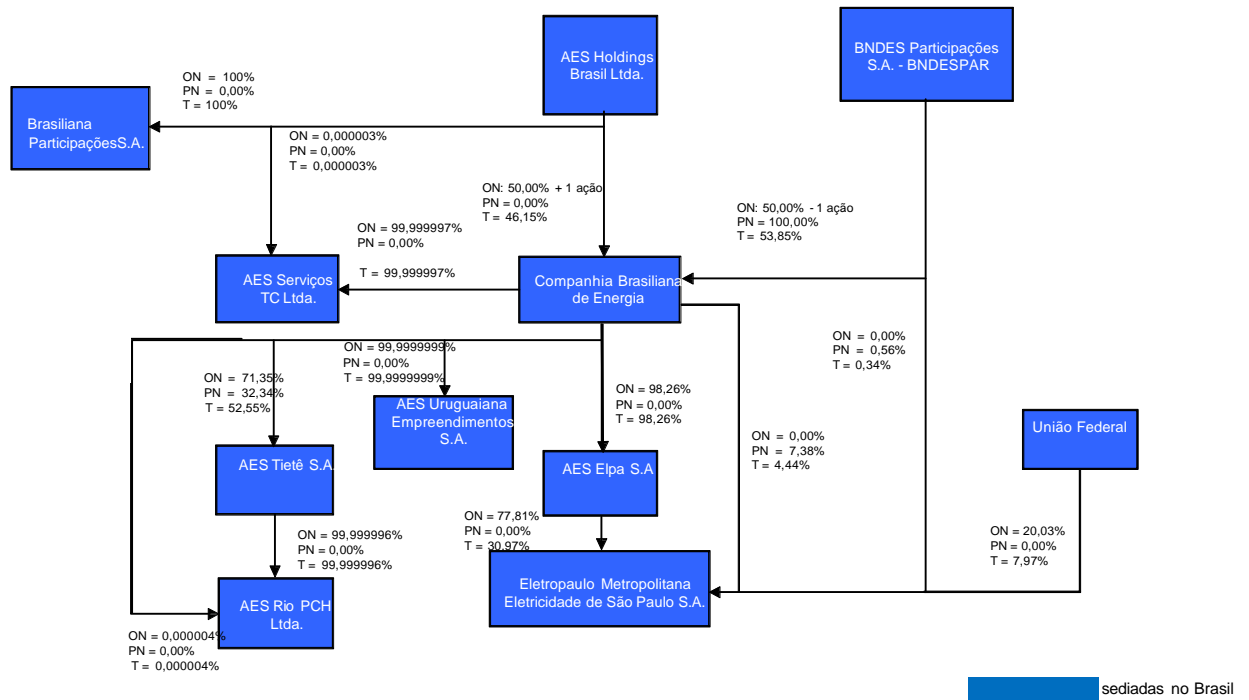
AES Climate Solutions Holdings, LLC, sociedade organizada e existente sob as leis de Delaware, com sede em Arlington - Virginia;
 AES Americas International Holdings Ltd, sociedade organizada e existente sob as leis de Bermuda, com sede em Bermuda;
 AES Tietê S.A., sociedade por ações, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil (“AES Tietê”);
 AES Rio PCH Ltda., sociedade limitada, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil (“AES Rio PCH”); e
 AES Brasil Investimentos e Participações Ltda., sociedade limitada, devidamente organizada e existente sob as leis do Brasil, com sede no Brasil (“AES BIP”).



■ não sedes no Brasil

8.2 - Organograma do Grupo Econômico

O organograma abaixo apresenta a atual estrutura simplificada do grupo societário da Companhia em 11 de dezembro de 2015:



8.3 - Operações de reestruturação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve operações de reestruturação relevantes na Companhia, nos últimos 3 exercícios sociais.

8.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9.1 Bens do ativo não circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia

Ativos Intangível e Financeiro de Concessão

Os principais ativos da Companhia consistem em linhas de distribuição, subestações de distribuição e redes de distribuição, os quais estão localizados em um total de 118 municípios localizados entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com a Argentina e o Uruguai, no oeste do Estado. Para atender a uma área de concessão que conta com aproximadamente 3,4 milhões de habitantes, a Companhia possui uma estrutura formada por 60 subestações de distribuição e 64.710 km de rede de distribuição e 2.047 km de linhas de distribuição. A Companhia dispõe ainda de 102 imóveis, destinados à operação do sistema e a outras atividades administrativas ou afins.

De acordo com o Contrato de Concessão, todos os ativos necessários à operação do sistema elétrico, são considerados ativos da concessão, reversíveis à União, mediante indenização dos valores ainda não depreciados ou amortizados. Estes ativos não podem ser gravados ou penhorados sem prévia e expressa autorização do Poder Concedente e não podem ser reclamados para pagamento de dívidas da Companhia. Os demais ativos que não são remunerados pelo consumidor, permanecem com a Companhia ao término da concessão.

A partir da adoção das normas internacionais de relatório financeiro denominadas International Financial Reporting Standards (“IFRS”) emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (International Accounting Standards Board – IASB), e, por conseguinte, de acordo com a norma internacional a IFRIC 12, traduzida no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC como Interpretação Técnica ICPC 01, a infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica (ativos vinculados à concessão) acima mencionada, passou a ser valorizada e reconhecida como ativo intangível de concessão e ativo financeiro de concessão. A infraestrutura existente e as futuras melhorias ou expansões devem ser apresentadas como um ativo financeiro e/ou um ativo intangível.

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da Companhia de cobrar os consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
60 subestações de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Ccompanhia	
64.710 km de rede de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	
2.047 km de linhas de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	
102 imóveis	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica	Área de Concessão (vide item 9.2)	Até 06 de novembro de 2027	Eventos previstos em lei, tais como encampação, caducidade, rescisão, e expiração do prazo.	Atividade operacional da Companhia depende exclusivamente dos direitos outorgados no âmbito da concessão. Sem este contrato, a Companhia não pode operar como distribuidora de energia e, conseqüentemente, seu faturamento se reduzirá a zero. Para mais informações sobre a concessão, ver o Item 7. 5. "c" dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia deste Formulário de Referência.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	2 marcas figurativas (Processo n.º 825274419 e Processo n.º 825274427) (vide item 9.2)	Território nacional	Até 2017	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Sua marca comercial mais importante é AES Sul, na forma mista, que teve seu registro solicitado em 2002 e 2005, os quais estão pendentes de aprovação pelo Instituto de Propriedade Industrial. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	2 marcas mistas "Família Volts" (Processo n.º 825274435 e Processo n.º 825274451) (vide item 9.2)	Território nacional	Até 2017	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Sua marca comercial mais importante é AES Sul, na forma mista, que teve seu registro solicitado em 2002 e 2005, os quais estão pendentes de aprovação pelo Instituto de Propriedade Industrial. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	1 marca mista "Plano Fácil AES Sul" (Processo n.º 825274443) (vide item 9.2)	Território nacional	Até 2017	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Sua marca comercial mais importante é AES Sul, na forma mista, que teve seu registro solicitado em 2002 e 2005, os quais estão pendentes de aprovação pelo Instituto de Propriedade Industrial. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável. A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

9.2 - Outras informações relevantes

Domínios na internet

A Companhia é titular dos nomes de domínio “www.aessul.com.br” e “www.aes-sul.com.br” registrados no Registro.br – Domínios para a Internet no Brasil, entidade responsável pelo registro de nomes de domínio no Brasil.

Informações complementares ao item 9.1 “a”

Municípios que compõem a área de concessão da Companhia:


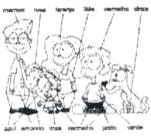
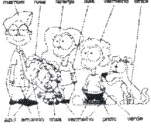
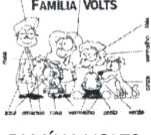
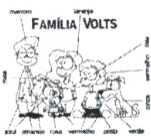




Aceguá, Água Santa, Agudo, Ajuricaba, Alecrim, Alegrete, Alegria, Almirante Tamandaré do Sul, Alpestre, Alto Alegre, Alto Feliz, Alvorada, Amaral Ferrador, Ametista do Sul, André da Rocha, Anta Gorda, Antonio Prado, Arambaré, Araricá, Aratiba, Arroio do Meio, Arroio do Padre, Arroio do Sal, Arroio do Tigre, Arroio dos Ratos, Arroio Grande, Arvorezinha, Augusto Pestana, Áurea, Bagé, Balneário Pinhal, Barão, Barão de Cotegipe, Barão do Triunfo, Barra do Guarita, Barra do Quaraí, Barra do Ribeiro, Barra do Rio Azul, Barra Funda, Barracão, Barros Cassal, Benjamin Constant do Sul, Bento Gonçalves, Boa Vista das Missões, Boa Vista do Buricá, Boa Vista do Cadeado, Boa Vista do Inara, Boa Vista do Sul, Bom Jesus, Bom Princípio, Bom Progresso, Bom Retiro do Sul, Boqueirão do Leão, Bossoroca, Bozano, Braga, Brochier, Butiá, Caçapava do Sul, Cacequi, Cachoeira do Sul, Cachoeirinha, Caciúque Doble, Caibaté, Caiçara, Camaquã, Camargo, Cambará do Sul, Campestre da Serra, Campina das Missões, Campinas do Sul, Campo Bom, Campo Novo, Campos Borges, Candelária, Cândido Godói, Candiota, Canela, Canguçu, Cardoso, Canudos do Vale, Capão Bonito do Sul, Capão da Canoa, Capão do Cipó, Capão do Leão, Capela de Santana, Capitão, Capivari do Sul, Caraá, Carazinho, Carlos Barbosa, Carlos Gomes, Casca, Caseiros, Catuípe, Caxias do Sul, Centenário, Cerrito, Cerro Branco, Cerro Grande, Cerro Grande do Sul, Cerro Largo, Chapada, Charqueadas, Charrua, Chiapeta, Chuí, Chuvisca, Cidreira, Ciriaco, Colinas, Colorado, Condor, Constantina, Coqueiro Baixo, Coqueiros do Sul, Coronel Barros, Coronel Bicaco, Coronel Pilar, Cotiporã, Coxilha, Crissiumal, Cristal, Cristal do Sul, Cruz Alta, Cruzaltense, Cruzeiro do Sul, David Canabarro, Derrubadas, Dezesseis de Novembro, Dilermando de Aguiar, Dois Irmãos, Dois Irmãos das Missões, Dois Lajeados, Dom Feliciano, Dom Pedrito, Dom Pedro de Alcântara, Dona Francisca, Doutor Maurício Cardoso, Doutor Ricardo, Eldorado do Sul, Encantado, Encruzilhada do Sul, Engenho Velho, Entre Rios do Sul, Entre-Ijuís, Erebang, Erechim, Ernestina, Erval Grande, Erval Seco, Esmeralda, Esperança do Sul, Espumoso, Estação, Estância Velha, Esteio, Estrela, Estrela Velha, Eugênio de Castro, Fagundes Varela, Farroupilha, Faxinal do Soturno, Faxinalzinho, Fazenda Vilanova, Feliz, Flores da Cunha, Floriano Peixoto, Fontoura Xavier, Formigueiro, Forquetinha, Fortaleza dos Valos, Frederico Westphalen, Garibaldi, Garruchos, Gaurama, General Câmara, Gentil, Getúlio Vargas, Giruá, Glorinha, Gramado, Gramado dos Loureiros, Gramado Xavier, Gravataí, Guabiju, Guaíba, Guaporé, Guarani das Missões, Harmonia, Herval, Herveiras, Horizontina, Hulha Negra, Humaitá, Ibarama, Ibiaçá, Ibiraiaras, Ibirapuitã, Ibirubá, Igrejinha, Ijuí, Ilópolis, Imbé, Imigrante, Independência, Inhacorá, Ipê, Ipiranga do Sul, Irais, Itaara, Itacurubi, Itapuca, Itaqui, Itati, Itatiba do Sul, Ivorá, Ivoti, Jaboticaba, Jacuizinho, Jacutinga, Jaguarão, Jaquari, Jaquirana, Jarí, Jóia, Júlio de Castilhos, Lagoa Bonita do Sul, Lagoa dos Três Cantos, Lagoa Vermelha, Lagoão, Lajeado, Lajeado do Bugre, Lavras do Sul, Liberato Salzano, Lindolfo Collor, Linha Nova, Maçambará, Machadinho, Mampituba, Manoel Viana, Maquiné, Maratá, Marau, Marcelino Ramos, Mariana Pimentel, Mariano Moro, Marques de Souza, Mata, Mato Castelhano, Mato Leitão, Mato Queimado, Maximiliano de Almeida, Minas do Leão, Miraguaí, Montauri, Monte Alegre dos Campos, Monte Belo do Sul, Montenegro, Mormaço, Morrinhos do Sul, Morro Redondo, Morro Reuter, Mostardas, Muçum, Muitos Capões, Muliterno, Não-Me-Toque, Nicolau Vergueiro, Nonoai, Nova Alvorada, Nova Araçá, Nova Bassano, Nova Boa Vista, Nova Brésia, Nova Candelária, Nova Esperança do Sul, Nova Hartz, Nova Pádua, Nova Palma, Nova Petrópolis, Nova Prata, Nova Ramada, Nova Roma do Sul, Nova Santa Rita, Novo Barreiro, Novo Cabrais, Novo Hamburgo, Novo Machado, Novo Tiradentes, Novo Xingu, Osório, Paim Filho, Palmares do Sul, Palmeira das Missões, Palmitinho, Panambi, Pantano Grande, Paraí, Paraíso do Sul, Pareci Novo, Parobé, Passa Sete, Passo do Sobrado, Passo Fundo, Paulo Bento, Paverama, Pedras Altas, Pedro Osório, Pejuçara, Pelotas, Picada Café, Pinhal, Pinhal da Serra, Pinhal Grande, Pinheirinho do Vale, Pinheiro Machado, Pirapó, Piratini, Planalto, Poço das Antas, Pontão, Ponte Preta, Portão, Porto Alegre, Porto Lucena, Porto Mauá, Porto Vera Cruz, Porto Xavier, Pouso Novo, Presidente Lucena, Progresso, Protásio Alves, Putinga, Quaraí, Quatro Irmãos, Quevedos, Quinze de Novembro, Redentora, Relvado, Restinga Seca, Rio dos Índios, Rio Grande, Rio Pardo, Riozinho, Roca Sales, Rodeio Bonito, Rolador, Rolante, Ronda Alta, Rondinha, Roque Gonzales, Rosário do Sul, Sagrada Família, Saldanha Marinho, Salto do Jacuí, Salvador das Missões, Salvador do Sul, Sananduva, Santa Bárbara do Sul, Santa Cecília do Sul, Santa Clara do Sul, Santa Cruz do Sul, Santa Margarida do Sul, Santa Maria, Santa Maria do Herval, Santa Rosa, Santa Tereza, Santa Vitória do Palmar, Santana da Boa Vista, SantAna do Livramento, Santiago, Santo Angelo, Santo Antônio da Patrulha, Santo Antônio das Missões, Santo Antônio do Palma, Santo Antônio do Planalto, Santo Augusto, Santo Cristo, Santo Expedito do Sul, São Borja, São Domingos do Sul, São Francisco de Assis, São Francisco de Paula, São Gabriel, São Jerônimo, São João da Urtiga, São João do Polêsine, São Jorge, São José das Missões, São José do Herval, São José do Hortêncio, São José do Inhacorá, São José do Norte, São José do Ouro, São José do Sul, São José dos Ausentes, São Leopoldo, São Lourenço do Sul, São Luiz Gonzaga, São Marcos, São Martinho, São Martinho da Serra, São Miguel das Missões, São Nicolau, São Paulo das Missões, São Pedro da Serra, São Pedro das Missões, São Pedro do Butiá, São Pedro do Sul, São Sebastião do Caí, São Sepé, São Valentim, São Valentim do Sul, São Valério do Sul, São Vendelino, São Vicente do Sul, Sapiranga, Sapucaia do Sul, Sarandi, Seberí, Sede Nova, Segredo, Selbach, Senador Salgado Filho, Sentinela do Sul, Serafina Corrêa, Sério, Sertão, Sertão Santana, Sete de Setembro, Severiano de Almeida, Silveira Martins, Sinimbu, Sobradinho, Soledade, Tabai, Tapejara, Tapera, Tapes, Taquara, Taquari, Taquaruçu do Sul, Tavares, Tenente Portela, Terra de Areia, Teutônia, Tio Hugo, Tiradentes do Sul, Toropi, Torres, Tramandaí, Travesseiro, Três Arroios, Três Cachoeiras, Três Coroas, Três de Maio, Três Forquilhas, Três Palmeiras, Três Passos, Trindade do Sul, Triunfo, Tucunduva, Tunas, Tupanci do Sul, Tupanciretã, Tupandi, Tuparendi, Turuçu, Ubiretama, União da Serra, Unistalda, Uruguaiana, Vacaria, Vale do Sol, Vale Real, Vale Verde, Vanini, Venâncio Aires, Vera Cruz, Veranópolis, Vespasiano Correa, Viadutos, Viamão, Vicente Dutra, Victor Graeff, Vila Flores, Vila Lângara, Vila Maria, Vila Nova do Sul, Vista Alegre, Vista Alegre do Prata, Vista Gaúcha, Vitória das Missões, Westfalia.

9.2 - Outras informações relevantes

Marcas e Patentes

As marcas figurativas (“logotipos”) que acompanham a marca da Companhia, conforme indicadas abaixo, foram registradas frente ao INPI. No mais, a empresa The AES Corporation emitiu carta de autorização para o uso das marcas “AES” de sua titularidade pela Companhia no Brasil.

Adicionalmente, em relação a tais pedidos de registro de marca inicialmente indeferidos pelo INPI descritos na tabela abaixo, é importante esclarecer que os mesmos foram sobrestados em razão da colidência com a marca “AES”, de titularidade da The AES Corporation. A Companhia também acredita que a perda dos direitos sobre as suas marcas poderá acarretar um efeito adverso em suas operações e condição financeira.

MARCAS – AES DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A					
Número de Registro	Data de Depósito	Data de Registro	Marcas	Situação	Classe
824969421	16/09/2002	-	 AES SUL	Pedido de registro suspenso aguardando decisão final de pedidos correlatos.	NCL (39)
825274419	15/01/2003	08/05/2007		Registro válido até 08/05/2017	NCL (39)
825274427	15/01/2003	08/05/2007		Registro válido até 08/05/2017	NCL (41)
825274435	15/01/2003	02/05/2007	 FAMÍLIA VOLTS	Registro válido até 02/05/2017	NCL (39)
825274451	15/01/2003	02/05/2007	 FAMÍLIA VOLTS	Registro válido até 02/05/2017	NCL (41)
825274443	15/01/2003	02/05/2007	 PLANO FÁCIL AES SUL	Registro válido até 02/05/2017	NCL (36)
827960409	14/10/2005	-	 AES SUL	Pedido de registro suspenso aguardando decisão final de pedidos correlatos.	NCL (39)
840459017	25/03/2013	-		Em 20/08/2013 o pedido de registro foi publicado para Oposição.	NCL (35)
840459025	25/03/2013	-		Em 20/08/2013 o pedido de registro foi publicado para Oposição.	NCL (37)

9.2 - Outras informações relevantes

A Companhia é, ainda, titular dos pedidos de patente, junto ao INPI, denominados "Veículo de transporte de cargas compreendendo um mecanismo de transporte", BR 10 2013 001866-0, cujo pedido de patente foi publicado em 16/09/2014.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

A diretoria da Companhia entende que ela apresenta atualmente (e também apresentou nos três últimos exercícios) condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo e que, caso entenda necessário, terá capacidade para contrair empréstimos para financiar seus investimentos.

O índice de liquidez corrente (Ativo Circulante / Passivo Circulante) atingiu no final do exercício de 2014, 2013 e 2012, 0,64, 0,48, e 0,61, respectivamente.

Além disso, a dívida líquida da Companhia ao final de 2014 era de R\$ 1.086,9 milhões, R\$ 901,6 milhões ao final de 2013 e de R\$ 645,6 milhões em 2012.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando: (i) hipóteses de resgate; (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Em 31 de dezembro de 2014 o nível de alavancagem da Companhia, representada pela relação dívida financeira líquida sobre patrimônio líquido, era de 104,9%, enquanto em 31 de dezembro de 2013 era de 102,1%, devido à redução de disponibilidades e ao aumento no saldo de dívida que aumentaram a dívida líquida no período. Em 31 de dezembro de 2012, a relação foi de 67,1%. Essa diferença é explicada devido ao aumento da dívida líquida no período.

O padrão de financiamento da Companhia baseia-se na utilização de recursos próprios e de capital de terceiros, podendo este ser referente à captação de recursos junto a instituições financeiras. Mais detalhes sobre a utilização de capital de terceiros pela Companhia podem ser obtidas no item 10.1.f.

O capital social da Companhia não sofreu alteração nos últimos três exercícios sociais, apresentando R\$ 433,2 milhões em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

A Dívida Financeira Líquida¹ ao final dos exercícios de 2014, 2013 e 2012 era de R\$ 1.086,9 milhões, R\$ 901,6 milhões e R\$ 645,6 milhões, respectivamente. A relação entre dívida financeira líquida e Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão e dos ativos e passivos regulatórios era de 2,87 vezes para 31 de dezembro de 2014, 3,18 vezes em 31 de dezembro de 2013 e de 1,78 vezes em 31 de dezembro de 2012.

Com relação à possibilidade de resgate de ações, não existe intenção para realização de tal evento.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Em 31 de dezembro de 2014, o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão da Companhia foi de R\$ 378,5 milhões, e o Resultado Financeiro² foi de R\$ 49,1 milhões. Dessa forma, seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão apresentou índice de cobertura de 7,70 vezes o resultado financeiro do período. O saldo contábil da sua dívida financeira em 31 de dezembro de 2014 era de R\$1.296,3 milhões. A disponibilidade total de caixa era de R\$209,3 milhões, que era composta por Caixa e Equivalentes de caixa de R\$ 58,6 milhões e Investimentos de curto prazo de R\$ 150,7 milhões, logo sua dívida financeira líquida nesta data era 2,87 vezes seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão.

Em 31 de dezembro de 2013, o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão da Companhia foi de R\$ 283,2 milhões, e o Resultado Financeiro foi de R\$ 37,6 milhões. Dessa forma, seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão apresentou índice de cobertura de 7,54 vezes o resultado financeiro do período. O saldo contábil da sua dívida financeira em 31 de dezembro de 2013 era de R\$966,8 milhões. A disponibilidade total de caixa era de R\$65,2 milhões, que era composta por Caixa e Equivalentes de caixa de R\$ 15,6 milhões e Investimentos de curto prazo de R\$ 49,6 milhões, logo sua dívida financeira líquida nesta data era 3,18 vezes seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão.

Em 31 de dezembro de 2012, o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão da Companhia foi de R\$ 362,7 milhões e o Resultado Financeiro foi de R\$10,9 milhões. Dessa forma, seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão apresentou índice de cobertura de 33,17 vezes o resultado financeiro do período. O saldo contábil da sua dívida financeira em 31 de dezembro de 2012 era de R\$735,4 milhões. A disponibilidade total de caixa era de R\$89,8 milhões, que era composta por caixa e equivalentes de caixa de R\$ 45,0 milhões, investimentos de curto prazo de R\$ 42,2 milhões e R\$ 2,6 milhões referentes a cauções. Dessa forma, a dívida financeira líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2012 era 1,78 vezes seu Ebitda ajustado pelo fundo de pensão, conforme estabelecido no cálculo das cláusulas restritivas (*covenants*) existentes em seus principais contratos de dívida.

A Companhia apresentava, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2014, 48% da dívida total no curto prazo e 52% no longo prazo. Em 31 de dezembro de 2013, 17% da dívida total tinha vencimento de curto prazo e 83% de longo prazo. Em 31 de dezembro de 2012, 14% da dívida tinha perfil de curto prazo e 86% de longo prazo. Esse perfil de endividamento, associado ao nível de geração de caixa operacional e aos indicadores de qualidade de crédito, sinalizam o atendimento das necessidades de amortização da dívida.

Abaixo, a Companhia descreve o endividamento, as disponibilidades, bem como o Ebitda ajustado dos três últimos exercícios.

R\$ Milhões	2014	2013	2012
EBITDA Ajustado pelos efeitos do Fundo de Pensão	378,5	283,2	362,7
Dívida Financeira Total ⁽¹⁾	1296,3	966,8	735,4
Caixa e Investimentos de curto prazo (3)	209,3	65,2	87,2
Cauções Contratuais (4)	0	0	2,6
Dívida Financeira Líquida	1086,9	901,6	645,6
Dívida Financeira Líquida / EBITDA Ajustado pelos Efeitos do Fundo de Pensão	2,87	3,18	1,78

¹ Dívida Financeira Líquida: é a Dívida Financeira de um determinado período descontando a disponibilidade e aplicações financeiras do mesmo período.

² Resultado Financeiro: é o valor resultante da Despesa Financeira de um determinado período descontando a Receita Financeira do mesmo período.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo Circulante	1.428,7	934,0	867,2
Passivo não Circulante	1.165,3	1.274,6	1.152,9
Patrimônio Líquido	1.035,9	882,9	969,6
Passivo Total	3.629,9	3.091,6	2.989,8
Dívida Financeira Líquida / Patrimônio Líquido	104,9%	102,1%	66,6%
Passivo Circulante + Não Circulante / (Passivo Circulante + Não Circulante + Passivo Total)	71,5%	71,4%	67,6%

- (1) Dívida Financeira total: corresponde às linhas de encargos de dívidas e empréstimos e financiamentos do passivo circulante e não circulante do Balanço Patrimonial de cada período contábil.
- (2) Caixa e Investimentos de Curto Prazo: corresponde ao saldo de Caixa e equivalentes de caixa e Investimentos de curto prazo demonstradas no Balanço Patrimonial de cada período
- (3) Cauções contratuais: corresponde a linha Cauções e depósitos vinculados constantes na nota explicativa de Outros Créditos, nota no. 10 das Demonstrações Contábeis de 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012. A partir de 2013, o saldo constante na linha cauções contratuais não esta sendo utilizado para a composição da dívida financeira líquida.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Para o financiamento de investimentos em ativos não-circulantes, a Companhia tem se utilizado de linhas de crédito junto à Eletrobrás, FINEP e FINAME - BNDES. A Companhia possui crédito disponível junto a instituições financeiras com as quais ela mantém operações para fazer face a eventuais necessidades de capital de giro. As liberações dessas linhas de crédito pelas instituições financeiras podem depender de prévia aprovação societária, conforme disposições estatutárias e/ou normas internas de cada instituição financeira.

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

A Companhia tem à disposição linhas de crédito disponíveis junto a instituições financeiras com as quais ela mantém operações para fazer face a necessidades de capital de giro. Para o financiamento de investimentos em ativos não-circulantes, a Companhia pode utilizar recursos provenientes da Eletrobrás, leasing, BNDES, FINEP e também de outras alternativas oferecidas pelo mercado como Debêntures e CCB's (Cédula de Crédito Bancário).

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo: (i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes; (ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras; (iii) grau de subordinação entre as dívidas; e (iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

As obrigações totais da Companhia, que contemplam o somatório do Passivo Circulante e Passivo Não Circulante totalizaram R\$ 2.594,0 milhões em 2014, R\$ 2.208,7 milhões em 2013 e R\$ 2.020,2 milhões em 2012. Deste montante, R\$ 1.297,7 milhões, R\$1.241,8 milhões e R\$1.284,7 milhões em 2014, 2013 e 2012, respectivamente, tratam de obrigações da Companhia referente às suas operações e não se caracterizam por serem contratos de empréstimo e financiamento. Em 2014, a composição deste valor correspondeu a R\$ 810,7 milhões no Passivo Circulante e R\$ 487,0 milhões no Passivo Não Circulante, em 2013, a composição deste valor correspondeu a R\$ 771,6 milhões no Passivo Circulante e R\$ 470,3 milhões no Passivo Não Circulante, em 2012 o valor correspondeu à R\$ 767,7 milhões no passivo circulante e à R\$ 517,0 milhões no passivo de longo prazo. Os outros R\$ 1.296,3 milhões, R\$ 966,8 milhões e R\$ 735,4 milhões em 2014, 2013 e 2012, respectivamente, estão relacionados a dívida financeira da companhia e suas características serão detalhadas neste item.

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo contábil da dívida financeira da Companhia era de R\$ 1.296,3 milhões, considerando a dedução de R\$ 9,1 milhões referente à Subvenção Governamental. A Concessionária pagou R\$ 134,5 milhões referentes à principal durante 2014. A AES Sul captou um total de R\$ 430 milhões em recursos de empréstimos e financiamentos referentes a dois contratos de Cédula de Crédito Bancário e 1ª e 2ª Emissão de Notas Promissórias. Tais fatores resultaram em um aumento no saldo de 2013 para 2014

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo contábil da dívida financeira da Companhia era de R\$ 966,8 milhões, considerando a dedução de R\$ 11,5 milhões referente à Subvenção Governamental e de R\$ 11,6 milhões de Custos de transação a amortizar. A Concessionária pagou R\$ 84,6 milhões referentes à principal durante 2013. A AES Sul captou um total de R\$ 299,5 milhões em recursos de empréstimos e financiamentos referentes a 2ª Emissão de Debêntures e FINEP. Tais fatores resultaram em um aumento no saldo de 2012 para 2013. Em 31 de dezembro de 2012, o saldo contábil da dívida financeira da Companhia era de R\$735,4 milhões, considerando a dedução de R\$ 13,2 milhões referente à Subvenção Governamental e de R\$ 12,8 milhões de Custos de transação a amortizar. A Concessionária pagou R\$ 21,4 milhões referentes a principal durante 2012. A AES Sul captou um total de R\$ 94,5 milhões em recursos de empréstimos e financiamentos junto a Eletrobrás, FINEP, Banco Itaú e HSBC. Tais fatores resultaram em um aumento no saldo de 2011 para 2012.

O quadro abaixo discrimina o endividamento da Companhia nos últimos três exercícios sociais:

Em R\$ Milhões	2014	2013	2012
----------------	------	------	------

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Leasing	0,6	0,7	0,7
Consumidores	6,4	6,2	7,1
Eletróbrás - Luz para Todos	35,1	47,2	54,1
Eletróbrás - Finel	15,8	26,8	40,9
BNDES - Finame	2,4	3,9	4,7
FINEP	17,5	19,7	10,9
Capital de Giro	-	-	62,5
CCB - Unibanco	461,4	584,2	580,5
Debentures 2a Emissão	302,4	301,2	-
CCB - Citibank	214,8	-	-
Notas Promissórias - 1a Emissão	55,0	-	-
Notas Promissórias - 2a Emissão	184,9	-	-
Subvenção Governamental	-	(11,5)	(13,2)
Custos de transação a amortizar	-	(11,6)	(12,8)
Total	1.296,3	966,8	735,4

Do montante da dívida financeira de R\$ 1.296,3 milhões apresentado em 31 de dezembro de 2014, 100% são dívidas contratadas junto a terceiros, sendo R\$ 1.261,8 milhões o saldo de principal, que tem a seguinte disposição de vencimento:

R\$ milhões	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Empréstimos	571,3	131,7	269,4	269,3	9,9	5,4	3,0	1,5	0,1	1.261,8

(i) Contratos de empréstimo e financiamento relevantes**2ª Emissão de Debêntures pela Companhia**

Em 15 de fevereiro de 2013 foi realizada a 2ª emissão de debêntures. Os recursos da emissão foram destinados a investimentos e a reforço de capital de giro. Foram emitidas 29.000 mil debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R\$10 mil, no valor total de R\$ 290 milhões, com data de emissão em 15 de fevereiro de 2013. As debêntures rendem juros, correspondentes a 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,25% ao ano. O vencimento das debêntures é 15 de fevereiro de 2018.

Tais debêntures impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento das debêntures, e desde que haja debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

CCB – Cédula de Crédito Bancário Unibanco

Em 28 de junho de 2006, a Companhia obteve empréstimo junto ao Unibanco no valor total de R\$ 650,0 milhões, cujos recursos foram destinados para o pagamento de parcela do saldo de juros das FRN e para o resgate antecipado da totalidade de suas debêntures em circulação.

Em 30 de setembro de 2010 o referido contrato foi aditado no valor de R\$ 568,6 milhões passando as 26 Cédulas Seriadas a serem registradas por uma única cédula de crédito bancário. As principais alterações foram: redução da taxa de juros para CDI + 1,70% a.a e alteração do vencimento final para 01 de outubro de 2018, com período de carência de 48 meses para pagamento do valor principal. A Companhia pagou comissão de renegociação de 0,70% sobre o valor do contrato, no montante de R\$ 4,0 milhões que foi capitalizada e será amortizada ao longo do contrato.

O contrato prevê pagamentos semestrais de juros e a amortização será realizada em 5 parcelas anuais a partir do 48º mês.

O referido contrato prevê ainda as seguintes garantias: penhor de ações de emissão da Companhia detidas pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., cessão fiduciária de determinados direitos creditórios e recursos descritos no Contrato de Cessão Fiduciária em Garantia e Outras Avenças. O valor dos direitos creditórios equivale a 15% do montante líquido da referida arrecadação.

CCB – Cédula de Crédito Bancário Citibank 1

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 24 de janeiro de 2014, a Companhia contratou uma linha de crédito para fins de reforço de capital de giro junto ao Banco Citibank S.A., no valor total de até R\$ 92 milhões.

O custo desta operação é de 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,15% ao ano, incidente sobre o valor efetivamente desembolsado em cada saque e paga em até 12 meses da data do respectivo desembolso. Foram efetuados dois saques, com vencimentos em 30 de janeiro de 2015 e 23 de fevereiro de 2015.

Tal CCB impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento da dívida, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

Em fevereiro de 2015, a Companhia efetuou aditivo postergando R\$ 42 milhões do total de R\$ 62 milhões do segundo saque para vencimento em 25 de março de 2015. Também houve aumento na taxa de remuneração, correspondentes a 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 3% ao ano, a partir de 23 de fevereiro de 2015.

CCB – Cédula de Crédito Bancário Citibank 2

Em 25 de fevereiro de 2014, a Companhia contratou uma linha de crédito para fins de reforço de capital de giro junto ao Banco Citibank S.A., no valor total de até R\$ 108 milhões.

O custo desta operação é de 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,25% ao ano, incidente sobre o valor efetivamente desembolsado em cada saque e paga em até 12 meses da data do respectivo desembolso. Foram efetuados cinco saques, com vencimentos em 24 de abril de 2015, 7 de maio de 2015, 5 de junho de 2015, 22 de junho de 2015 e 17 de agosto de 2015.

Tal CCB impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento da dívida, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

1ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 28 de fevereiro de 2014 foi realizada a 1ª emissão de notas promissórias. Os recursos da emissão foram destinados a investimentos e a reforço de capital de giro. Foram emitidas, para distribuição pública em série única, 10 notas promissórias comerciais, com valor nominal de R\$5 milhões, no valor total de R\$ 50 milhões, com data de emissão em 28 de fevereiro de 2014. As notas promissórias rendem juros, correspondentes a 100% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,05% ao ano. O vencimento das notas promissórias é 23 de fevereiro de 2015.

Tais notas promissórias impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento, e desde que haja notas promissórias em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

2ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 03 de outubro de 2014 foi realizada a 2ª emissão de notas promissórias. Os recursos da emissão foram destinados a reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas da Companhia. Foram emitidas, para distribuição pública em série única, 180 notas promissórias comerciais, com valor nominal de R\$1 milhão, no valor total de R\$ 180 milhões, com data de emissão em 03 de outubro de 2014. As notas promissórias rendem juros, correspondentes à variação acumulada de 115% das taxas médias diárias do DI, base 252 dias úteis. O vencimento das notas promissórias é 01 de abril de 2015.

Tais notas promissórias impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento, e desde que haja notas promissórias em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

3ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 23 de fevereiro de 2015 foi realizada a 3ª emissão de notas promissórias. Os recursos da emissão foram destinados a reforço de capital de giro. Foram emitidas, para distribuição pública em série única, 10 notas promissórias comerciais, com valor nominal de R\$5 milhões, no valor total de R\$ 50 milhões, com data de emissão em 23 de fevereiro de 2015. As notas promissórias rendem juros, correspondentes a 100% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,35% ao ano. O vencimento das notas promissórias é 23 de junho de 2015.

Tais notas promissórias impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento, e desde que haja notas promissórias em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

Eletrobrás – Itaipu

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 19 de abril de 2004, a Companhia renegociou o saldo devedor junto à Eletrobrás referente às faturas em atraso relacionadas à compra de energia de Itaipu, no valor de R\$ 136,7 milhões.

O prazo de vigência deste contrato é de 96 meses, com período de carência de 12 meses, sendo que o principal será pago em 84 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis no último dia de cada mês, com início em 30 de abril de 2005. Durante o período de carência, a Companhia incorreu no pagamento mensal dos juros de 1% ao mês conforme previsão contratual.

Em função da liquidação do saldo devedor junto a Eletrobrás em 30 de março de 2012, a Companhia realizou o levantamento dos montantes dados como garantia.

Eletrobrás – Luz para Todos

A Eletrobrás, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica "Programa Luz para Todos (PLPT)", concedeu à AES Sul crédito nos valores e datas demonstrados nas tabelas abaixo:

Recursos	Data	Reserva Global de Reversão	Conta de Desenvolvimento Energético	Total
	31/08/2007	511	1.705	2.216
2ª Tranche	24/11/2006	1.374	4.580	5.954
	19/12/2007	1.832	6.107	7.939
	16/04/2008	50	162	212
3ª Tranche	02/04/2007	2.562	8.542	11.104
	21/01/2008	1.708	5.695	7.403
	19/03/2008	1.708	5.695	7.403
4ª Tranche	03/04/2008	17.970	2.765	20.735
	25/09/2008	11.980	1.843	13.823
	17/10/2008	11.980	1.843	13.823
5ª Tranche	15/09/2010	2.080	318	2.398
	05/05/2010	4.555	701	5.256
	26/11/2010	6.074	934	7.008
6ª Tranche	09/02/2012	1.349	207	1.556
	31/03/2011	1.447	223	1.670
	09/02/2012	3.223	496	3.719
-		<u>71.758</u>	<u>46.332</u>	<u>118.090</u>

Os recursos provenientes da CDE são enquadrados como subvenção econômica e os recursos provenientes da RGR serão pagos em prestações mensais de principal e juros. O período de carência do principal é de 24 meses e o prazo de amortização é de 120 meses.

Eletrobrás Financiamento

A Eletrobrás concedeu à Companhia três linhas de financiamento para construção de linhas de transmissão, subestações e ampliação de subestações. Sendo todos os recursos provenientes da RGR, os valores serão pagos em prestações mensais de principal e juros.

O período de carência é de 24 meses e o prazo de amortização é de 60 meses. Para os contratos 2562/06 e 2566/06, durante o período de carência os juros foram incorporados no saldo devedor. Para o contrato 2754/09, os juros são pagos mensalmente. Os saldos por contratos são demonstrados abaixo:

Data	Contrato	Saldo da dívida
01 07 2009	2754	26.787

Tanto o contrato "Eletrobrás - Luz Para Todos", quanto o contrato "Eletrobrás – Financiamento" estão vinculados à aquisição de bens que compõem os ativos sob concessão. Sendo assim, estes contratos foram ajustados a valor justo por uma taxa de mercado. A diferença apurada entre o valor justo e o valor originalmente contratado foi registrada como uma subvenção governamental, na rubrica de empréstimo e financiamentos, e a sua realização ocorrerá no mesmo período da realização dos ativos adquiridos com estes recursos.

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras;

Nesta data, não há outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(iii) grau de subordinação entre as dívidas; e

Não há grau de subordinação contratual entre nossas dívidas quirográficas. As nossas dívidas com garantia real contam com as preferências e prerrogativas previstas em lei.

(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

Nos termos da 2ª emissão de debêntures, as obrigações decorrentes dessas debêntures poderão ser declaradas antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ciência da ocorrência dos eventos estabelecidos abaixo:

(a) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Companhia; (b) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de autofalência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Companhia; (c) falta de pagamento, pela Companhia, do principal e/ou da remuneração das debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanadas no prazo de 2 (dois) dias úteis contados das respectivas datas de vencimento; (d) término, extinção ou transferência da concessão da Companhia para a exploração de serviços de distribuição de energia; (e) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida e/ou obrigação da Companhia, em valor individual ou global superior ao equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos); (f) falta de cumprimento pela Companhia de qualquer obrigação não pecuniária prevista na escritura da 2ª emissão dentro de um prazo de 30 (trinta) dias de notificação do agente fiduciário a respeito do descumprimento; (g) alteração do controle acionário da Companhia que não resulte na AES Corporation como controlador (direta ou indiretamente); (h) cisão, fusão ou incorporação envolvendo a Companhia, para a qual (i) não tenha sido obtida a anuência prévia dos debenturistas reunidos em assembleia geral específica; ou (ii) que não tenha sido assegurado o resgate das debêntures para debenturistas dissidentes, nos termos do §1º do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações; (i) declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Companhia estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na escritura da 2ª emissão de debêntures; (j) protesto legítimo de títulos contra a Companhia, ainda que na condição de garantidora, cujo valor individual ou global ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos) salvo se no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados do referido protesto (i) a Companhia tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (ii) for cancelado, (iii) tiver sido apresentada garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (iv) a Companhia tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (iii) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial; (k) decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Companhia, cujo valor total ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos) desde que a Companhia não comprove ao Agente Fiduciário, no prazo de 30 (trinta) dias úteis contados a partir da data indicada para o pagamento em referida decisão, o pagamento, do referido valor total; (l) transformação do tipo societário da Companhia; (m) comprovação da inveracidade de qualquer declaração feita pela Companhia na escritura da 2ª emissão de debêntures que afete de forma adversa e relevante as debêntures; ou (n) não manutenção por dois trimestres, até o vencimento das debêntures, e desde que haja debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites, verificados trimestralmente pelo agente fiduciário, a serem calculados pela Companhia, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Companhia, com base nas informações financeiras da Companhia, ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 31 de dezembro de 2012, em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Companhia, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das debêntures:

(i) índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes.

Onde:

“Dívida Líquida Financeira” significa a dívida da Companhia de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;

“Dívida” significa o somatório de (a) todas as obrigações da Companhia por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo; (b) todas as obrigações da Companhia evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Companhia, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Companhia; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Companhia na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; e (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Companhia em relação a aceites bancários, excluindo-se (i) empréstimos setoriais compulsórios; (ii) empréstimos concedidos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás; (iii) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa.

“EBITDA” significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Companhia na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de “custo de operação”, e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima.

(ii) O índice obtido da divisão entre EBITDA (conforme definido acima) pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Onde:

“Despesas Financeiras” significam as despesas da Companhia em qualquer período dos últimos 12 (doze) meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos a medida que tais financiamentos constituam Dívida (conforme definido abaixo). As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas (i) aos Empréstimos Compulsórios (conforme definido abaixo) e (ii) aos Empréstimos Eletrobrás (conforme definido abaixo), desde que a Companhia esteja atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades.

“Receita Financeira” significa as receitas da Companhia (e de qualquer pessoa jurídica na qual a Companhia venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela Companhia na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

“Resultado Financeiro”: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

Nos termos da 2ª emissão de debêntures, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros: (i) relação da dívida líquida com o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão (ii) Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão sobre Resultado Financeiro. Em 31 de dezembro de 2014, estes índices estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Companhia, ou seja, (i) Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado: 2,87 e (ii) EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro: 7,70.

Nos termos da Cédula de Crédito Bancário junto ao Unibanco, as obrigações decorrentes desta cédula de crédito bancário, poderão ser declaradas antecipadamente vencidas e desde logo exigível, independente de qualquer notificação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de qualquer dos seguintes casos:

a) não pagamento, no prazo e pela forma devidos, de qualquer quantia, principal ou acessória, contraída junto ao credor em decorrência desta Cédula, ou de qualquer outro contrato e/ou título celebrado e/ou emitido pela AES Sul com o credor e/ou com qualquer outra instituição ligada/coligada/controlada e/ou controladora, de forma direta e/ou indireta, do/pelo credor, desde que em valor individual ou agregado de, no mínimo, R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais), ou ainda, dos contratos de garantia indicados nesta Cédula, contanto que esse não pagamento perdure por 2 (dois) dias úteis nas Cidades de Porto Alegre; ou o não cumprimento de qualquer outra obrigação em decorrência desta Cédula, não sanada em 30 (trinta) dias a contar da notificação da AES Sul pelo banco a esse respeito; b) ocorrência das hipóteses mencionadas nos artigos 333 e 1.425 da Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002 (“Código Civil”), desde que, em havendo o perecimento ou insuficiência dos bens dados em garantia sem a sua respectiva recomposição, tal fato resulte na quebra dos índices e limites financeiros conforme previsto nesta Cláusula; c) pedido de recuperação judicial ou recuperação extrajudicial pela AES Sul, requerimento, desde que não elidido no prazo legal, e/ou decretação de sua falência, sua dissolução ou liquidação, exceto, no tocante ao pedido de recuperação extrajudicial, quando (i) restrita a um grupo de credores; (ii) contar com a concordância dos credores incluídos na recuperação; e (iii) não implicar em majoração das taxas de juros pagas aos credores incluídos na recuperação, desde que, caso o respectivo Plano de Recuperação Extrajudicial apresentado e homologado em juízo ofereça condições mais vantajosas para o crédito dos credores abrangidos pelo referido Plano, essas mesmas condições sejam estendidas ao credor; d) na hipótese de perda ou extinção da, ou decretação de intervenção na, concessão para o serviço de distribuição de energia elétrica de titularidade da AES Sul; e) não manutenção de toda a estrutura de contratos e demais acordos existentes e relevantes, incluindo o Contrato de Concessão, necessários à manutenção das condições fundamentais de funcionamento da AES Sul e de execução de seu objeto social; f) o não pagamento no vencimento, sem a concordância do respectivo credor, de quaisquer obrigações pecuniárias líquidas e certas da AES Sul no valor unitário ou agregado igual ou superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), corrigido pela variação do IGP-M a contar da emissão da presente Cédula, contanto que esse não pagamento perdure por 2 dias úteis nas Cidades de Porto Alegre, salvo (i) quando o não pagamento estiver amparado por decisão judicial vigente obtida pela AES Sul; e (ii) no tocante àquelas relativas às operações realizadas no mercado de curto prazo do Mercado Atacadista de Energia – MAE (atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, enquanto permanecer sub judice a discussão acerca da validade e aplicabilidade à AES Sul do Despacho 288/02, do Despacho 346/02 e da Resolução 763/02, todos da ANEEL; g) a antecipação do vencimento de quaisquer obrigações pecuniárias líquidas e certas da AES Sul, desde que em valor individual ou agregado de, no mínimo, R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) (i) decorrentes de quaisquer operações ativas bancárias ou financeiras, tais como empréstimos, antecipações, adiantamentos, operações de derivativos (excluindo operações de proteção de flutuação de taxa de juros, moeda, inflação ou preço de energia - “hedge”), swaps, operações de leasing ou quaisquer outras operações a estas incorporadas, ou (ii) evidenciadas por títulos, contratos, cédulas, debêntures, notas ou instrumentos similares (sendo (i) e (ii) definidos como “Dívida”), tendo sido tais Dívidas assumidas junto ao credor ou qualquer outra empresa coligada, controlada ou controladora, de forma direta ou indireta, do ou pelo credor, conforme o caso, contanto que o fato que deu causa ao vencimento antecipado das obrigações tenha ocorrido após o momento em que a parte tenha se tornado um Credor; h) o não pagamento de tributos ou quaisquer outros valores cobrados por entidades governamentais, exceto quando tais tributos ou valores sejam contestados de boa-fé pelos procedimentos legais apropriados e tenham sua exigibilidade suspensa nos termos do Código Tributário Nacional ou da regulamentação vigente aplicável em cada caso; i) protesto legítimo de títulos por cujo pagamento a AES Sul seja responsável, ainda que na condição de garantidora, que não sejam sanados no prazo de 72 (setenta e duas) horas ou que não se refiram a créditos cuja execução tenha sido suspensa em razão da interposição de embargos ou outra ação judicial (em ambos os casos, decorrentes do protesto), cujo valor individual ou em conjunto, seja superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), corrigido pela variação do IGP-M a contar da emissão da presente Cédula, à exceção (i) do protesto efetuado por erro ou má fé de terceiros, desde que validamente comprovados pela AES Sul, (ii) aqueles relativos às operações realizadas no mercado de curto prazo do MAE (atual CCEE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, enquanto permanecer sub judice a discussão acerca da validade e aplicabilidade à AES Sul do Despacho 288, de 17 de maio de 2002, do Despacho 346, de 12 de junho de 2002 e da Resolução 763, de 23 de dezembro de 2002, todos da ANEEL; j) se houver alteração ou modificação do objeto social da AES Sul, sem a prévia e expressa anuência do credor, exceto quando determinadas pelo Poder Concedente ou pela legislação aplicável; k) se houver qualquer alteração ou modificação da composição do capital social da AES Sul, mediante: (i) emissão de novas ações sem observância das restrições impostas no Contrato de Penhor de Ações mencionado neste Contrato, de bônus de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou de partes beneficiárias; (ii) outorga de opção de compra de quaisquer desses títulos; (iii) criação de nova espécie ou classe de ações, sem que permaneça inalterado o percentual de participação da AES Sul no capital votante e no capital social total da AES Sul; (iv) redução do capital social com devolução de valores aos sócios; (v) deliberações sobre cisão da AES Sul, sua incorporação ou fusão, bem como a incorporação por ela de outras sociedades ou de parcelas patrimoniais, e (vi) quaisquer hipóteses que possam acarretar o direito ao recesso ao acionista dissidente, que não tenham recebido tratamento específico nesta cláusula, salvo se, em todos os casos das alíneas (i) a (vi), houver concordância prévia do credor e forem observadas e cumpridas pela AES Sul as obrigações estabelecidas na Cláusula 2.3 do Contrato de Penhor de Ações mencionado nesta Cédula; l) na hipótese de transferência do controle acionário direto ou indireto da AES Sul, exceto se tal transferência se der em função de uma reorganização societária que não acarrete a perda do controle, direto ou indireto, da AES Sul pela The AES Corporation, com sede na Virginia, Estados Unidos da America, e desde que (i) deixe de consultar o credor a respeito da sua concordância com a referida transferência, ou, ainda, (ii) o credor não concorde com a referida transferência e a AES Sul não realize o pagamento do saldo devedor desta Cédula, em ambos os casos (i) e (ii) deste item, na forma e prazos estabelecidos nesta Cédula; m) se a AES Sul distribuir dividendos ou juros sobre capital próprio ou outros rendimentos, frutos ou vantagens, a qualquer título em desacordo com o estabelecido no contrato de penhor de ações indicado nesta Cédula; n) a celebração de contratos de mútuo pela AES Sul, em valor individual ou agregado superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), com quaisquer sociedades, nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico (intercompany loans), sem a prévia e expressa anuência do credor, exceto se o pagamento de principal, juros e demais encargos for inteiramente subordinado ao pagamento da dívida objeto desta Cédula; o) caso a AES Sul pague dividendos em desacordo com o estabelecido no contrato de penhor de ações indicados nesta Cédula; p) se a AES Sul ceder ou transferir suas obrigações decorrentes desta Cédula, total ou parcialmente, sem a prévia e expressa anuência do CREDOR; q) observado o item 3 (b), se a garantia, ora e/ou eventualmente convencional, não for devidamente efetivada ou formalizada, segundo os dispositivos contratuais ou legais aplicáveis, ou se ela, por qualquer fato atinente ao seu objeto se tornar inábil ou imprópria para assegurar o pagamento da Importância, e desde que não seja substituída ou complementada, quando em razão disso solicitado pelo credor; r) se a AES Sul ou qualquer das prestadoras das garantias convencionadas nesta Cédula sofrerem procedimento judicial ou extrajudicial que afete qualquer das garantias prestadas; s) se for verificado que qualquer declaração prestada AES Sul nos termos deste Contrato não seja verdadeira ou precisa;

t) Não manutenção, por dois trimestres consecutivos, até o vencimento dessa dívida, os seguintes índices e limites, verificados trimestralmente pelo credor, a serem calculados pela AES Sul, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela AES Sul, com base nas informações financeiras da

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

AES Sul, ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 31 de dezembro de 2010, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude dessa dívida:

- (ii) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes; e
- (iii) O índice obtido da divisão entre EBITDA pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Onde:

“Dívida Líquida Financeira” significa a Dívida da AES Sul de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras.

“Dívida” significa o somatório de (a) todas as obrigações da AES Sul por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da AES Sul evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela AES Sul, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da AES Sul; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da AES Sul na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da AES Sul em relação a aceites bancários, excluindo-se (i) empréstimos setoriais compulsórios (“Empréstimos Compulsórios”), (ii) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás (“Empréstimos Eletrobrás”); (iii) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “i” e “ii” acima somente serão aplicadas se a AES Sul estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades.

“EBITDA” significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da AES Sul na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras); (ii) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de “custo de operação”, e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima.

“Despesas Financeiras” significam as despesas da AES Sul em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (i) Empréstimos Compulsórios, (ii) Empréstimos Eletrobrás, (iii) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “i” e “ii” acima somente serão aplicadas se a AES Sul estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades.

“Receita Financeira” significa as receitas da AES Sul (e de qualquer pessoa jurídica na qual a AES Sul venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela AES Sul na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

“Resultado Financeiro” é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

Nos termos da Cédula de Crédito Bancário Unibanco, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros: (i) relação da dívida líquida com o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão (ii) Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão sobre Resultado Financeiro. Em 31 de dezembro de 2014, estes índices estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Companhia, ou seja, (i) Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado: 2,87 e (ii) EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro: 7,70.

u) participação em grupo de sociedades constituído na forma dos arts. 269 e seguintes da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 e aquisição de controle de outras sociedades; ou v) caso seja transformada em uma sociedade limitada, salvo se, cumulativamente, (i) a transformação for aprovada pela ANEEL; (ii) as quotas emitidas em substituição às ações da AES Sul detidas pela AES Guaíba, forem imediatamente empenhadas na forma do Contrato de Penhor de Ações, datado de 09 de maio de 2006, conforme posteriormente aditado; e; (iii) todas as demonstrações financeiras, devidamente auditadas por auditor independente, sejam trimestralmente fornecidas ao credor.

Nos termos da Cédula de Crédito Bancário junto ao Citibank, as obrigações decorrentes desta cédula de crédito bancário, poderão ser declaradas antecipadamente vencidas, mediante comunicado por escrito, e exigir imediatamente o cumprimento de todas as obrigações assumidas nos casos previstos em lei e, ainda, nas seguintes hipóteses:

(i) deixar de cumprir: (i) qualquer obrigação pecuniária prevista neste Instrumento, observado o período de cura de 1 (um) dia útil relativamente ao valor devido; (ii) qualquer obrigação não pecuniária prevista neste Instrumento, observado o período de cura de 15 (quinze) dias, contados da data de simples comunicado nesse sentido pelo Citibank;

(ii) tiver quaisquer obrigações e/ou obrigações pecuniárias que não a presente, declaradas antecipadamente vencidas, no valor individual ou agregado, igual ou superior a USD 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares);

(iii) vier a sofrer protesto de títulos ou ações judiciais de cobrança por dívida líquida e certa, em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), por cujo pagamento seja responsável, salvo se (a) no prazo de 10 (dez) dias úteis a AES Sul tiver demonstrado ao Citibank que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro; (b) o protesto for cancelado; (c) o protesto tiver sua exigibilidade suspensa por decisão judicial, ou ainda, (d) a AES Sul apresentar a tempestiva comprovação de contestação;

(iv) sofrer execução judicial em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais) e não apresentar ao Citibank comprovação dos embargos e/ou interposição de medida semelhante, oferecidos tempestivamente à execução; (v) ocorrer mudança no controle acionário da AES Sul, que não resulte na AES Corporation como controlador direto ou indireto da AES Sul; (vi) se a AES Sul (a) for liquidado, ou (b) instaurar processo de autofalência, recuperação judicial ou extrajudicial, ou (c) consentir, por meio de contestação ou de outro modo, com a instauração contra si de processo de falência, ou for declarada a falência da AES Sul; e/ou (vii) ocorrer o término, extinção, suspensão ou transferência da concessão da AES Sul para a exploração de serviços de distribuição de energia elétrica.

Durante a vigência do presente Instrumento, obriga-se a:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(i) Não descumprir por dois trimestres consecutivos, até o vencimento dessa dívida, os seguintes índices e limites, verificados trimestralmente pelo credor, a serem calculados pela AES Sul, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela AES Sul, com base nas informações financeiras da AES Sul, ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 31 de dezembro de 2013, em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação a CVM das respectivas demonstrações financeiras da AES Sul, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude dessa dívida:

- (ii) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes; e
 (iii) O índice obtido da divisão entre EBITDA pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Onde:

“Dívida Líquida Financeira” significa a Dívida da AES Sul de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras.

“Dívida” significa o somatório de (a) todas as obrigações da AES Sul por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da AES Sul evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela AES Sul, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da AES Sul; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da AES Sul na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da AES Sul em relação a aceites bancários, excluindo-se (i) empréstimos setoriais compulsórios (“Empréstimos Compulsórios”), (ii) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás (“Empréstimos Eletrobrás”); (iii) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “i” e “ii” acima somente serão aplicadas se a AES Sul estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades.

“EBITDA” significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da AES Sul na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras); (ii) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de “custo de operação”, e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima.

“Despesas Financeiras” significam as despesas da AES Sul em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (i) Empréstimos Compulsórios, (ii) Empréstimos Eletrobrás, (iii) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “i” e “ii” acima somente serão aplicadas se a AES Sul estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades.

“Receita Financeira” significa as receitas da AES Sul (e de qualquer pessoa jurídica na qual a AES Sul venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela AES Sul na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

“Resultado Financeiro” é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

Nos termos da Cédula de Crédito Bancário Citibank, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros: (i) relação da dívida líquida com o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão (ii) Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão sobre Resultado Financeiro. Em 31 de dezembro de 2014, estes índices estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Companhia, ou seja, (i) Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado: 2,87 e (ii) EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro: 7,70.

Nos termos da 1ª emissão de notas promissórias, as obrigações decorrentes, poderão ser declaradas antecipadamente vencidas, mediante comunicado por escrito, e exigir imediatamente o cumprimento de todas as obrigações assumidas nos casos previstos em lei e, ainda, nas seguintes hipóteses:

i) proposição de pedido de recuperação judicial ou extrajudicial pela Emissora e/ou por outras sociedades que, relativamente à Emissora, sejam controladas, assim consideradas de acordo com a definição prevista no artigo 243 e parágrafos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 e na legislação fiscal, doravante denominadas simplesmente “Sociedades”; ii) pedido de autofalência ou de falência da Emissora, exceto se tais medidas forem propostas com manifesta má-fé ou se elididas em 30 (trinta) dias úteis; iii) deferimento ou decretação da falência da Emissora; iv) inadimplemento pela Emissora de quaisquer obrigações não pecuniárias a que estejam sujeitos em razão desta Emissão, não sanado no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados da data de recebimento, pela Emissora, da notificação por escrito informando acerca do referido inadimplemento; v) falta de pagamento, pela Emissora, do principal e remuneração da Nota Promissória na respectiva data de vencimento; vi) vencimento antecipado de quaisquer obrigações da Emissora cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos contados da data do respectivo inadimplemento; vii) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), salvo se no prazo de 5 (cinco) dias contados da data do respectivo protesto: (a) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (b) for cancelado, (c) tiver sido apresentada por garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (d) a Emissora tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (e) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial; viii) se, sem o exposto consentimento dos titulares das Notas Promissórias, a Emissora tiver, total ou parcialmente, o seu controle acionário cedido, transferido ou por qualquer forma alienado, exceto se não acarretar a perda do controle direto ou indireto da Emissora pela AES Corporation; ix) se, sem o exposto consentimento dos titulares de Notas Promissórias, a Emissora sofrer qualquer operação de incorporação, cisão ou fusão, exceto nos casos em que se realizadas entre sociedades integrantes dos seus respectivos grupo econômico; x) comprovação de falsidade e/ou incorreção nas declarações prestadas pela Emissora em qualquer dos documentos relacionados à Emissão, desde que afete de forma adversa e relevante as Notas Promissórias; xi) não cumprimento de qualquer decisão administrativa, arbitral ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora, cujo descumprimento possa afetar de forma relevante a capacidade da Emissora em realizar os pagamentos devidos aos titulares das Notas Promissórias; xii) redução de capital social sem o exposto consentimento dos titulares das Notas Promissórias (exceto se realizada para absorção de prejuízos); xiii) declaração, pela Emissora, de dividendos ou juros sobre o capital próprio enquanto inadimplente para com as obrigações assumidas sob as Notas Promissórias, com exceção dos dividendos obrigatórios em virtude de disposição legal ou de dividendo mínimo obrigatório estatutário; xiv) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, alvarás e licenças necessárias para o regular exercício das atividades pela Emissora, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias e que comprovadamente afete a capacidade operacional ou financeira da Emissora, de forma a afetar sua capacidade em honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Notas Promissórias; xv) ato de qualquer

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, parte substancial dos ativos, propriedades e das ações do capital social da Emissora;

xiv) descumprimento por dois trimestres consecutivos, até o vencimento dessa dívida, dos seguintes índices e limites, e desde que haja notas promissórias em circulação, verificados trimestralmente pelo credor, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras da Emissora ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 30 de junho de 2014, em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação a CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Nota Promissória:

- (i) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes; e
- (ii) O índice obtido da divisão entre EBITDA pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Para os fins do item "xiv" acima, definem-se:

- i) Dívida Líquida Financeira: significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;
- ii) Dívida: significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios ("Empréstimos Compulsórios"), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás ("Empréstimos Eletrobrás"); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "1" e "2" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- iii) EBITDA: significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de "custo de operação", e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, desde que não incluídos no resultado operacional acima;
- iv) Despesa Financeira: significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "a" e "b" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- v) Receita Financeira: significa as receitas da Emissora (e de qualquer pessoa jurídica na qual a Emissora venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela Emissora na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu;
- vi) Resultado Financeiro: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

Nos termos da 1ª emissão de notas promissórias, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros: (i) relação da dívida líquida com o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão (ii) Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão sobre Resultado Financeiro. Em 31 de dezembro de 2014, estes índices estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Companhia, ou seja, (i) Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado: 2,87 e (ii) EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro: 7,70.

Nos termos da 2ª emissão de notas promissórias, as obrigações decorrentes, poderão ser declaradas antecipadamente vencidas, mediante comunicado por escrito, e exigir imediatamente o cumprimento de todas as obrigações assumidas nos casos previstos em lei e, ainda, nas seguintes hipóteses:

- i) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Emissora; ii) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de autofalência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora; iii) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária (que não aquelas descritas no item (iv) abaixo) e/ou não pecuniária previstas nesta cartula não sanadas dentro de um prazo de 30 (trinta) dias contados da comunicação do referido descumprimento: (i) pela Emissora ao Agente de Notas (conforme definido abaixo); ou (ii) pelo Agente de Notas (conforme definido abaixo) à Emissora, dos dois o que ocorrer primeiro, sendo que esse prazo não se aplica às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo específico; iv) inadimplemento pela Emissora do Valor Nominal Unitário e/ou Remuneração da Nota Promissória na respectiva Data de Vencimento não sanados no prazo de até 1 (um) dia útil, contado das respectivas Datas de Vencimento; v) declaração de vencimento antecipado de quaisquer obrigações da Emissora cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos); vi) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), salvo se no prazo de 5 (cinco) dias contados da data do respectivo protesto: (a) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (b) for cancelado, (c) tiver sido apresentada garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (d) a Emissora tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (e) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial; vii) se, sem o exposto consentimento do Agente de Notas (conforme definido abaixo), representando os titulares das Notas Promissórias, a Emissora tiver, total ou parcialmente, o seu controle acionário cedido, transferido ou de qualquer forma alienado, exceto se tal operação não acarretar a perda do controle direto ou indireto da Emissora pela AES Corporation; viii) se, sem o exposto consentimento do Agente de Notas (conforme definido abaixo), representando os titulares de Notas Promissórias, a Emissora sofrer qualquer operação de incorporação, cisão ou fusão, exceto nos casos em que tais operações sejam realizadas entre sociedades integrantes dos seus respectivos grupo econômico; ix) comprovação de falsidade ou incorreção, em qualquer aspecto material relevante, das declarações e informações prestadas pela Emissora nos documentos relacionados à Emissão, desde que afete de forma adversa as Notas Promissórias; x) decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, cujo valor total, individual ou agregado, ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), desde que a Emissora não comprove o pagamento do referido valor total ou ao cumprimento da referida decisão, conforme aplicável, ao Agente de Notas, no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados dos prazos e termos estabelecidos em referida

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

decisão judicial transitada em julgado ou decisão arbitral definitiva;xi) não cumprimento de decisão administrativa definitiva contra a Emissora, cujo valor total, individual ou agregado, ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), desde que os efeitos da referida decisão não tenham sido comprovadamente contestados na esfera judicial pela Emissora, dentro de 30 dias úteis contados da data publicação da referida decisão administrativa definitiva, cabendo ainda a Emissora a comprovação da adoção das medidas judiciais necessárias para a efetiva suspensão dos efeitos da decisão administrativa definitiva;xii) redução de capital social sem o expresse consentimento do Agente de Notas (conforme definido abaixo), representando os titulares das Notas Promissórias (exceto se realizada para absorção de prejuízos); xiii) distribuição de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio acima do mínimo obrigatório pela Emissora enquanto inadimplente para com as obrigações pecuniárias assumidas sob as Notas Promissórias; xiv) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão, das autorizações, alvarás e licenças necessárias para o regular exercício das atividades pela Emissora, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias e que comprovadamente afete a capacidade operacional ou financeira da Emissora, de forma a afetar sua capacidade em honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Notas Promissórias; xv) não renovação, cancelamento, revogação, intervenção ou suspensão, bem como término antecipado ou transferência a terceiro, do Contrato de Concessão nº 12/1997 - DNAEE, para distribuição de energia elétrica, celebrado entre a União, a Emissora e a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., em 06 de novembro de 1997, conforme aditado de tempos em tempos, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias; xvi) se a Emissora e/ou qualquer controladora ou sucessora questionar judicialmente esta Nota Promissória e/ou qualquer dos documentos relacionados à Emissão e/ou se for verificada a invalidade, nulidade ou inexecutabilidade desta Nota Promissória; xvii) se a Emissora não utilizar os recursos líquidos obtidos com a Emissão desta Nota Promissória estritamente, conforme previsto abaixo; xviii) perda ou o cancelamento do registro de companhia aberta da Emissora perante a CVM; xix) ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, parte substancial dos ativos, propriedades e das ações do capital social da Emissora;

xx) descumprimento por dois trimestres consecutivos, até o vencimento dessa dívida, dos seguintes índices e limites, e desde que haja Notas Promissórias em circulação, acompanhados trimestralmente pelo Agente de Notas (conforme definido abaixo), a serem calculados pela Emissora com base nas demonstrações financeiras e balanços patrimoniais consolidados da Emissora ao final de cada trimestre, auditadas ou revisadas trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, a partir do trimestre encerrado em 30 de setembro de 2014, em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação a CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Nota Promissória:

- a) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes; e
- b) O índice obtido da divisão entre EBITDA pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Para os fins do item "xx)" acima, definem-se:

- a) Dívida Líquida Financeira: significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;
- b) Dívida: significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios ("Empréstimos Compulsórios"), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás ("Empréstimos Eletrobrás"); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "1" e "2" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- c) EBITDA: significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de "custo de operação", e (c) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, desde que não incluídos no resultado operacional acima;
- d) Despesa Financeira: significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (d) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "a" e "b" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- e) Receita Financeira: significa as receitas da Emissora em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu;
- f) Resultado Financeiro: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

Nos termos da 2ª emissão de notas promissórias, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros: (i) relação da dívida líquida com o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão (ii) Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão sobre Resultado Financeiro. Em 31 de dezembro de 2014, estes índices estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Companhia, ou seja, (i) Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado: 2,87 e (ii) EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro: 7,70.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

Todos os recursos obtidos com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

Com relação ao CCB com o Unibanco, os recursos foram utilizados pela Companhia para o pagamento de parcela do saldo de juros das FRN e para o resgate antecipado da totalidade de suas debêntures em circulação.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

No que diz respeito à 2ª emissão de debêntures, os recursos da emissão foram destinados a investimentos e a reforço de capital de giro.

Os recursos da CCB com o Citibank foram destinados para reforço de capital de giro.

Os recursos provenientes da 1ª emissão de notas promissórias da Companhia foram utilizados para investimentos e reforço de capital de giro.

Com relação a 2ª emissão de notas promissórias pela Companhia, os recursos da emissão foram utilizados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívida da Companhia.

Não há valores pendentes de utilização advindos de financiamentos já contratados.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As alterações significativas ocorridas nos principais itens das Demonstrações dos Resultados, Demonstrações dos Fluxos de Caixa e Balanço Patrimonial estão explicadas a seguir. Em função do arredondamento em milhões, alguns itens podem não perfazer precisamente o montante divulgado nas Demonstrações Contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

Reclassificações nas demonstrações contábeis para fins de comparabilidade

A Companhia reclassificou as variações monetárias ativas e passivas para receita e despesa financeira, respectivamente, ficando apenas as variações cambiais em separado. Desse modo, as demonstrações do resultado referentes ao exercício de 2013 e 2012 estão reapresentadas no mesmo formato das demonstrações referentes a 2014, com o intuito de propiciar melhor comparabilidade das informações.

Conforme estabelecido no Despacho de Encerramento nº 4.786 da ANEEL, emitido em 11 de dezembro de 2014, a Companhia reclassificou, a partir de 31 de dezembro de 2014, os montantes referentes a ressarcimentos de leilões de energia da rubrica "Receita operacional líquida" para "Energia elétrica comprada para revenda". Não houve alteração nas demonstrações do resultado referentes ao exercício de 2013 e 2012.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS**

A tabela abaixo mostra informações extraídas das Demonstrações dos Resultados da Companhia, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, com análise horizontal e vertical.

Demonstrações dos Resultados Em R\$ milhões	2014			2013			2012	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.661,9	100,0%	28,4%	2.072,9	100,0%	-11,5%	2.341,4	100,0%
CUSTOS OPERACIONAIS								
<i>Custo com Energia Elétrica</i>								
Energia elétrica comprada para revenda	(1.561,2)	-58,6%	33,0%	(1.174,2)	-56,6%	22,7%	(957,1)	-40,9%
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfa	(48,6)	-1,8%	4,3%	(46,6)	-2,2%	12,6%	(41,4)	-1,8%
Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição	(122,2)	-4,6%	-13,1%	(140,6)	-6,8%	-56,8%	(325,5)	-13,9%
Taxa de fiscalização	(2,7)	-0,1%	-28,9%	(3,8)	-0,2%	-5,0%	(4,0)	-0,2%
<i>Custo de Operação</i>								
Pessoal e Administradores	(113,7)	-4,3%	7,5%	(105,8)	-5,1%	9,9%	(96,3)	-4,1%
Entidade de previdência privada	(4,2)	-0,2%	-44,7%	(7,6)	-0,4%	38,2%	(5,5)	-0,2%
Serviços de terceiros	(158,0)	-5,9%	18,7%	(133,1)	-6,4%	-4,9%	(139,9)	-6,0%
Material	(11,0)	-0,4%	6,8%	(10,3)	-0,5%	3,0%	(10,0)	-0,4%
Custo de construção	(226,1)	-8,5%	-23,7%	(296,4)	-14,3%	-19,1%	(366,3)	-15,6%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	17,6	0,7%	-1357,1%	(1,4)	-0,1%	-22,2%	(1,8)	-0,1%
Provisão/reversão para processos judiciais e outros	(11,9)	-0,4%	-6,3%	(12,7)	-0,6%	64,9%	(7,7)	-0,3%
Depreciação e amortização	(128,2)	-4,8%	15,0%	(111,5)	-5,4%	-3,4%	(115,4)	-4,9%
Outros custos	(18,4)	-0,7%	10,8%	(16,6)	-0,8%	36,1%	(12,2)	-0,5%
TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS	(2.388,7)	-89,7%	15,9%	(2.060,6)	-99,4%	-1,1%	(2.083,1)	-89,0%
RESULTADO DO SERVIÇO (LUCRO BRUTO)	273,2	10,3%	2121,1%	12,3	0,6%	-95,2%	258,3	11,0%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas financeiras	119,7	4,5%	517,0%	19,4	0,9%	-81,2%	103,0	4,4%
Despesas financeiras	(76,0)	-2,9%	-46,5%	(142,0)	-6,9%	27,9%	(111,0)	-4,7%
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(5,5)	-0,2%	27,9%	(4,3)	-0,2%	115,0%	(2,0)	-0,1%
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO	38,2	1,4%	-130,1%	(126,9)	-6,1%	1169,0%	(10,0)	-0,4%
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	311,4	11,7%	-371,7%	(114,6)	-5,5%	-146,2%	248,3	10,6%
Contribuição social	(16,0)	-0,6%	332,4%	(3,7)	-0,2%	-69,9%	(12,3)	-0,5%
Imposto de renda	(42,4)	-1,6%	337,1%	(9,7)	-0,5%	-70,0%	(32,3)	-1,4%
Contribuição social diferida	(11,2)	-0,4%	-139,2%	28,6	1,4%	108,8%	13,7	0,6%
Imposto de renda diferido	(31,0)	-1,2%	-139,1%	79,3	3,8%	108,7%	38,0	1,6%
TOTAL DOS TRIBUTOS	(100,6)	-3,8%	-206,5%	94,5	4,6%	1231,0%	7,1	0,3%
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	210,8	7,9%	-1148,8%	(20,1)	-1,0%	-107,9%	255,4	10,9%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIACÕES: 31 DE DEZEMBRO DE 2014 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2013

Receita operacional bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos anos de 2014 e 2013 foi de R\$ 3.651,6 milhões e R\$ 2.843,6 milhões, respectivamente, sendo composta principalmente pela receita relacionada ao fornecimento de energia elétrica. As receitas relacionadas ao fornecimento nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 2.868,7 e R\$ 2.297,0 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 24,9%, devido ao: (i) aumento de 25,3 mil unidades consumidoras em 2014 comparado com 2013; (ii) aumento de consumo de energia elétrica pelas classes residencial, comercial e serviços públicos, devido às altas temperaturas que influenciaram o uso de aparelhos de climatização; (iii) crescimento do consumo pela classe rural devido ao acionamento intensivo das bombas para irrigação das lavouras no 1º trimestre de 2014 em função do baixo nível de chuvas.

Abaixo segue descrição das receitas de fornecimento e distribuição de energia elétrica da Companhia, classificadas por tipo de cliente:

Tipo de Cliente	Receita Operacional Bruta (em R\$ milhões)				
	2014			2013	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
Residencial	1.162,6	40,5%	29,3%	899,5	39,2%
Industrial	671,2	23,4%	20,9%	554,9	24,2%
Comercial	539,1	18,8%	25,8%	428,4	18,7%
Outros	495,8	17,3%	19,7%	414,2	18,0%
Total	2.868,7	100,0%	24,9%	2.297,0	100,0%

O volume de energia vendido aos clientes cativos foi de 8.345 GWh no ano de 2014, comparado com 7.853 GWh em 2013. Os diretores da Companhia entendem que esse aumento de 6,3% foi ocasionado principalmente: (a) pelo aumento de 11,7%, no consumo da classe residencial; (b) pelo aumento de 9,1% na classe comercial; e (c) pelo aumento de 6,0% da classe rural. Esse aumento no consumo é devido ao clima atípico, com temperaturas elevadas e pouca chuva, principalmente durante o primeiro trimestre de 2014. Em 2014, verificou-se também um aumento no volume e na receita de energia comercializada no mercado de curto prazo (CCEE) e o reconhecimento do ativo financeiro setorial, parcialmente compensados pela redução na receita de construção.

Deduções da receita operacional bruta

As deduções da receita operacional bruta da Companhia são representadas por (a) encargos setoriais: Encargo de Capacidade Emergencial (ECE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Encargos do consumidor - Proinfra, Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), e (b) encargos tributários: PIS, COFINS e ICMS.

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 989,7 milhões e R\$ 770,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 28,4% foi ocasionado principalmente pelos encargos tributários como ICMS, COFINS e PIS, que foram proporcionais à maior receita bruta auferida.

Receita operacional líquida

Em 2014, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 2.661,9 milhões, montante 28,4% superior à registrada em 2013, quando acumulou R\$ 2.072,9 milhões. Os diretores da Companhia entendem que essa variação se deve basicamente ao aumento do consumo dos clientes cativos, venda de energia elétrica no mercado de curto prazo e reconhecimento da receita proveniente de ativo financeiro setorial, de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08.

Custos operacionais: custo com energia elétrica e custo de operação

Energia elétrica comprada para revenda

Os custos com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 1.561,2 milhões e R\$ 1.174,2 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 33,0%. Os diretores da Companhia atribuem esse aumento: (i) ao maior custo médio dos contratos de energia no ambiente regulado, que foram afetados pelo acionamento das usinas termelétricas, para compensar os baixos índices dos reservatórios hídricos; (ii) aumento do volume da energia comprada no mercado de curto prazo, decorrente do maior volume de energia vendida no período e devido ao cancelamento de contratos oriundos de leilões de energia nova (CCEARs), à insuficiência de cotas decorrente da Lei 12.783/2013, ao cancelamento do Leilão A-1 de 2012 e à frustração do Leilão A-1 de 2013, somado ao preço do MWh no mercado de curto prazo.

Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição

Os custos com encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 122,2 milhões e R\$ 140,6 milhões, respectivamente, apresentando uma redução de 13,1%. Os diretores da Companhia entendem que essa redução foi ocasionada principalmente pelos repasses de recursos financeiros do CONER e ajustes referentes ao alívio retroativo do ESS, compensado pela redução dos aportes de recursos da CDE de R\$ 93,5 milhões, para compensar os custos com ESS, decorrente do (Decreto nº 7.945/2013).

Pessoal e administradores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As despesas com pessoal e administradores e entidade de previdência privada nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 117,9 milhões e R\$ 113,5 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 3,9%. Os diretores da Companhia entendem que este aumento foi ocasionado pelo: (i) crescimento em horas extras, devido aos temporais de verão, e interferência do Ministério Público na realização de horas extras de equipes terceirizadas, impactando o volume de horas extras das equipes próprias; (ii) mudança na legislação do pagamento de periculosidade, ajustando o cálculo por valores pagos e não mais por exposição; e (iii) aumento na quantidade de colaboradores em 94 posições; (iv) redução de 45% nas despesas com entidade de previdência em função do aumento na taxa de desconto aplicada no cálculo do valor presente da obrigação pelo benefício definido para 6,5%, ante 4,0% aplicado no ano anterior.

Material e Serviços de terceiros

As despesas com material e serviços de terceiros nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 169,0 milhões e R\$ 143,4 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 17,9%. Os diretores da Companhia atribuem esse aumento aos seguintes fatores: (i) aumento no custo das equipes de emergência contratadas para atendimento às ocorrências durante os temporais; (ii) despesas de call center e telefonia pelo aumento expressivo no número de chamadas; (iii) aumento no consumo de combustível, manutenções e peças de reposição pelo maior volume de quilômetros rodados.

Depreciação e amortização

As despesas com depreciação e amortização nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 128,2 milhões e R\$ 111,5 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 15,0%. Os diretores da Companhia entendem que a variação é justificada pela amortização de novas aquisições, baixas e bens que se tornaram totalmente depreciados.

Outros custos

Os saldos de outros custos nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 18,4 milhões e R\$ 16,6 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 10,8%. Os diretores da Companhia entendem que essa variação foi ocasionada principalmente pelo aumento de R\$ 2,1 milhões nos custos relativos às baixas dos ativos financeiro e intangível de concessão.

Resultado financeiro

Em 2014, o resultado financeiro líquido foi uma receita de R\$ 38,2 milhões, apresentando um aumento de R\$ 165,1 milhões em relação a 2013, decorrentes da: (i) reversão de multa e juros contingentes sobre o passivo do Despacho nº 288 no valor de R\$ 107,9 milhões em função de alteração na probabilidade de perda; (ii) resultado positivo da atualização monetária do ativo financeiro de concessão em R\$ 66,3 milhões correspondente ao reconhecimento do valor residual do laudo de avaliação do 3º. Ciclo de Revisão Tarifária Periódica em 2013; (iii) aumento dos encargos de dívida em R\$ 50,6 milhões devido à maior taxa de juros em 2014 e aumento no principal de empréstimos e financiamentos. Em 2014 a taxa média do CDI foi de 10,81% a.a., enquanto que para o mesmo período do ano anterior foi de 8,06% a.a.; e (iv) aumento dos juros, multas e variação monetária ativa sobre faturas de energia em R\$ 40,0 milhões em decorrência da assinatura do contrato de parcelamento de dívida junto à Prefeitura de Santa Cruz do Sul e do reconhecimento da receita de precatórios junto à Prefeitura de Santa Maria.

Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Em 2014, o imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido apresentou resultado negativo de R\$ 100,6 milhões, apresentando uma redução de R\$ 195,0 milhões em relação a 2013, quando apresentou resultado positivo de R\$ 94,5 milhões. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é principalmente ocasionado pelo aumento na despesa de imposto de renda e contribuição social correntes pelo crescimento no lucro real em 2014 e pelo registro da receita de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais e base negativa em 2013.

Lucro líquido do exercício

A Companhia registrou um lucro líquido de R\$ 210,8 milhões em 2014, o que representou um acréscimo de R\$ 230,9 milhões em relação a 2013, quando registrou um prejuízo líquido de R\$ 20,1 milhões. Os diretores da Companhia atribuem a esse desempenho principalmente: (i) acréscimo de 28,4% da receita líquida; (ii) aumento no resultado financeiro em R\$ 165,1 milhões; parcialmente compensados pelo (iii) aumento de 27,2% nos custos de energia elétrica comprada para revenda e Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição; (iv) aumento de R\$ 195,0 na despesa de imposto de renda e contribuição social, devido principalmente ao aumento na despesa de imposto de renda e contribuição social correntes pelo crescimento no lucro real em 2014 e pelo registro da receita de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais e base negativa em 2013.

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES: 31 DE DEZEMBRO DE 2013 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2012

Receita operacional bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos anos de 2013 e 2012 foi de R\$ 2.843,6 milhões e R\$ 3.457,0 milhões, respectivamente, sendo composta principalmente pela receita relacionada ao fornecimento de energia elétrica. Estas receitas relacionadas ao fornecimento nos anos de 2013 e 2012 foram de R\$ 2.297,0 e R\$ 2.877,1 milhões, respectivamente, apresentando uma redução de 20,2%. Esta redução é explicada pela redução de 2,4% na quantidade de energia fornecida pela Companhia em 2013, refletindo o menor consumo das classes de consumidores (com exceção à classe residencial que apresentou aumento de 4,1% no consumo), somando-se também o efeito da redução das tarifas praticadas em função das alterações introduzidas pelo governo federal. Adicionalmente, as receitas com clientes livres reduziram R\$ 12,7 milhões devido às menores tarifas praticadas, e as receitas com energia no curto prazo reduziram R\$ 69,6 milhões, devido a Companhia ter passado a comprar energia no curto prazo.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Abaixo segue descrição das receitas de fornecimento e distribuição de energia elétrica da Companhia, classificadas por tipo de cliente:

Tipo de Cliente	Receita Operacional Bruta (em R\$ milhões)				
	2013			2012	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
Residencial	899,5	39,2%	-16,1%	1.071,9	37,3%
Industrial	554,9	24,2%	-27,1%	761,1	26,5%
Comercial	428,4	18,7%	-21,3%	544,0	18,9%
Outros	414,2	18,0%	-17,2%	500,1	17,4%
Total	2.297,0	100,0%	-20,2%	2.877,1	100,0%

O volume de energia vendido aos clientes cativos foi de 7.853 GWh no ano de 2013, comparado com 8.043 GWh em 2012. Os diretores da Companhia entendem que essa redução de 2,4% foi causada principalmente: (a) pela redução de 11,1% no consumo da classe industrial motivado pelo fraco desempenho da economia regional e pela migração para clientes livres, (b) pela redução de 1,7% na classe comercial, devido ao menor nível de atividade do comércio varejista e atacadista; parcialmente compensado pelo (c) aumento de 4,1% no volume vendido para a classe residencial em virtude das temperaturas elevadas.

A demanda entregue aos clientes livres cresceu 42,4% em 2013, quando comparada a 2012. Os diretores da Companhia entendem que a maior demanda é decorrente do aumento de 25 clientes no ano. O mercado total da Companhia, considerando clientes livres e cativos, apresentou um crescimento de 1,4% em relação ao ano anterior.

Deduções da receita operacional bruta

As deduções da receita operacional bruta da Companhia são representadas por (a) encargos setoriais: Encargo de Capacidade Emergencial (ECE), Reserva Global de Reversão (RGR), Programa de Eficiência Energética (PEE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Encargos do consumidor - Proinfra, Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), e (b) encargos tributários: PIS, COFINS e ICMS.

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2013 e 2012 foram de R\$ 770,7 milhões e R\$ 1.115,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 30,9% foi ocasionada pelos encargos tributários como ICMS, COFINS e PIS, que foram proporcionais à menor receita bruta auferida, e pelos encargos setoriais, dos quais houve eliminação da CCC e da RGR e também a redução média de 75% da CDE, conforme disposto pela Lei nº 12.783/2013.

Receita operacional líquida

Em 2013, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 2.072,9 milhões, montante 11,5% inferior à registrada em 2012, quando acumulou R\$ 2.341,4 milhões. Os diretores da Companhia entendem que essa variação se deve basicamente à redução do consumo dos clientes cativos, além das menores tarifas médias praticadas, compensadas parcialmente pelas menores deduções da receita bruta.

Custos operacionais: custo com energia elétrica e custo de operação

Energia elétrica comprada para revenda

Os custos com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2013 e 2012 foram de R\$ 1.174,2 milhões e R\$ 957,1 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 22,7%. Os diretores da Companhia atribuem esse aumento ao maior custo médio dos contratos de energia no ambiente regulado, que foram afetados pelo acionamento das usinas termelétricas, para compensar os baixos índices dos reservatórios hídricos, além dos reajustes contratuais das tarifas, compensado parcialmente pelos aportes de recursos da CDE no montante R\$ 86,7 milhões, para redução dos custos de energia, decorrente do Decreto nº 7.945/2013.

Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição

Os custos com encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição nos anos de 2013 e 2012 foram de R\$ 140,6 milhões e R\$ 325,5 milhões, respectivamente, apresentando uma redução de 56,8%. Os diretores da Companhia entendem que essa redução foi ocasionada (i) pelos aportes de recursos da CDE, no montante de R\$ 93,5 milhões, para redução dos custos do ESS, decorrente do Decreto nº 7.945/2013, e (ii) pelos menores encargos de rede básica devido à redução das tarifas de transmissão, em virtude da Lei nº 12.783/2013, ocasionando uma redução de R\$ 109,9 milhões.

Pessoal e administradores

As despesas com pessoal e administradores nos anos de 2013 e 2012 foram de R\$ 105,8 milhões e R\$ 96,3 milhões, respectivamente, apresentado um aumento de 9,9%. Os diretores da Companhia entendem que este aumento foi ocasionado pela contratação de 100 novos colaboradores pela internalização da atividade de corte e religa e pelo acordo coletivo de 2012/2013 que definiu o reajuste dos salários em 6,55%.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Material e serviços de terceiros

As despesas com material e serviços de terceiros nos anos de 2013 e 2012 foram de R\$ 143,4 milhões e R\$ 149,9 milhões, respectivamente, apresentando uma redução de 4,3%. Os diretores da Companhia atribuem essa redução aos seguintes fatores: (i) redução no volume de serviços de poda pela alteração no contrato de prestação de serviços; (ii) redução nos serviços de corte e religação devido à internalização acima referida; (iii) redução em serviços de consultoria; compensado parcialmente (iv) pelo aumento nos serviços de desenvolvimento e manutenção de software.

Depreciação e amortização

As despesas com depreciação e amortização nos anos de 2013 e 2012 foram de R\$ 111,5 milhões e R\$ 115,4 milhões, respectivamente, apresentando uma redução de 3,4%. Os diretores da Companhia entendem que a variação é justificada pela amortização de novas aquisições, baixas de bens que se tornaram totalmente depreciados, compensadas pelas alterações das taxas de depreciação instituídas pela RN 474/2012. Essa alteração de taxa resultou na diminuição do ativo intangível de concessão e no aumento do ativo financeiro de concessão, reduzindo assim a base de cálculo da amortização.

Outros custos

Os saldos de outros custos nos anos de 2013 e 2012 foram de R\$ 16,6 milhões e R\$ 12,2 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 36,1%. Os diretores da Companhia entendem que esse aumento foi ocasionado principalmente pelo impacto de R\$ 5,2 milhões relativo às baixas dos ativos intangíveis de concessão, compensado parcialmente pela redução de R\$ 1,3 milhão das perdas de estoque.

Resultado financeiro

Em 2013, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 126,9 milhões, apresentando um incremento de R\$ 116,8 milhões em relação a 2012, quando foi uma despesa de R\$ 10,1 milhões. Os diretores da Companhia atribuem a esse aumento os seguintes fatores: (i) impacto negativo de R\$ 88,6 milhões na atualização monetária do ativo financeiro de concessão, correspondente ao reconhecimento do valor residual do laudo de avaliação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, (ii) aumento do CDI médio em 2013, que é o indexador das principais dívidas da Companhia, o que ocasionou um aumento nos encargos de dívida no montante de R\$ 21,0 milhões.

Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Em 2013, o imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido apresentou resultado positivo de R\$ 94,5 milhões, apresentando um aumento de R\$ 87,4 milhões em relação a 2012, quando atingiu R\$ 7,1 milhões. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é decorrente principalmente do reconhecimento de tributos diferidos ativos relacionados a prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 54,8 milhões. Adicionalmente o resultado foi impactado pela reversão de ativos e passivos regulatórios, que gerou um efeito positivo de R\$ 52,0 milhões.

Lucro líquido do exercício

A Companhia registrou um prejuízo líquido de R\$ 20,1 milhões em 2013, o que representou um decréscimo de 107,9% em relação a 2012, quando registrou lucro líquido de R\$ 255,3 milhões. Os diretores da Companhia atribuem a esse desempenho principalmente: (i) a redução de R\$ 268,5 milhões da receita operacional líquida, (ii) aumento de R\$ 217,1 milhões no custo de energia comprada, (iii) redução de R\$ 116,8 milhões do resultado financeiro, compensados pela (iv) constituição do imposto de renda e contribuição social diferidos em conformidade a Instrução CVM nº 371, e (v) pela redução de R\$ 184,9 milhões dos custos com encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição.

Análise Das Principais Variações Do Fluxo De Caixa encerrado em 31 de dezembro de 2012 com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011

A tabela abaixo mostra informações extraídas das Demonstrações dos Fluxos de Caixa da Companhia, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012. Nesta estão apresentados os principais itens que impactaram as respectivas atividades e desta forma o caixa e os equivalentes de caixa da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em R\$ milhões	Demonstrações dos Fluxos de Caixa					
	2014	AH (%)	2013	AH (%)	2012	
Caixa líquido das atividades operacionais	42,6	-68,9%	137,0	-52,0%	285,3	
Caixa líquido das atividades de investimento	(288,2)	4,6%	(275,4)	1,7%	(270,7)	
Aquisições de ativo imobilizado e intangível	(217,6)	-25,6%	(292,4)	-24,4%	(386,6)	
Consumidores - Participação financeira	32,2	20,8%	26,7	385,5%	5,5	
Aplicações em investimento de curto prazo	(1.844,0)	26,7%	(1.455,9)	11,4%	(1.306,7)	
Resgates de investimento de curto prazo	1.742,7	20,3%	1.448,9	2,1%	1.419,3	
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(1,8)	-32,3%	(2,7)	22,7%	(2,2)	
Recebimento de venda de ativo imobilizado e intangível	0,3	N/A	-	N/A	-	
Caixa líquido das atividades de financiamento	288,6	N/A	109,0	N/A	(0,2)	
Ingressos de novos empréstimos e debêntures	433,2	44,6%	299,5	216,9%	94,5	
Dividendos pagos	-	N/A	(100,0)	41,8%	(70,5)	
Pagamento de empréstimos - principal	(139,6)	59,5%	(87,5)	275,5%	(23,3)	
Custo de empréstimos	(4,6)	77,2%	(2,6)	420,0%	(0,5)	
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(0,4)	-5,5%	(0,4)	0,0%	(0,4)	
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	43,0	-246,3%	(29,4)	-304,2%	14,4	
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	15,6	-65,3%	45,0	47,1%	30,6	
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	58,6	275,7%	15,6	-65,3%	45,0	

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIACÕES: 31 DE DEZEMBRO DE 2014 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2013

A redução de 68,9% do caixa gerado nas atividades operacionais é ocasionada principalmente, pelo aumento nos pagamentos de energia comprada, encargos de dívidas e imposto de renda e contribuição social, parcialmente compensados pelos maiores recebimentos de energia vendida e pelos repasses da conta ACR.

A redução de 4,6% do caixa gerado nas atividades de investimento deve-se basicamente à movimentação líquida de investimentos de curto prazo que apresentou consumo de caixa devido aos maiores montantes de investimentos de curto prazo aplicados em 2014, parcialmente compensados por menores investimentos em ativos imobilizado e intangível.

O aumento de R\$ 179,6 milhões do caixa gerado nas atividades de financiamento deve-se basicamente aos maiores montantes captados com novos ingressos de novas dívidas em R\$ 133,7 milhões e redução no pagamento de dividendos no montante de R\$ 100 milhões, parcialmente compensados pelos maiores montantes pagos de principal de empréstimos e financiamentos em R\$ 52,1 milhões.

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIACÕES: 31 DE DEZEMBRO DE 2013 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2012

A redução de 52,0% do caixa gerado nas atividades operacionais pelo menor lucro operacional auferido no exercício, principalmente em função dos maiores pagamentos de energia elétrica comprada e encargos somados aos menores recebimentos de energia vendida. Vale destacar também os maiores montantes pagos de encargos de dívidas e de obrigações com entidade de previdência privada.

A redução de 1,7% do caixa gerado nas atividades de investimento deve-se basicamente à movimentação líquida de investimentos de curto prazo que apresentou consumo de caixa devido aos maiores montantes aplicados em 2013, parcialmente compensados por menores investimentos em ativos imobilizado e intangível.

O aumento de R\$ 109,2 milhões do caixa gerado nas atividades de financiamento deve-se basicamente aos maiores montantes captados de dívidas, como a 2ª emissão de debêntures e o FINEP, compensados pelos maiores montantes pagos de dividendos e de principal de empréstimos e financiamentos.

Análise das Principais Contas Patrimoniais

As tabelas abaixo indicam as variações nas contas patrimoniais para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, com análise vertical e horizontal.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (EM R\$ MILHÕES)	2014			2013			2012	
	R\$	AV%	AH%	R\$	AV%	AH%	R\$	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	58,6	1,6%	275,9%	15,6	0,5%	-65,3%	45,0	1,5%
Investimentos de curto prazo	150,7	4,2%	203,8%	49,6	1,6%	17,5%	42,2	1,4%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	414,5	11,4%	47,2%	281,6	9,1%	-27,8%	390,2	13,1%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	0,9	0,0%	-11,2%	1,0	0,0%	42,9%	0,7	0,0%
Outros tributos compensáveis	13,7	0,4%	-16,0%	16,3	0,5%	2,5%	15,9	0,5%
Contas a receber - Acordos	10,3	0,3%	29,8%	7,9	0,3%	9,7%	7,2	0,2%
Almoxarifado	11,4	0,3%	2,6%	11,1	0,4%	-28,4%	15,5	0,5%
Despesas pagas antecipadamente	6,9	0,2%	24,7%	5,5	0,2%	511,1%	0,9	0,0%
Devedores diversos	1,2	0,0%	-17,6%	1,4	0,0%	-53,3%	3,0	0,1%
Ativo financeiro setorial	108,3	3,0%	N/A	-	0,0%	N/A	-	0,0%
Outros créditos	130,6	3,6%	135,3%	55,5	1,8%	947,2%	5,3	0,2%
TOTAL ATIVO CIRCULANTE	907,0	25,0%	103,6%	445,5	14,4%	-15,3%	525,9	17,6%
NÃO CIRCULANTE								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	14,7	0,4%	489,2%	2,5	0,1%	-28,6%	3,5	0,1%
Outros tributos compensáveis	16,8	0,5%	-26,5%	22,8	0,7%	-20,0%	28,5	1,0%
Tributos e contribuições sociais diferidos	410,1	11,3%	-8,5%	448,2	14,5%	26,8%	353,4	11,8%
Cauções e depósitos vinculados	32,9	0,9%	10,7%	29,7	1,0%	13,4%	26,2	0,9%
Contas a receber - Acordos	37,6	1,0%	139,7%	15,7	0,5%	34,2%	11,7	0,4%
Ativo financeiro setorial	19,0	0,5%	N/A	-	0,0%	N/A	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	652,1	18,0%	17,8%	553,6	17,9%	11,7%	495,5	16,6%
Investimentos	12,0	0,3%	1908%	0,6	0,0%	0,0%	0,6	0,0%
Imobilizado, líquido	0,1	0,0%	-83,5%	0,4	0,0%	-55,6%	0,9	0,0%
Intangível	1.527,6	42,1%	-2,9%	1.572,6	50,9%	1,9%	1.543,6	51,6%
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE	2.722,9	75,0%	2,9%	2.646,1	85,6%	7,4%	2.463,9	82,4%
TOTAL DO ATIVO	3.629,9	100,0%	17,4%	3.091,6	100,0%	3,4%	2.989,8	100,0%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (EM R\$ MILHÕES)	2014			2013			2012	
	R\$	AV%	AH%	R\$	AV%	AH%	R\$	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	493,2	13,6%	-11,3%	555,9	18,0%	7,1%	519,2	17,4%
Empréstimos e financiamentos	604,7	16,7%	300,2%	151,1	4,9%	52,3%	99,2	3,3%
Debêntures	13,0	0,4%	19,4%	10,9	0,4%	N/A	-	0,0%
Arrendamento financeiro	0,3	0,0%	-25,5%	0,4	0,0%	33,3%	0,3	0,0%
Subvenções governamentais	1,8	0,0%	-12,4%	2,0	0,1%	-9,1%	2,2	0,1%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	27,5	0,8%	2957%	0,9	0,0%	-83,9%	5,6	0,2%
Outros tributos a pagar	43,3	1,2%	39,7%	31,0	1,0%	-25,1%	41,4	1,4%
Contas a pagar com partes relacionadas	0,0	0,0%	-100,0%	0,2	0,0%	-88,9%	1,8	0,1%
Dividendos a pagar	90,5	2,5%	123,9%	40,4	1,3%	-16,7%	48,5	1,6%
Obrigações estimadas	22,3	0,6%	-4,1%	23,3	0,8%	-0,4%	23,4	0,8%
Obrigações sociais e trabalhistas	3,2	0,1%	52,9%	2,1	0,1%	75,0%	1,2	0,0%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	3,1	0,1%	30,7%	2,4	0,1%	-86,8%	18,2	0,6%
Provisões para processos judiciais e outros	31,8	0,9%	-7,6%	34,4	1,1%	4,2%	33,0	1,1%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	17,3	0,5%	12,8%	15,3	0,5%	-7,3%	16,5	0,6%
Outras obrigações	76,7	2,1%	20,4%	63,7	2,1%	12,1%	56,8	1,9%
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE	1.428,7	39,4%	53,0%	934,0	30,2%	7,7%	867,3	29,0%
NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos e financiamentos	388,5	10,7%	-24,6%	515,1	16,7%	-18,9%	635,5	0,2
Debêntures	289,4	8,0%	0,1%	289,0	9,3%	N/A	-	0,0%
Arrendamento financeiro	0,3	0,0%	12,3%	0,3	0,0%	-25,0%	0,4	0,0%
Subvenções governamentais	7,4	0,2%	-22,3%	9,5	0,3%	-14,4%	11,1	0,4%
Outros tributos a pagar	0,0	0,0%	N/A	-	0,0%	-100,0%	2,7	0,1%
Obrigações com entidade de previdência privada	31,1	0,9%	39,5%	22,3	0,7%	-62,8%	60,0	2,0%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	0,0	0,0%	N/A	-	0,0%	-100,0%	4,4	0,1%
Provisões para processos judiciais e outros	16,3	0,5%	17,6%	13,9	0,4%	-7,9%	15,1	0,5%
Dividendos a pagar	412,8	11,4%	0,0%	412,8	13,4%	0,0%	412,8	13,8%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	14,2	0,4%	41,9%	10,0	0,3%	7,5%	9,3	0,3%
Obrigações estimadas	0,1	0,0%	-48,0%	0,1	0,0%	0,0%	0,1	0,0%
Outras obrigações	5,1	0,1%	199,0%	1,7	0,1%	6,3%	1,6	0,1%
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.165,3	32,1%	-8,6%	1.274,7	41,2%	10,6%	1.153,0	38,6%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social subscrito e integralizado	433,2	11,9%	0,0%	433,2	14,0%	0,0%	433,2	0,1449
Reserva de capital	5,6	0,2%	1,6%	5,5	0,2%	0,0%	5,5	0,2%
Reservas de lucros:								
Reserva legal	59,3	1,6%	21,5%	48,8	1,6%	0,0%	48,8	1,6%
Reserva estatutária	201,1	5,5%	14,6%	175,5	5,7%	0,0%	175,5	5,9%
Reserva de lucros a realizar	69,5	1,9%	-0,1%	69,5	2,2%	-22,3%	89,5	3,0%
Obrigatória do dividendo não distribuído	-	0,0%	-100,0%	172,8	5,6%	0,0%	172,8	5,8%
Ações em tesouraria	(8,1)	-0,2%	-0,5%	(8,1)	-0,3%	0,0%	(8,1)	-0,3%
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	(22,1)	-0,6%	54,6%	(14,3)	-0,5%	-63,9%	(39,6)	-1,3%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	124,6	3,4%	N/A	-	0,0%	-100,0%	91,9	3,1%
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.035,9	28,5%	17,3%	882,9	28,6%	-8,9%	969,5	32,4%
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.629,9	100,0%	17,4%	3.091,6	100,0%	3,4%	2.989,8	100,0%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

31 de dezembro de 2014 comparado a 31 de dezembro de 2013

Ativo

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

Os saldos da conta de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 58,6 milhões e R\$ 15,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 275,6% é em função do aumento de atividades de financiamento com ingresso de novos empréstimos.

Investimentos de curto prazo

Os saldos dos investimentos de curto prazo em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 150,7 milhões e R\$ 49,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 203,8% é explicado pelas aplicações no montante de R\$ 1.844,0 milhões, pela receita auferida nos investimentos no montante de R\$ 8,0 milhões, compensados parcialmente pelos resgates realizados durante o ano no montante de R\$ 1.751,7 milhões e por outras movimentações (caixa restrito e IRRF) no montante de R\$ 1,1 milhão.

Consumidores, concessionárias e permissionárias

Os saldos de consumidores, concessionárias e permissionárias em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 414,5 milhões e R\$ 281,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 47,2% principalmente aos maiores valores faturados e não faturados de consumidores em R\$ 122,8 milhões, e pela redução de R\$28,5 milhões com provisão para créditos de liquidação duvidosa, compensados parcialmente pela redução com comercialização CCEE em R\$21,2 milhões.

Almoxarifado

Os saldos da conta almoxarifado em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 11,4 milhões e R\$ 11,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 2,6% principalmente ao aumento de material para manutenção do sistema de energia elétrica.

Ativo Financeiro Setorial

Os saldos da conta de ativo financeiro setorial em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 108,3 milhões e zero, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem esta variação à aplicação do OCPC 08 – Reconhecimento de determinados ativos e/ou passivos das distribuidoras de energia elétrica – a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, registrando um ativo financeiro setorial líquido em contrapartida à receita operacional líquida.

Outros créditos

Os saldos da conta outros créditos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 130,6 milhões e R\$ 55,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de R\$ 75,1 milhões é decorrente principalmente ao aumento nos recebíveis dos repasses da CDE para cobertura de descontos na tarifa no montante de R\$ 109,1 milhões.

Ativo não circulante

Tributos e contribuições sociais diferidos

Os saldos da conta tributos e contribuições sociais diferidos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram R\$ 410,1 milhões e R\$ 448,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 8,5% é decorrente principalmente (i) do reconhecimento do ativo financeiro setorial nas demonstrações societárias, com impacto de R\$ 2,9 milhões, (ii) do impacto decorrente da atualização do ativo financeiro no montante de R\$ 6,8 milhões, (iii) da realização de tributos diferidos ativos relacionados a prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 24,7 milhões, (iv) da reversão de provisões com créditos de liquidação duvidosa em R\$ 19,8 milhões e, (v) reversão de provisões de benefícios a empregados em R\$ 3,2 milhões, compensados parcialmente (vi) pelo impacto positivo de R\$ 4,0 milhões relativo aos tributos diferidos sobre os ajustes de avaliação atuarial de 2014, e R\$ 7,9 de variação cambial.

Cauções e depósitos vinculados

Os saldos da conta cauções e depósitos vinculados em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 32,9 milhões e R\$ 29,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o crescimento de 10,7% principalmente aos maiores valores depositados como garantia de processos trabalhistas.

Contas a receber - acordos

Os saldos de contas a receber – acordos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 37,6 milhões e R\$ 15,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 139,5% principalmente pela redução no saldo de PCLD em função da baixa para perda pela dedutibilidade fiscal e pelo reconhecimento de recebíveis por acordos com prefeituras.

Ativo Financeiro Setorial

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os saldos da conta de ativo financeiro setorial em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 19,0 milhões e zero, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem esta variação principalmente à aplicação do OCPC 08 – Reconhecimento de determinados ativos e/ou passivos das distribuidoras de energia elétrica – a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, registrando um ativo financeiro setorial líquido em contrapartida à receita operacional líquida.

Ativo financeiro da concessão

Os saldos da conta de ativo financeiro da concessão em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 652,1 milhões e R\$ 553,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 17,8% à atualização monetária calculada com base na variação do IGP-M no montante de R\$ 20,1 milhões e aos investimentos do período, líquido das baixas no montante de R\$ 78,4 milhões.

Intangível

Os saldos da conta intangível em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 1.527,6 milhões e R\$ 1.572,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 2,9% é explicada pela amortização do período de R\$ 127,7 milhões, parcialmente compensada pelos investimentos, líquido das baixas no montante de R\$ 82,7 milhões.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores

Os saldos da conta fornecedores em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 493,2 milhões e R\$ 559,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 11,3% é decorrente, principalmente, da reversão dos juros e multa do processo que discute a aplicação do Despacho nº 288 no valor de R\$ 107,8 milhões, em função da mudança na probabilidade de perda, parcialmente compensada pela contratação de novos leilões de energia.

Empréstimos e financiamentos

Os saldos da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 604,7 milhões e R\$ 151,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 300,2% é justificado (i) pelos ingressos de dívidas no montante de R\$ 430,0 milhões, (ii) pelo aumento nas provisões de encargos no montante de R\$ 24,4 milhões, (iii) pelas transferências provenientes do passivo não circulante no montante de R\$ 134,5 milhões; compensados parcialmente (iv) pelos pagamentos de principal no montante de R\$ 134,6 milhões.

Debêntures

Os saldos da conta debêntures em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 13,0 milhões e R\$ 10,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 19,3% é justificado: (i) pelo aumento na provisão de encargos no montante de R\$ 2,1 milhões.

Imposto de renda e contribuição social a pagar

Os saldos de imposto de renda e contribuição social a pagar em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 27,5 milhões e R\$ 0,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que este aumento foi ocasionado em função do aumento do lucro tributável apurado no exercício.

Outros tributos a pagar

Os saldos da conta outros tributos a pagar em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 43,3 milhões e R\$ 31,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 39,7%, basicamente, aos maiores valores a pagar de ICMS, PIS e COFINS, que são proporcionais à receita bruta auferida pela Companhia que também apresentou aumento.

Dividendos a pagar

Os saldos da conta dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 90,5 milhões e R\$ 40,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia afirmam que o aumento de 124,0% foi ocasionado pelos dividendos mínimos obrigatórios relativos ao exercício de 2014 no montante de R\$ 50,1 milhões.

Encargos tarifários e do consumidor a recolher

Os saldos da conta de encargos tarifários e do consumidor a recolher em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 3,1 milhões e R\$ 2,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 30,7% é explicado pela variação na conta de desenvolvimento energético – CDE.

Provisões para processos judiciais e outros

Os saldos da conta provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 31,8 milhões e R\$ 34,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 7,6% é explicada (i) pelos ingressos no montante de R\$ 24,1 milhões, (ii) pela atualização monetária registrada no montante de R\$ 1,7 milhões, compensados pelos (iii) pagamentos no montante de R\$ 18,6 milhões, (iv) pelas reversões no montante de R\$ 7,4 milhões e (v) pelas transferências para o passivo não circulante no montante de R\$ 2,4 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

Os saldos da conta pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 17,3 milhões e R\$ 15,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 13,1% foi ocasionado pelas provisões no montante de R\$ 23,4 milhões e pela atualização monetária no montante de R\$ 2,5 milhões, compensados parcialmente, pelos pagamentos e aplicações no montante de R\$ 19,8 milhões e pelas transferências para o não circulante no montante de R\$ 4,2 milhões.

Outras obrigações

Os saldos da conta outras obrigações em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 76,7 milhões e R\$ 63,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento 20,4% se deve principalmente a (i) subsídios Eletrobrás – diferença de repasse no montante de R\$ 7,2 milhões; (ii) multas compensatórias aos consumidores – DIC/FIC/DMIC no montante de R\$ 3,5 milhões, e (iii) diferença de alíquota efetiva de PIS e COFINS no montante de R\$ 1,9 milhões.

Passivo não circulante

Empréstimos e financiamentos

Os saldos da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 388,5 milhões e R\$ 515,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem à redução de 24,6% principalmente: (i) às transferências para o passivo circulante no montante de R\$ 134,5 milhões, compensados parcialmente (ii) pela redução nos custos de transação no montante de R\$ 2,8 milhões, e (iv) pelos ingressos (FINEP) no montante de R\$ 3,2 milhões.

Debêntures

Os saldos da conta debêntures em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 289,4 milhões e 289,0 milhões respectivamente. Os diretores da Companhia afirmam que aumento de 0,1% é principalmente: pela amortização de custos de transação no montante de R\$ 0,3 milhão.

Obrigações com entidade de previdência privada

Os saldos da conta de obrigações com entidade de previdência privada em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 31,1 milhões e R\$ 22,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que o aumento de 39,5% foi ocasionado (i) pelos ajustes de avaliação atuarial montante de R\$ 11,9 milhões, devido à redução das taxas de desconto conforme laudo realizado por atuários independentes, (ii) pelos pagamentos de contribuições no montante de R\$ 6,5 milhões, compensados parcialmente (ii) pela despesa reconhecida no exercício no montante de R\$ 3,5 milhões.

Provisões para processos judiciais e outros

Os saldos da conta provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 16,3 milhões e R\$ 13,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 17,3% é decorrente de transferências para o passivo circulante.

Dividendos a pagar

Os saldos da conta dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 412,8 milhões e R\$ 412,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que esta conta não apresentou movimentação no exercício de 2014.

Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

O saldo da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 14,2 milhões e R\$ 10,0 milhões respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 42,0% à transferência de R\$ 4,2 milhões advinda do passivo circulante.

Patrimônio líquido

Os saldos do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 1.035,9 milhões e R\$ 882,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 17,3% foi ocasionado (i) pela constituição de reserva legal no montante de R\$ 10,5 milhões, (ii) pela constituição de reserva estatutária no montante de R\$ 25,7 milhões, (iii) pela aprovação dos dividendos adicionais propostos no montante de R\$ 124,6 milhões relativos ao exercício de 2014, (iv) pela remuneração com base em ações no montante de R\$ 0,1 milhão, compensados (v) pelos ajustes de avaliação atuarial no montante de R\$ 7,8 milhões (líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos).

31 de dezembro de 2013 comparado a 31 de dezembro de 2012

Ativo

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

Os saldos da conta de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 15,6 milhões e R\$ 45,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 65,3% foi ocasionada pelo caixa usado nas atividades de investimento no montante de R\$ 275,4 milhões, principalmente

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

pelas aquisições de ativos imobilizado e intangível, compensado parcialmente pelo caixa gerado nas atividades operacionais no montante de R\$ 137,0 milhões e pelo caixa gerado nas atividades de financiamento no montante de R\$ 109,0 milhões.

Investimentos de curto prazo

Os saldos dos investimentos de curto prazo em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 49,6 milhões e R\$ 42,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 17,5% é explicado pelas aplicações no montante de R\$ 1.456,0 milhões, pela receita auferida nos investimentos no montante de R\$ 13,3 milhões, compensados parcialmente pelos resgates realizados durante o ano no montante de R\$ 1.460,8 milhões e por outras movimentações (caixa restrito e IRRF) no montante de R\$ 1,1 milhão.

Consumidores, concessionárias e permissionárias

Os saldos de consumidores, concessionárias e permissionárias em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 281,6 milhões e R\$ 390,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem a redução de 27,8% principalmente aos menores valores faturados para todas as classes de consumidores, refletindo a queda no consumo e as menores tarifas praticadas, quando se compara 2013 a 2012. Adicionalmente, houve redução de R\$ 41,1 milhões nos valores a receber junto a CCEE, não havendo registro para dezembro de 2013 já que a Companhia comprou energia no mercado de curto prazo. A provisão para créditos de liquidação duvidosa aumentou R\$ 0,5 milhão, correspondendo a R\$ 17,4 milhões de provisões compensadas por R\$ 6,1 milhões de reversão e R\$ 10,8 milhões de baixas para perdas..

Almoxarifado

Os saldos da conta almoxarifado em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 11,1 milhões e R\$ 15,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem a redução de 28,4% principalmente ao consumo de materiais para manutenção do sistema de energia elétrica, somado ao menor nível de aquisições em relação ao ano anterior.

Outros créditos

Os saldos da conta outros créditos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 55,5 milhões e R\$ 5,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de R\$ 50,2 milhões é decorrente principalmente do registro dos repasses da CDE, referentes a descontos na tarifa e de custos de energia no montante de R\$ 48,0 milhões, que passaram a ser contabilizados em 2013 após medidas do governo federal.

Ativo não circulante

Tributos e contribuições sociais diferidos

Os saldos da conta tributos e contribuições sociais diferidos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram R\$ 448,2 milhões e R\$ 353,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 26,8% é decorrente principalmente (i) da reversão de ativos e passivos regulatórios, com impacto de R\$ 52,0 milhões, (ii) do impacto decorrente da atualização do ativo financeiro no montante de R\$ 15,7 milhões e (iii) do reconhecimento de tributos diferidos ativos relacionados a prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 54,8 milhões, compensados parcialmente (iv) pelo impacto negativo de R\$ 13,0 milhões relativo aos tributos diferidos sobre os ajustes de avaliação atuarial de 2013.

Cauções e depósitos vinculados

Os saldos da conta cauções e depósitos vinculados em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 29,7 milhões e R\$ 26,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o crescimento de 13,4% à movimentação líquida de aplicações e resgates no montante de R\$ 2,9 milhões e ao registro de atualização monetária no montante de R\$ 0,6 milhão.

Contas a receber - acordos

Os saldos de contas a receber – acordos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 15,7 milhões e R\$ 11,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 34,2% principalmente aos novos acordos firmados com consumidores com contas vencidas e não liquidadas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa reduziu R\$ 5,3 milhões, correspondendo a R\$ 17,5 milhões de reversões compensadas por R\$ 12,2 milhões de novas provisões. O montante de reversões aumentou substancialmente em relação a 2012, pois a Companhia, além de reverter a PCLD sobre valores renegociados proporcionalmente ao valor recebido de cada parcela negociada, passou a reverter o total provisionado quando o montante amortizado da TCD - Termo de Confissão de Dívida - for superior a 30% do total da dívida negociada e estiver adimplente, inclusive com os demais débitos.

Ativo financeiro da concessão

Os saldos da conta de ativo financeiro da concessão em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 553,6 milhões e R\$ 495,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 11,7% às transferências provenientes do ativo intangível de concessão no montante de R\$ 107,8 milhões, compensadas parcialmente pelas baixas realizadas no montante de R\$ 3,5 milhões e pela atualização monetária negativa no montante de R\$ 46,2 milhões, correspondente ao reconhecimento do valor residual do laudo de avaliação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

Intangível

Os saldos da conta intangível em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 1.572,6 milhões e R\$ 1.543,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 1,9% é explicado (i) pelos investimentos realizados pela Companhia em 2013 no montante de R\$ 265,7 milhões (incluindo a participação dos consumidores), compensados parcialmente (ii) pela amortização reconhecida no exercício no montante de R\$ 111,0 milhões (incluindo a

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

amortização das obrigações especiais), (iii) pelas baixas de ativos no montante de R\$ 17,9 milhões e (iv) pelas transferências para o ativo financeiro de concessão no montante de R\$ 107,8 milhões.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores

Os saldos da conta fornecedores em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 559,9 milhões e R\$ 519,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o crescimento de 7,1% é decorrente, principalmente, do aumento do preço médio da energia adquirida, ocasionada pelo despacho das usinas termelétricas. O saldo a pagar junto a CCEE apresentou evolução de R\$ 89,4 milhões, principalmente pela contabilização da estimativa referente à comercialização de novembro a dezembro de 2013 no montante de R\$ 69,5 milhões, já que em dezembro de 2012 não havia estimativa contabilizada. Os saldos a pagar a fornecedores de materiais e serviços apresentaram aumento de R\$ 7,1 milhões.

Empréstimos e financiamentos

Os saldos da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 151,1 milhões e R\$ 99,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 52,3% é justificado (i) pelos ingressos de convênios de devolução no montante de R\$ 3,0 milhões, (ii) pelas provisões de encargos no montante de R\$ 60,9 milhões, (iii) pelas transferências provenientes do longo prazo no montante de R\$ 134,8 milhões; compensados parcialmente (iv) pelos pagamentos de principal no montante de R\$ 87,6 milhões, (v) pelos pagamentos de encargos no montante de R\$ 57,2 milhões, (vi) pelos pagamentos de IRRF no montante de R\$ 0,9 milhão e (vii) pelas transferências de custos a amortizar provenientes do não circulante no montante de R\$ 1,1 milhão.

Debêntures

Os saldos da conta debêntures em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 10,9 milhões e zero, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento no saldo desta conta às provisões de encargos relativos à 2ª emissão de debêntures, ocorrida em 2013, no montante de R\$ 23,7 milhões, compensados parcialmente pelos pagamentos destes encargos no montante de R\$ 12,5 milhões e pelas transferências dos custos a amortizar do não circulante para o circulante no montante de R\$ 0,3 milhão.

Imposto de renda e contribuição social a pagar

Os saldos de imposto de renda e contribuição social a pagar em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 0,9 milhão e R\$ 5,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 83,9% se deve basicamente aos menores valores provisionados, já que a Companhia não apurou base de lucro tributável nos últimos meses do ano de 2013.

Outros tributos a pagar

Os saldos da conta outros tributos a pagar em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 31,0 milhões e R\$ 41,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem a redução de 25,1%, basicamente, aos menores valores a pagar de ICMS, PIS e COFINS, que são proporcionais à receita bruta auferida pela Companhia que também apresentou redução.

Dividendos a pagar

Os saldos da conta dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 40,4 milhões e R\$ 48,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia afirmam que a redução de 16,7% foi ocasionada pelo pagamento de R\$ 100,0 milhões ocorrido em julho de 2013, compensado parcialmente pela aprovação, em abril de 2013, dos dividendos adicionais propostos relativos ao exercício de 2012 no montante de R\$ 91,9 milhões.

Encargos tarifários e do consumidor a recolher

Os saldos da conta de encargos tarifários e do consumidor a recolher em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 2,4 milhões e R\$ 18,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 86,8% é explicada pela extinção da arrecadação dos encargos CCC e RGR e pela redução da arrecadação da CDE a partir de fevereiro de 2013, conforme Lei nº 12.783/13.

Provisões para processos judiciais e outros

Os saldos da conta provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 34,4 milhões e R\$ 33,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 4,2% é explicado (i) pelos ingressos no montante de R\$ 31,0 milhões, (ii) pela atualização monetária registrada no montante de R\$ 2,5 milhões, compensados pelos (iii) pagamentos no montante de R\$ 19,1 milhões e (iv) pelas reversões no montante de R\$ 13,0 milhões.

Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

Os saldos da conta pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 15,3 milhões e R\$ 16,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 7,3% foi ocasionada pelos pagamentos e aplicações no montante de R\$ 22,1 milhões e pelas transferências para o não circulante no montante de R\$ 0,7 milhão, compensados parcialmente pelas provisões no montante de R\$ 19,7 milhões e pela atualização monetária no montante de R\$ 1,9 milhão.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Outras obrigações

Os saldos da conta outras obrigações em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 63,7 milhões e R\$ 56,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento 12,1% se deve principalmente pelo registro de R\$ 6,4 milhões, em junho de 2013, relativo ao Termo de Ajustamento de Conduta – TAC – firmado com a ANEEL, pelo qual a Companhia converteu a multa recebida em investimentos adicionais àqueles previstos nos indicadores DEC/FEC de 2009, a serem realizados até o final do ano de 2015.

Passivo não circulante

Empréstimos e financiamentos

Os saldos da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 515,1 milhões e R\$ 635,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem a redução de 18,9% (i) às transferências para o circulante no montante de R\$ 134,8 milhões, (ii) aos novos diferimentos de custos de transação no montante de R\$ 1,0 milhão, compensados parcialmente (iii) pelas transferências de custos a amortizar para o circulante no montante de R\$ 1,1 milhão, (iv) pela amortização de custos de transação no montante de R\$ 3,2 milhões, (v) pela movimentação das subvenções governamentais no montante de R\$ 1,6 milhão e (vi) pelos ingressos (FINEP) no montante de R\$ 9,5 milhões.

Debêntures

Os saldos da conta debêntures em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 289,0 milhões e zero, respectivamente. Os diretores da Companhia afirmam que aumento do saldo desta conta se deve à 2ª emissão de debêntures, ocorrida em fevereiro de 2013, sendo R\$ 290,0 milhões relativos ao ingresso do principal, R\$ 0,2 milhão referente à amortização dos custos de transação, R\$ 0,3 milhão relativos à transferências dos custos a amortizar para o circulante, compensados pelo diferimento dos custos de transação no montante de R\$ 1,5 milhão.

Obrigações com entidade de previdência privada

Os saldos da conta de obrigações com entidade de previdência privada em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 22,3 milhões e R\$ 60,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que a redução de 62,8% foi ocasionada (i) pelos ajustes de avaliação atuarial montante de R\$ 38,3 milhões, devido à redução das taxas de desconto conforme laudo realizado por atuários independentes, (ii) pelos pagamentos de contribuições no montante de R\$ 6,3 milhões, compensados parcialmente (ii) pela despesa reconhecida no exercício no montante de R\$ 6,9 milhões.

Encargos tarifários e do consumidor a recolher

Os saldos da conta de encargos tarifários e do consumidor a recolher em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de zero e R\$ 4,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que a redução de 100% foi ocasionada pela extinção da arrecadação da RGR.

Provisões para processos judiciais e outros

Os saldos da conta provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 13,9 milhões e R\$ 15,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 7,9% decorre das reversões no montante de R\$ 2,4 milhões, compensadas pelos ingressos no montante de R\$ 1,0 milhão e pela atualização monetária registrada no montante de R\$ 0,2 milhão.

Dividendos a pagar

Os saldos da conta dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 412,8 milhões e R\$ 412,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que esta conta não apresentou movimentação no exercício de 2013.

Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

O saldo da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética em 31 de dezembro de 2013 e 2012 era de R\$ 10,0 milhões e R\$ 9,3 milhões respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 7,5% à transferência de R\$ 0,7 milhão advinda do circulante.

Patrimônio líquido

Os saldos do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram de R\$ 882,9 milhões e R\$ 969,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 8,9% foi ocasionada (i) pelo prejuízo líquido auferido no montante de R\$ 20,1 milhões, (ii) pela aprovação dos dividendos adicionais propostos no montante de R\$ 91,9 milhões relativos ao exercício de 2012, compensados (iii) pelos ajustes de avaliação atuarial no montante de R\$ 25,3 milhões (líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos) e (iv) pela remuneração com base em ações no montante de R\$ 0,1 milhão.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

a. resultado das operações da Companhia, em especial: i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita; e ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

A receita operacional líquida da Companhia é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia dos consumidores da área de concessão, somando R\$ 2.661,9 milhões em 2014, 28,4% maior que no ano anterior. Em 2013, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 2.072,9 milhões, montante 11,5% superior à registrada em 2012 que foi de R\$ 2.341,4 milhões. A tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de ANEEL, que aprovou o resultado da Terceira Revisão Tarifária Periódica da Companhia. As novas tarifas da Companhia foram homologadas por meio da Resolução Homologatória 1.718, com vigência a partir de 19 de abril de 2014. O índice aprovado de 16,42% corresponde a um efeito médio de 28,99% para os clientes atendidos em baixa tensão e 30,29% para clientes atendidos em alta tensão.

Adicionalmente, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete o comportamento do mercado da área de concessão da Companhia, que responde por aproximadamente 2,2% do Produto Interno Bruto brasileiro, segundo os dados do IBGE mais recentes, de 2010. Os diretores acreditam que o desempenho do mercado na concessão da AES Sul está relacionado, sobretudo, ao crescimento da economia regional, cuja estrutura é dependente da produção agropecuária do Estado. Como existem muitas culturas sazonais de significativa representatividade na economia regional (como soja, fumo e arroz irrigado), há um efeito direto nas vendas de energia para esses clientes, o que resulta numa alta sazonalidade no mercado da Companhia. Além das culturas sazonais, como o fumo, existe uma atipicidade no mercado que torna ainda maior a sazonalidade qual seja a utilização de levantes hidráulicos na região da fronteira para a cultura de arroz. De forma complementar, consumidores com grande capacidade instalada podem, mediante autorização da ANEEL, migrar, às suas expensas, sua conexão para a rede básica, afetando diretamente a rentabilidade da Companhia, pois deixariam de pagar pela tarifa de uso do sistema de distribuição. Embora os diretores da Companhia creem tratar-se de um risco, os grandes clientes da AES Sul, aptos a migrar para a rede básica já o fizeram.

Os diretores da Companhia entendem que os resultados das operações da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, são significativamente afetados por inúmeros fatores, inclusive:

- alteração nos custos da Companhia, incluído o preço de energia;
- alterações nas tarifas de energia que a Companhia poderá cobrar de seus clientes decorrente de revisão e reajustes tarifários homologados pela ANEEL;
- disponibilidade de energia para atendimento sem restrições ao mercado;
- condições econômicas no Brasil em geral e na área de concessão da Companhia;
- mudanças na regulação e legislação do setor elétrico;
- resultados das disputas judiciais e outros; e
- variação cambial e de taxa de juros.

b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

A receita operacional bruta da Companhia nos anos de 2014 e 2013 foi de R\$ 3.651,6 milhões e R\$ 2.843,6 milhões, respectivamente, com variação positiva de 28,4% entre os períodos. Os diretores da Companhia entendem que essa variação é explicada principalmente em função do reajuste tarifário e do reconhecimento da receita proveniente de ativo regulatório líquido, de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08.

A receita operacional bruta da Companhia nos anos de 2013 e 2012 foi de R\$ 2.843,6 milhões e R\$ 3.457,0 milhões respectivamente, com variação positiva de 17,7% entre os períodos. Essa variação é explicada principalmente pelas mudanças com relação a tarifa, implementadas quando da aplicação da Lei 12.783/2013.

O setor elétrico segue um modelo que define tarifas para o ciclo tarifário de um ano. No caso da AES Sul, o ano tarifário vai de 19 de abril de um ano até 18 de abril do ano seguinte. Neste modelo, são consideradas estimativas para os custos com encargos do setor, compra de energia (inclusive a energia de Itaipu, que é precificada em dólar), entre outros, que são considerados não gerenciáveis pela empresa. A Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) da Companhia sempre refletirá na receita a tarifa homologada que incluiu a expectativa desses custos não gerenciáveis.

Desta forma, à medida que são apurados os custos reais, os resultados da Companhia serão afetados por qualquer oscilação entre o valor realizado e aquele considerado na tarifa. Porém, para fins de modicidade tarifária junto à Aneel, a Companhia constituirá nas demonstrações financeiras regulatórias uma conta de compensação dos itens da Parcela A - CVA para registrar qualquer variação entre o custo projetado e o real, especificamente dos itens não gerenciáveis, para posterior cobrança e/ou devolução de diferença para os consumidores.

Antes de 2010 e, portanto, antes da adoção do IFRS, a conta CVA fazia parte das demonstrações financeiras da Companhia com impacto na DRE e no balanço patrimonial (ativo/passivo). Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, houve a mudança na prática contábil relativa ao reconhecimento de ativos e passivos financeiros setoriais. A Companhia aplicou prospectivamente a OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade a partir de 10 de dezembro de 2014.

c. impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia

Os diretores da Companhia esclarecem que a situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação, pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia e pelo PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) utilizado para precificar a energia no mercado de curto-prazo, e que refletem a oferta/demanda e situação hidrológica do país. Além disso, a situação financeira e o resultado das operações também são afetados pelas características da fonte da energia comercializada, pelas oscilações nas tarifas cobradas dos consumidores e pelos encargos setoriais, os dois últimos homologados anualmente pela ANEEL, sendo que as variações são reconhecidas nas tarifas cobradas dos consumidores por meio do mecanismo de CVA, mencionado acima. Desta forma, a maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de medição da inflação, exceto pela tarifa de compra de energia das quotas de Itaipu, que é denominada em dólar, sendo que as variações da taxa de câmbio desse contrato também são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, cujo custo adicional ou inferior ao homologado na tarifa será compensado no próximo reajuste tarifário. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida denominada em moeda estrangeira.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Os diretores da Companhia esclarecem que a atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com o Poder Concedente, por igual período. De acordo, com as regras vigentes para a concessão da AES Sul, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

A Companhia não constituiu, adquiriu ou alienou participação societária com impactos nas suas demonstrações financeiras ou resultados.

c. eventos ou operações não usuais

A Companhia não passou por eventos ou realizou operações não usuais que possam impactar suas demonstrações financeiras ou resultados.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Os diretores da Companhia esclarecem que, para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, houve a mudança na prática contábil relativa ao reconhecimento de ativos e passivos financeiros setoriais. A Companhia aplicou prospectivamente a OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade a partir de 10 de dezembro de 2014. Os diretores esclarecem também que a Companhia aplicou a OCPC 07 – Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral - no referido exercício, verificando a relevância das informações divulgadas em suas demonstrações contábeis. Desta forma, os diretores afirmam que a Companhia está em conformidade com os pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC até a data atual.

Os diretores da Companhia esclarecem que, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, houve a mudança na prática contábil relativa aos benefícios de aposentadoria, visto que a Companhia adotou o pronunciamento técnico CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados – a partir de 1º de janeiro de 2013. Os principais impactos decorrentes da aplicação do CPC 33 (R1) foram (i) a eliminação do critério do corredor e (ii) o cálculo da estimativa do retorno dos ativos utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial. Para a Companhia, a aplicação desta norma requereu a descontinuação do método do corredor e o consequente registro da perda atuarial não registrada em contrapartida a outros resultados abrangentes. Como esta norma foi aplicada retrospectivamente, a Companhia reapresentou os saldos relativos 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012 nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, para fins de comparabilidade.

Os diretores da Companhia esclarecem que, para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis.

Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor para períodos após a data destas demonstrações contábeis:

- Revisão da IFRS 9 - Instrumentos Financeiros e alterações à IFRS 11 - Contabilização para Aquisições de Participações em Operações em Conjunto;
- IFRS 14 - Contas Regulatórias Diferidas e IFRS 15 - Receita de Contratos com Clientes;
- Alterações às IAS 16 e IAS 38 - Esclarecimento sobre os Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização, alterações às IAS 16 e IAS 41 - Agricultura: Plantas Produtivas, e alterações à IAS 19 - Planos de Benefícios Definidos: Contribuições dos Empregados;
- Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2010 – 2012 e Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2011 - 2013.

Os possíveis impactos decorrentes dessa adoção serão avaliados quando da emissão dos pronunciamentos técnicos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Em dezembro de 2014, a Companhia aplicou prospectivamente o OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade. O impacto da adoção desta norma é o registro dos ativos e passivos financeiros setoriais como valores efetivamente a receber ou a pagar, já que o CPC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para tal reconhecimento após o advento do aditivo dos contratos de concessão. No caso da Companhia, o registro nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2014 foi o seguinte:

Rubrica	R\$ milhões
Ativo financeiro setorial, líquido - Circulante	108,3
Ativo financeiro setorial, líquido - Não Circulante	19,0
Receita operacional líquida	127,3

Quanto à aplicação da OCPC 07 – Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral – a Companhia analisou as informações quantitativas e qualitativas das notas explicativas, removendo informações que não fossem relevantes aos usuários das demonstrações contábeis.

Em 1º de janeiro de 2013, a Companhia aplicou o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados. Os principais impactos decorrentes da aplicação dessa norma foram (i) a eliminação do critério do corredor e (ii) o cálculo da estimativa do retorno dos ativos utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial. Para a Companhia, a aplicação desta norma requereu a descontinuação do método do corredor e o consequente registro da perda atuarial não registrada em contrapartida a outros resultados abrangentes. Como esta norma foi aplicada retrospectivamente, a Companhia reapresentou os saldos relativos 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012 nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2013. Os efeitos da mudança desta prática contábil sobre os referidos saldos estão apresentados abaixo. Vale ressaltar que os ajustes são meramente para fins de comparabilidade, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes a estes exercícios.

Reconciliação do balanço patrimonial do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 e dos saldos de abertura em 1º de janeiro de 2012 após adoção do CPC 33 (R1) – Benefícios a empregado

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

	31.12.2012			01.01.2012		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 33 (R1)	Reapresentado	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 33 (R1)	Reapresentado
ATIVO						
<u>CIRCULANTE</u>						
Caixa e equivalentes de caixa	45.039	-	45.039	30.636	-	30.636
Investimentos de curto prazo	42.201	-	42.201	155.808	-	155.808
Consumidores, concessionárias e permissionárias	390.227	-	390.227	299.764	-	299.764
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	690	-	690	376	-	376
Outros tributos compensáveis	15.850	-	15.850	15.238	-	15.238
Contas a receber - acordos	7.203	-	7.203	7.503	-	7.503
Almojarifado	15.463	-	15.463	5.896	-	5.896
Despesas pagas antecipadamente	864	-	864	696	-	696
Devedores diversos	2.970	-	2.970	6.969	-	6.969
Outros créditos	5.408	-	5.408	9.231	-	9.231
TOTAL ATIVO CIRCULANTE	525.915	-	525.915	532.117	-	532.117
<u>NÃO CIRCULANTE</u>						
Consumidores, concessionárias e permissionárias	3.528	-	3.528	3.518	-	3.518
Outros tributos compensáveis	28.325	-	28.325	24.511	-	24.511
Tributos e contribuições sociais diferidos	332.980	20.387	353.367	275.816	10.745	286.561
Cauções e depósitos vinculados	26.248	-	26.248	23.430	-	23.430
Contas a receber - acordos	11.728	-	11.728	8.015	-	8.015
Outros créditos	-	-	-	102	-	102
Ativo financeiro da concessão	495.504	-	495.504	201.531	-	201.531
Investimentos	637	-	637	647	-	647
Imobilizado, líquido	859	-	859	1.144	-	1.144
Intangível	1.543.645	-	1.543.645	1.580.052	-	1.580.052
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE	2.443.454	20.387	2.463.841	2.118.766	10.745	2.129.511
TOTAL DO ATIVO	2.969.369	20.387	2.989.756	2.650.883	10.745	2.661.628

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

	31.12.2012			01.01.2012		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 33 (R1)	Reapresentado	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 33 (R1)	Reapresentado
PASSIVO						
<u>CIRCULANTE</u>						
Fornecedores	519.247	-	519.247	426.723	-	426.723
Empréstimos e financiamentos	99.211	-	99.211	40.448	-	40.448
Debêntures	-	-	-	-	-	-
Arrendamento financeiro	309	-	309	554	-	554
Subvenções governamentais	2.169	-	2.169	1.817	-	1.817
Imposto de renda e contribuição social a pagar	5.599	-	5.599	1.460	-	1.460
Outros tributos a pagar	41.350	-	41.350	39.446	-	39.446
Contas a pagar com partes relacionadas	1.771	-	1.771	12.554	-	12.554
Dividendos a pagar	48.485	-	48.485	2	-	2
Obrigações estimadas	23.366	-	23.366	21.499	-	21.499
Obrigações sociais e trabalhistas	1.161	-	1.161	2.608	-	2.608
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	18.214	-	18.214	23.163	-	23.163
Provisões para processos judiciais e outros	32.967	-	32.967	42.959	-	42.959
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	16.462	-	16.462	19.146	-	19.146
Outras obrigações	56.936	-	56.936	50.358	-	50.358
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE	867.247	-	867.247	682.737	-	682.737
<u>NÃO CIRCULANTE</u>						
Empréstimos e financiamentos	635.514	-	635.514	625.387	-	625.387
Debêntures	-	-	-	-	-	-
Arrendamento financeiro	404	-	404	706	-	706
Subvenções governamentais	11.066	-	11.066	9.727	-	9.727
Outros tributos a pagar	2.711	-	2.711	5.596	-	5.596
Obrigações com entidade de previdência privada	-	59.962	59.962	-	31.604	31.604
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	4.446	-	4.446	3.382	-	3.382
Provisões para processos judiciais e outros	15.076	-	15.076	20.458	-	20.458
Dividendos a pagar	412.848	-	412.848	471.342	-	471.342
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	9.281	-	9.281	5.454	-	5.454
Obrigações estimadas	56	-	56	608	-	608
Outras obrigações	1.569	-	1.569	479	-	479
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.092.971	59.962	1.152.933	1.143.139	31.604	1.174.743
<u>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>						
Capital social subscrito e integralizado	433.236	-	433.236	433.236	-	433.236
Reserva de capital	5.486	-	5.486	5.428	-	5.428
Reservas de lucros:						
Reserva legal	48.761	-	48.761	36.028	-	36.028
Reserva estatutária	175.481	-	175.481	175.481	-	175.481
Reserva de lucros a realizar	89.536	-	89.536	-	-	-
Obrigatória do dividendo não distribuído	172.796	-	172.796	172.796	-	172.796
Ações em tesouraria	(8.056)	-	(8.056)	(8.056)	-	(8.056)
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	-	(39.575)	(39.575)	10.094	(20.859)	(10.765)
Lucros (prejuízos) acumulados	-	-	-	-	-	-
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	91.911	-	91.911	-	-	-
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.009.151	(39.575)	969.576	825.007	(20.859)	804.148
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.969.369	20.387	2.989.756	2.650.883	10.745	2.661.628

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Reconciliação das demonstrações dos resultados do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 após adoção do CPC 33 (R1) – Benefícios a empregado

	31.12.2012		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 33 (R1)	Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.341.357	-	2.341.357
CUSTOS OPERACIONAIS			
Custos com energia elétrica			
Energia elétrica comprada para revenda	(957.117)	-	(957.117)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfã	(41.423)	-	(41.423)
Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição	(325.501)	-	(325.501)
Taxa de fiscalização	(3.975)	-	(3.975)
Custos de operação			
Pessoal e administradores	(96.281)	-	(96.281)
Entidade de previdência privada	(6.403)	947	(5.456)
Serviços de terceiros	(139.927)	-	(139.927)
Material	(10.020)	-	(10.020)
Custo de construção	(366.257)	-	(366.257)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(1.808)	-	(1.808)
Provisão/reversão para processos judiciais e outros	(7.711)	-	(7.711)
Depreciação e amortização	(115.443)	-	(115.443)
Outros custos	(12.094)	-	(12.094)
TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS	(2.083.960)	947	(2.083.013)
RESULTADO DO SERVIÇO	257.397	947	258.344
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas financeiras	53.247	-	53.247
Despesas financeiras	(99.862)	-	(99.862)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	36.506	-	36.506
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO	(10.109)	-	(10.109)
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	247.288	947	248.235
Contribuição social	(12.323)	-	(12.323)
Imposto de renda	(32.267)	-	(32.267)
Contribuição social diferida	13.819	(85)	13.734
Imposto de renda diferido	38.145	(237)	37.908
TOTAL DOS TRIBUTOS	7.374	(322)	7.052
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	254.662	625	255.287

Reconciliação da demonstração dos resultados abrangentes do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 após adoção do CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados

	31.12.2012		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 33 (R1)	Reapresentado
Lucro líquido do exercício	254.662	625	255.287
Outros resultado abrangentes			
Atualização do ativo financeiro da concessão	27.193	-	27.193
Reversão para o resultado do exercício da atualização do ativo financeiro de concessão	(42.487)	-	(42.487)
Efeito de imposto de renda e contribuição social	5.200	-	5.200
Ajuste de avaliação atuarial	-	(29.305)	(29.305)
Efeito de imposto de renda e contribuição social	-	9.964	9.964
TOTAL DE RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDO DE IMPOSTOS	244.568	(18.716)	225.852

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Reconciliação da demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 após adoção do CPC 33s

	31.12.2012		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 33 (R1)	Reapresentado
Atividades operacionais			
Lucro líquido do exercício	254.662	625	255.287
Depreciação e amortização	115.443	-	115.443
Variação monetárias e cambiais	921	-	921
Atualização do valor justo - Ativo financeiro da concessão	(42.487)	-	(42.487)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	1.808	-	1.808
Provisão/reversão para processos judiciais e outros	6.689	-	6.689
Custo de empréstimos (encargos de dívidas)	66.458	-	66.458
Fundo de pensão - Deliberação CVM 695	-	4.797	4.797
Receita aplicação financeira em investimento de curto prazo	(13.016)	-	(13.016)
Baixa de ativo financeiro, intangível de concessão e imobilizado	35.416	-	35.416
Tributos e contribuições sociais diferidos	(51.964)	322	(51.642)
Ações e opções de ações outorgadas	58	-	58
Variações nos ativos e passivos			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(99.624)	-	(99.624)
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	1.525	-	1.525
Outros tributos compensáveis	(4.426)	-	(4.426)
Devedores diversos	3.999	-	3.999
Almoxarifado	(9.567)	-	(9.567)
Contas a receber - acordos	3.930	-	3.930
Despesas pagas antecipadamente	(168)	-	(168)
Outros créditos	3.698	-	3.698
Fornecedores	92.524	-	92.524
Imposto de renda e contribuição social a pagar	4.139	-	4.139
Outros tributos a pagar	(1.900)	-	(1.900)
Contas a pagar a partes relacionadas	(10.783)	-	(10.783)
Pagamento de processos judiciais e outros	(22.063)	-	(22.063)
Obrigações sociais e trabalhistas	(1.447)	-	(1.447)
Obrigações estimadas	1.315	-	1.315
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	(3.885)	-	(3.885)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(554)	-	(554)
Outras obrigações	9.554	-	9.554
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	12.341	-	12.341
Juros pagos (encargos de dívidas)	(67.329)	-	(67.329)
Pagamento de obrigações com entidade de previdência privada	-	(5.744)	(5.744)
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	285.267	-	285.267
Atividades de investimento			
Aquisições de ativo imobilizado e intangível	(386.624)	-	(386.624)
Consumidores - Participação financeira	5.499	-	5.499
Aplicações em investimento de curto prazo	(1.306.650)	-	(1.306.650)
Resgates de investimento de curto prazo	1.419.318	-	1.419.318
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(2.150)	-	(2.150)
Caixa líquido usado das atividades de investimentos	(270.607)	-	(270.607)
Atividades de financiamento			
Ingressos de novos empréstimos e debêntures	94.546	-	94.546
Dividendos pagos	(70.494)	-	(70.494)
Pagamento de empréstimos - principal	(23.341)	-	(23.341)
Custo de empréstimos	(541)	-	(541)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(427)	-	(427)
Caixa líquido usado das atividades de financiamento	(257)	-	(257)
Aumento de caixa e equivalentes de caixa			
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	30.636	-	30.636
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	45.039	-	45.039

Reconciliação dos saldos iniciais e finais das demonstrações das mutações do patrimônio líquido após adoção do CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados

	31.12.2012	01.01.2012
Patrimônio líquido originalmente emitido	1.009.151	825.007
Ajustes de acordo com o CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados:		
Registro da perda atuarial	(59.962)	(31.604)
Impacto de imposto de renda e contribuição social diferidos	20.387	10.745
Patrimônio líquido reapresentado	969.576	804.148

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Reconciliação da demonstração do valor adicionado do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 após adoção do CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados

	31.12.2012		
	Originalmente emitido	Ajustes do CPC 33 (R1)	Reapresentado
1. RECEITAS	3.455.187	-	3.455.187
Receita bruta de vendas de energia e serviços	3.090.738	-	3.090.738
Fornecimento de energia elétrica	1.339.478	-	1.339.478
Outras	1.751.260	-	1.751.260
Receita relativa à construção de ativos próprios	366.257	-	366.257
(Provisão) Reversão para créditos de liquidação duvidosa	(1.808)	-	(1.808)
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS	(1.991.633)	-	(1.991.633)
Custo da energia comprada e transmissão	(1.453.062)	-	(1.453.062)
Materiais e serviços de terceiros	(155.359)	-	(155.359)
Outros custos operacionais	(16.955)	-	(16.955)
Construção de ativos próprios	(366.257)	-	(366.257)
3. VALOR ADICIONADO BRUTO	1.463.554	-	1.463.554
4. RETENÇÕES	(115.443)	-	(115.443)
Depreciação e amortização	(115.443)	-	(115.443)
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	1.348.111	-	1.348.111
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA	53.247	-	53.247
Receitas financeiras	53.247	-	53.247
7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	1.401.358	-	1.401.358
8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	1.401.358	-	1.401.358
Empregados (Colaboradores)	87.308	(947)	86.361
Salários e encargos	62.290	-	62.290
Participação dos trabalhadores nos lucros e resultados	12.218	-	12.218
Previdência privada	6.403	(947)	5.456
FGTS	6.397	-	6.397
Tributos (Governo)	994.431	322	994.753
Federais	388.735	322	389.057
Estaduais	605.407	-	605.407
Municipais	289	-	289
Remuneração do capital de terceiros	64.957	-	64.957
Juros	63.356	-	63.356
Aluguéis	1.601	-	1.601
Remuneração do capital próprio	254.662	625	255.287
Lucros retidos	102.269	625	102.894
Dividendos	152.393	-	152.393

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Os diretores da Companhia afirmam que não há ressalvas e ênfases presentes nos relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

Os diretores da Companhia esclarecem que a apresentação das demonstrações do valor adicionado (DVA), para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, foi realizada em atendimento à legislação societária brasileira. Estas demonstrações foram também examinadas pelos auditores independentes e estão adequadamente representadas em todos seus aspectos relevantes.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Os diretores da Companhia afirmam que a Companhia divulga suas principais políticas e estimativas contábeis na nota explicativa número 3 de suas Demonstrações Contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

O uso de julgamentos e estimativas é baseado em informações disponíveis quando da preparação das Demonstrações Contábeis. Quando necessário, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas. A Companhia adota premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, os diretores da Companhia entendem que deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que pode levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros à medida que novas informações estejam disponíveis.

A seguir os diretores da Companhia elencam as principais políticas e estimativas contábeis consideradas críticas:

Ativo e passivo financeiro setorial

A partir da adoção do IFRS, as variações entre os valores recebidos nas tarifas e os valores efetivamente desembolsados pela Companhia (anteriormente denominados ativos e passivos regulatórios) deixaram de ser diferidos e passaram a ser contabilizados no resultado, o que, na opinião dos Diretores, gera volatilidade nos resultados da Companhia. A partir de 31 de dezembro de 2014 a Companhia passou a registrar os ativos e passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis societárias com base na OCPC 08, que tornou obrigatório o reconhecimento prospectivo de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais pelas distribuidoras de energia elétrica. Com o advento do aditivo dos contratos de concessão (no caso da Companhia, foi assinado o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão em 10 de dezembro de 2014) o CPC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para o reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais como valores efetivamente a receber ou a pagar.

O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de "Parcela A" ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária. Os diretores da Companhia entendem que o reconhecimento destes ativos e passivos financeiros setoriais está adequado aos negócios da Companhia.

Benefícios de aposentadoria e outros benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objeto de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano. A avaliação atuarial e suas premissas e projeções são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício, ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação atuarial.

A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício, ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação atuarial. Ao determinar a taxa de desconto adequada, a administração considera as taxas de debêntures não conversíveis emitidas por corporações de elevada solvência e títulos do Tesouro Nacional com vencimento correspondente a duração da obrigação do benefício definido. A qualidade dos títulos é revisada, e aqueles com um spread de crédito excessivo são excluídos da população de títulos os quais são utilizados para identificar a taxa de juros. A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país as quais são testadas anualmente a fim de verificar sua aderência à experiência recente da população do plano. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. A Companhia faz levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo.

A partir do 1º trimestre de 2013, a Companhia aplicou o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados. Os principais impactos decorrentes da aplicação dessa norma são (i) a eliminação do critério do corredor e (ii) o cálculo da estimativa do retorno dos ativos utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial. Para a Companhia, a aplicação desta norma requereu a descontinuação do método do corredor e o conseqüente registro da perda atuarial não registrada em contrapartida a outros resultados abrangentes.

Amortização de ativo intangível da concessão

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

Os diretores afirmam que, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, a Companhia utilizou as vidas úteis regulatórias definidas na Resolução ANEEL nº 474, de 7 de fevereiro de 2012.

Ativo financeiro da concessão

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Sobre esse ativo a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. É importante ressaltar que este não é um ativo financeiro como os demais ativos comparáveis e disponíveis no mercado, mas um ativo que é derivado e intrinsecamente vinculado à infraestrutura existente da Companhia, cujo fluxo de caixa é suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório e no preço das *commodities* relacionadas à infraestrutura.

A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 4 anos, e somente nessa data a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL através do VNR depreciado. Nos períodos entre as datas de Revisão Tarifária, a Administração atualiza o ativo financeiro mantendo-o a valor justo, utilizando o critério determinado pela ANEEL para atualização da Base de Remuneração entre os períodos de revisão, ou seja, aplica o IGP-M como fator de atualização do valor justo da Base de Remuneração. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, ou seja, atribui valor ao ativo imobilizado, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela desse ativo imobilizado que não deve estar amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é

10.5 - Políticas contábeis críticas

intrinsecamente vinculado à infraestrutura, a qual por sua vez tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL tempestivamente.

Perda por redução ao valor recuperável de ativos não circulantes ou de longa duração

A Administração revisa, no mínimo, anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. A Companhia não possuía ativos intangíveis com vidas úteis indefinidas para os quais seriam requeridos testes de recuperação dos valores registrados.

O valor recuperável do ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor líquido de venda. O gerenciamento dos negócios da Companhia considera uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo.

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, correspondentes ao período de concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Os diretores da Companhia entendem que a periodicidade e as premissas utilizadas para a redução do valor recuperável de um ativo estão adequadas aos negócios da Companhia.

Impostos correntes e diferidos

O imposto de renda e a contribuição social correntes sobre o lucro são contabilizados pelo regime de competência e segundo a legislação em vigor, as alíquotas básicas são de 25% e 9% respectivamente. A administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requerem interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado. Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, nas hipóteses de assuntos identificados em fiscalizações realizadas pelas autoridades tributárias das respectivas jurisdições em que opera e cuja probabilidade de perda seja avaliada como provável. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência em fiscalizações anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia.

A Companhia possui atualmente impostos diferidos somente relacionados às diferenças temporárias e saldos de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social. Os efeitos do imposto de renda e da contribuição social diferidos estão registrados nas Demonstrações Contábeis com base no Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) - Tributos sobre o Lucro.

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que estas possam ser realizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço 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, no prazo máximo da concessão. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico aprovado pelos órgãos de Administração da Companhia.

A Companhia revisa anualmente o valor contábil dos tributos diferidos ativos. As premissas utilizadas nas projeções de resultados operacionais e financeiros e o potencial de crescimento da Companhia são baseados nas expectativas de sua Administração em relação ao futuro da Companhia.

Os diretores entendem que a periodicidade e as premissas utilizadas para recuperação de impostos, conforme acima mencionadas, estão adequadas aos negócios da Companhia.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa está constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos e os saldos estão deduzindo as rubricas dos ativos circulante ou não circulantes que as originaram.. Os diretores da Companhia entendem que a provisão para créditos de liquidação duvidosa é adequada aos seus negócios sociais e está consistente com o Manual de Contabilidade do Serviço Elétrico (MCSE).

Reconhecimento de receita

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização. Os diretores entendem que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios sociais.

Provisão para processos judiciais e outros

A Companhia, no curso normal de suas operações, está envolvida em processos legais, de natureza cível, tributária, trabalhista e ambiental. A Companhia constitui provisões para processos legais suficientes para cobrir perdas prováveis de acordo com as orientações de seus consultores legais e sua Administração.

10.5 - Políticas contábeis críticas

A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais e sua Administração inclui a avaliação das evidências disponíveis, à hierarquia das leis, às jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, dentre outras. As estimativas e premissas utilizadas no registro de provisões para processos judiciais e outros da Companhia são revisadas, no mínimo, trimestralmente.

Os diretores entendem que as estimativas e premissas utilizadas no registro de provisões para processos judiciais e outros da Companhia, bem como a periodicidade em que são revisadas estão adequadas as práticas contábeis e os negócios da Companhia.

Valor justo de instrumentos financeiros

A Companhia mensura seus instrumentos financeiros pelo valor justo. A mensuração dos instrumentos financeiros está agrupada em 3 níveis, baseados no grau em que seu valor justo é cotado. Sendo o nível 1 preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos; o nível 2 para informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e o nível 3 cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

Os diretores da Companhia entendem que os critérios utilizados para mensurar o valor justo dos instrumentos financeiros são adequados aos negócios da Companhia.

Transações com pagamentos baseados em ações

A Companhia deve mensurar o custo de transações liquidadas com ações com funcionários baseado no valor justo dos instrumentos patrimoniais na data da sua outorga, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 10 – Pagamento Baseado em Ações. A estimativa do valor justo dos pagamentos com base em ações requer a determinação do modelo de avaliação mais adequado para a concessão de instrumentos patrimoniais, o que depende dos termos e condições da concessão. Isso requer também a determinação dos dados mais adequados para o modelo de avaliação, incluindo a vida esperada da opção, volatilidade e rendimento de dividendos e correspondentes premissas.

Os diretores da Companhia entendem que os critérios utilizados para mensurar as transações com pagamentos baseados em ações estão adequadas aos negócios da Companhia.

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

Os diretores da Companhia entendem que os procedimentos internos adotados para a elaboração de Demonstrações Contábeis são suficientes e satisfatórios para assegurar sua eficiência e precisão. Em sua estrutura, a Companhia conta com a Gerência de Controles Internos que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócio na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos.

A execução dos principais controles que impactam às Demonstrações Contábeis da Companhia são revistos duas vezes ao ano com base em testes de eficácia. No caso de identificação de eventuais pontos de melhoria sobre esses controles, a Companhia elabora um plano de ação com o intuito de implementá-los ou corrigi-los, definindo prazos e responsabilidades para colocar em prática a melhoria desses controles de forma efetiva.

A Companhia conta também com uma Diretoria de Auditoria Interna, que atua em quatro segmentos: operacional, financeiro, tecnologia da informação e forense. O primeiro segmento avalia todos os processos e procedimentos ligados à operação da Companhia, o segundo avalia as Demonstrações Contábeis e os controles associados, o terceiro os controles de segurança da informação e o quarto a investigação de possíveis fraudes e irregularidades, todos em conformidade com a Lei Sarbanes-Oxley, exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado da avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controle e deficiências significativas que possam impactar as Demonstrações Contábeis e processos da Companhia. Eventuais deficiências ou não conformidades são remediadas por meio de planos de ação estabelecidos pelos responsáveis pelos processos, revisados pela área de Controles Internos e sua implementação devidamente acompanhada pelas áreas de Controles Internos e Auditoria Interna. O plano de auditoria é aprovado pelo Comitê de Auditoria da AES Corporation.

b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Os auditores externos da Companhia, durante a execução de seus trabalhos de auditoria das demonstrações contábeis dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, não identificaram recomendações ou deficiências em relação aos controles internos da Companhia, que pudessem ser consideradas significativas e/ou com impactos relevantes sobre as demonstrações contábeis. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, os trabalhos sobre estes controles internos já foram iniciados, porém ainda não concluídos. Os diretores da Companhia reintegram o compromisso com a governança corporativa e não esperam qualquer recomendação relevante dos auditores no futuro.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Não aplicável.

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável.

c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

- a. os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:**
- i) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos; ii) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos; iii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços; iv) contratos de construção não terminada; e v) contratos de recebimentos futuros de financiamentos**

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e em conformidade às normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), todos os ativos e passivos detidos pela Companhia estão registrados no balanço patrimonial. A Companhia possui contratos de compra e venda de produtos e serviços firmados que são registrados à medida que os produtos são recebidos ou os serviços são realizados.

A Companhia está inserida em ambiente regulado pela ANEEL e reconhece para fins regulatórios, ativos e passivos no montante de R\$ 124,4 milhões e R\$ 94,5 milhões, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2012, respectivamente. Estes valores não eram contabilizados pela Companhia, sendo somente apresentados para fins informativos na respectiva nota explicativa das demonstrações contábeis destas datas. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, o montante destes ativos e passivos financeiros setoriais foram registrados integralmente em suas demonstrações financeiras, após adoção prospectiva da OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade, conforme mencionado no item 10.4.a.

Desta forma, não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

- b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Os diretores da Companhia esclarecem que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

10.10 - Plano de negócios

- a. investimentos, incluindo: i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos; ii) fontes de financiamento dos investimentos; iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos**

Os principais investimentos da Companhia nos últimos anos foram destinados a serviços de atendimento aos consumidores, a expansão da sua rede, à melhoria da qualidade dos serviços prestados, recuperação de perdas, manutenção, programas de segurança e em tecnologia da informação, visando ganho de eficiência e o melhor atendimento a todas as classes de consumo. O quadro a seguir mostra seus investimentos realizados nos três exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012:

Investimentos - R\$ milhões	2012	2013	2014
Serviço ao Cliente e Expansão do Sistema	183,4	144,9	89,7
Confiabilidade operacional	140,4	109,0	97,1
Recuperação de Perdas	0,1	0,1	1,1
Tecnologia da Informação	4,3	4,7	3,1
Outros	8,2	6,7	6,9
Total (c/ recursos próprios)	336,5	265,4	197,9
Financiado pelo cliente	5,6	11,9	8,6
Subtotal	342,1	277,3	206,5
Material em Depósito			
Total	342,1	277,3	206,5

Em 2014, 2013 e 2012, a Companhia investiu, respectivamente, R\$ 89,7 milhões, R\$ 144,9 milhões R\$ 183,4 milhões, em melhorias no serviço ao cliente e expansão do sistema, R\$ 97,1 milhões R\$ 106,4 milhões, R\$ 140,4 milhões em confiabilidade operacional, e R\$ 6,9 milhões R\$ 6,8 milhões, R\$ 8,2 milhões em outros investimentos.

- b. aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia**

Não aplicável.

- c. novos produtos e serviços, indicando: i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; ii) montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; iii) projetos em desenvolvimento já divulgados; iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviço**

Não aplicável.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Não existem outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens da seção 10.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

a. objeto da projeção

1 – Investimentos:

Nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente a Companhia apresentou projeções quanto a investimentos. Os valores previstos, no entanto, substituíram os de exercícios anteriores conforme pode ser notado das tabelas constantes do item 11.1.d. abaixo.

2 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo:

A Companhia informa o percentual médio mensal do nível de contratação esperado para os anos de 2014 e 2015 (até julho de 2015) que resulta na relação entre energia requerida pela Companhia e energia contratada anual. Quando a energia requerida foi superior a energia contratada, a Companhia fica exposta ao Mercado de Curto Prazo.

3 – Principais drivers do Fluxo de Caixa da Companhia de julho de 2014 até julho de 2015

A Companhia informa os principais elementos que impactaram seu fluxo de caixa para o período de julho de 2014 até julho de 2015.

b. período projetado e o prazo de validade da projeção

1 – Investimentos:

A Companhia divulga suas projeções de investimentos anuais, para o período de cinco anos incluído o exercício social corrente, podendo ser reavaliada trimestralmente, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

2 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo:

Projeções de percentual médio mensal do nível de contratação para o ano de 2014 e 2015 (até julho de 2015), com validade até sua concretização ou substituição por novas projeções.

3 – Principais drivers do Fluxo de Caixa da Companhia de julho de 2014 até julho de 2015

A Companhia informa os principais elementos que impactaram seu fluxo de caixa para o período de julho de 2014 até julho de 2015, com validade até sua concretização ou substituição por novas projeções.

c. premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais escapam ao seu controle

1 – Investimentos:

As projeções de investimentos da Companhia baseiam-se principalmente nas seguintes premissas:

- Indicadores de crescimento (PIB, inflação, densidade demográfica);
- Diagnósticos de rede;
- Demanda dos consumidores;
- Cronograma das manutenções;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Todas as premissas podem ser influenciadas pela administração, exceto os indicadores de crescimento, demanda dos consumidores e as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

2 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo:

As projeções de nível de contratação de energia da Companhia se baseiam principalmente nas seguintes premissas:

- (i) projeções de crescimento de mercado
- (ii) perdas técnicas, comerciais e da rede básica
- (iii) contratos de compra e venda de energia assinados pela Companhia e vigentes para os anos de 2014 e 2015 (até julho de 2015)
- (iv) previsão de contratação de energia no próximo leilão de energia A-1 de 2014 (previsto para o final do ano de 2014)

3 – Principais drivers do Fluxo de Caixa da Companhia de julho de 2014 até julho de 2015

As projeções consideram:

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- (i) PLD médio de R\$455/ MWh e nível de contratação de 101%
- (ii) Recebimento na tarifa de custos da Parcela A
- (iii) Recebimento de subsídios tarifários represados em 2014
- (iv) Benefício de implementação das bandeiras tarifárias no primeiro semestre de 2015

Todas as premissas indicadas acima estão sujeitas a mudanças, riscos e incertezas, que fogem ao controle da administração da Companhia. Qualquer alteração na percepção ou nos fatores acima descritos pode fazer com que os resultados concretos diverjam das projeções efetuadas. Em caso de alteração relevante nestes fatores, as projeções deverão ser revisadas.

d. valores dos indicadores que são objeto da previsão

A Companhia informa os montantes de investimentos esperados para o ano corrente, divididos em 3 parcelas: investimentos com recursos da Companhia, aqueles realizados com recursos dos consumidores e por fim um investimento adicional com recursos próprios direcionado à melhoria dos indicadores de qualidade da Companhia, a partir de 2015. Os valores previstos referentes aos três últimos exercícios sociais e ao exercício social em curso encontram-se nas tabelas abaixo.

1 – Investimentos:

2012 (R\$ milhões)	Previsão para o ano, informada para o:			Valor Realizado
Descrição	1º Trimestre 2012	2º Trimestre 2012	3º Trimestre 2012	2012
Total Recursos Próprios	306,1	306,1	308,7	336,5
Financiado pelo Cliente	4,8	4,8	4,8	5,6
Total Investido	310,9	310,9	313,5	342,1

2013 (R\$ milhões)	Previsão para o ano, informada para o:			Valor Realizado
Descrição	1º Trimestre 2013	2º Trimestre 2013	3º Trimestre 2013	2013
Total Recursos Próprios	265,8	265,8	265,8	265,4
Financiado pelo Cliente	5,3	5,3	5,3	11,9
Total Investido	271,1	271,1	271,1	277,3

2014 (R\$ milhões)	Valor Previsto	Valor Realizado
Descrição	2014	2014
Total Recursos Próprios	198,0	197,9
Financiado pelo Cliente	5,4	8,6
Total Investido	203,4	206,5

Adicionalmente, a Companhia divulga os investimentos estimados para os anos de 2015 a 2019, conforme tabela abaixo:

Investimentos Estimados (R\$ milhões)	Ciclo (R\$ milhões)					
	2015	2016	2017	2018	2019	2015-2019
Total Recursos Próprios	198,1	210,0	220,0	231,0	235,9	1.095,0
Financiado pelo Cliente	3,8	3,4	5,1	5,4	5,7	23,4
Adicional de recursos próprios		38,0	78,0			116,0
Total Investido	201,9	251,4	303,1	236,4	241,6	1.234,4

2 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo:

Projeção Nível de Contratação de Energia

Realizado						Projeção					
jan/14	fev/14	mar/14	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
69%	72%	88%	89%	103%	103%	104%	103%	107%	103%	98%	96%

Projeção						
jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15
93%	95%	102%	99%	105%	103%	101%

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

3 – Principais drivers do Fluxo de Caixa da Companhia de julho de 2014 até julho de 2015

- (i) Venda de energia no mercado *spot* de R\$103m, com PLD médio de R\$455/ MWh e nível de contratação de 101%
- (ii) Recebimento na tarifa de custos da Parcela A referentes a períodos anteriores de R\$84m
- (iii) Recebimento de subsídios tarifários de R\$125m repesados em 2014
- (iv) Benefício de implementação das bandeiras tarifárias de R\$87m no primeiro semestre de 2015

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

a. projeções que estão sendo substituídas pelas novas projeções incluídas neste formulário

Nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente a Companhia apresentou projeções sempre quanto a investimentos. Os valores previstos, no entanto, substituíram os de exercícios anteriores conforme pode ser notado das tabelas constantes do item 11.1.d deste Formulário de Referência.

b. comparativo dos dados projetados para períodos já transcorridos com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

1 – Investimentos

A comparação dos dados projetados com o efetivo desempenho está demonstrada nas tabelas constantes do item 11.1.d deste Formulário de Referência, comparando-se os dados da coluna Previsões com os da coluna “Realizado”.

Para o ano de 2014, a última projeção disponibilizada pela Companhia totalizava R\$ 203,4 milhões e o valor realizado pela Companhia no período foi de R\$ 206,5 milhões. A variação entre a projeção de investimentos para o ano de 2014, de R\$ 203,4 milhões, e o realizado de R\$ 206,5 milhões está principalmente relacionada ao aumento dos projetos financiados pelos clientes.

Os valores projetados e realizados para o exercício social em curso encontram-se na tabela a seguir:

R\$ MM	Estimado 2014	Realizado 2014	Varição
Recursos próprios	198,0	197,9	(0,1)
Financiado pelo cliente	5,4	8,6	3,2
Total	203,4	206,5	3,1

Para o ano de 2013, a última projeção disponibilizada pela Companhia totalizava R\$ 271,1 milhões e o valor realizado pela Companhia no período foi de R\$ 277,3 milhões. Os investimentos foram aumentados pela necessidade de carga adicional devido ao verão 2012/2013, obras emergenciais devido aos temporais de setembro a dezembro de 2013 e universalização.

Para o ano de 2012, a última projeção disponibilizada pela Companhia totalizava R\$ 313,5 milhões e o valor realizado pela Companhia no período foi de R\$ 342,1 milhões. Os investimentos foram aumentados pela necessidade de carga adicional devido ao verão 2012/2013, obras emergenciais devido aos temporais de setembro a dezembro/2012 e universalização.

2 - Exposição ao Mercado de Curto Prazo

Considerando variação da carga de energia da distribuidora em 2014, bem como portfólio de contratos vigente e projetado para o primeiro semestre 2015, a Companhia atualizou sua estimativa de nível de contratação, na versão do Formulário de Referência de 2014, divulgada em 08 de Maio de 2015, conforme ilustrado na tabela a seguir:

Realizado											
Jan/14	Fev/14	Mar/14	Abr/14	Mai/14	Jun/14	Jul/14	Ago/14	Set/14	Out/14	Nov/14	Dez/14
69%	72%	88%	89%	103%	103%	102%	107%	106%	102%	99%	92%

Realizado					
Jan/15	Fev/15	Mar/15	Abr/15	Mai/15	Jun/15
82%	80%	87%	104%	106%	105%

3 - Principais drivers do Fluxo de Caixa da Companhia de julho de 2014 até junho de 2015

Em função da PLD médio auferido no ano de 2014 e o projetado, bem como atualização do nível de contratação médio e projeção de crescimento de mercado e perdas totais, a Companhia atualiza as projeções dos principais drivers do seu Fluxo de Caixa, conforme seguem:

- Venda de energia no mercado spot de R\$ 127 milhões, com PLD médio de R\$ 532/MWh e nível de contratação de 97%;
- Recebimento na tarifa de custos da Parcela A referentes a períodos anteriores de R\$ 99 milhões;
- Compensação dos subsídios tarifários atrasados referentes à 2014; e,
- Benefício de implementação das bandeiras tarifárias de R\$ 211 milhões no primeiro semestre de 2015.

c. projeções relativas a períodos ainda em curso que permanecem válidas na data de entrega do formulário e, em caso de substituição, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

1 – Investimentos

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

No terceiro trimestre de 2015 foi alterada a projeção de investimentos para o ciclo 2015 - 2019, que totaliza aproximadamente R\$ 1,234 bilhão, valor maior que o anterior (conforme demonstrado no item 11.1d), com o objetivo de melhorar os indicadores de qualidade da Companhia.

2 - Exposição ao Mercado de Curto Prazo

Projeções relativas a períodos ainda em curso permanecem válidas na data de entrega do formulário.

3 - Fluxo de Caixa da Companhia de julho de 2014 até junho de 2015

Projeções relativas a períodos ainda em curso permanecem válidas na data de entrega do formulário.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Assembleia geral e administração

12.1 Estrutura administrativa da Companhia, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno

a. atribuições de cada órgão e comitê

A administração da Companhia é exercida pelo seu conselho de administração, composto de no mínimo 5 e no máximo 11 membros titulares, podendo ser eleito para cada um dos titulares, 1 suplente específico, e pela sua diretoria, que é composta por, no mínimo 2 e, no máximo 9 membros (sendo um deles denominado Diretor Presidente e os demais de Diretores), cabendo ao conselho de administração designar o Diretor que exercerá as funções de Diretor de Relações com Investidores, o qual poderá fazer uso de idêntico título.

Conselho de Administração

Além daqueles previstos em lei como de competência exclusiva do conselho de administração, a prática dos seguintes atos e a concretização das seguintes operações pela Companhia estão condicionadas à prévia aprovação pelo conselho de administração: (a) eleição e destituição de Diretores, fixando-lhes as atribuições; (b) fiscalização da gestão da Companhia, inclusive mediante requisição de informações ou exame de livros e documentos; (c) o relatório da administração e as contas da diretoria; (d) emissão de notas promissórias com valor mobiliário, fixando as condições pertinentes a cada operação; (e) outorga, mediante autorização da assembleia geral, de opção de compra de ações a seus administradores e empregados, ou a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, sem direito de preferência para os acionistas; (f) a escolha e destituição de Auditores Independentes; (g) a celebração de quaisquer acordos, contratos, documentos, títulos, instrumentos ou investimentos de capital, financiamentos, empréstimos, mútuos, outorga de garantias de qualquer natureza e a assunção de obrigações em nome de terceiros em um valor total anual superior, conjunta ou separadamente, a R\$30.000.000,00 (trinta milhões de reais), exceto nos casos dos contratos de compra e venda de energia; (h) observadas as disposições legais e ouvido o conselho fiscal, se em funcionamento, declarar: (I) no curso do exercício social até a assembleia geral ordinária, dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (b) de lucros acumulados ou reserva de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral; (II) determinar o pagamento de juros sobre o capital próprio; (h) a celebração de quais quer contratos, acordos, transações ou associações comerciais ou arranjos de qualquer natureza, bem como suas alterações, com as sociedades controladoras diretas ou indiretas, controladas ou coligadas dessas; (i) a venda de ações em tesouraria; (j) a constituição de hipoteca, oneração ou u qualquer gravame sobre bens integrantes do ativo permanente da Companhia de valor total anual superior a R\$ 10 milhões; (k) a alienação ou aquisição de qualquer ativo, cujo valor exceda a 5% do patrimônio líquido (PL) total da Companhia, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia; (l) emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real; (m) os casos omissos no estatuto da Companhia que lhe forem submetidos pela diretoria ou determinados pela assembleia geral;

Diretoria

Os Diretores desempenharão suas funções de acordo com o objeto social da Companhia e de modo a assegurar a condução normal de seus negócios e operações com estrita observância das disposições do estatuto social e das resoluções das assembleias gerais de acionistas e do conselho de administração. Compete à diretoria administrar e representar a sociedade, com poderes para contrair obrigações, transigir, ceder e renunciar direitos, doar, onerar e alienar bens sociais, inclusive os integrantes do ativo permanente, sempre observadas as disposições e os limites aplicáveis e os atos de competência exclusiva do conselho de administração e da assembleia geral previstos em lei e no estatuto social da Companhia.

Conselho Fiscal

O conselho fiscal exercerá as atribuições impostas por lei e somente será instalado mediante solicitação de acionistas, nos termos da lei aplicável e das Instruções da Comissão de Valores Mobiliários – CVM (“CVM”). Na hipótese de ser instalado o conselho fiscal mediante solicitação em assembleia geral, será composto por, no mínimo, 3 (três) e, no máximo, 5 (cinco) membros efetivos e seus respectivos suplentes, acionistas ou não, residentes no país, sendo admitida a reeleição. A Companhia não possui conselho fiscal instalado desde 2003.

b. data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

Não aplicável

c. mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

Não existe processo formal de avaliação dos órgãos ou comitês especificamente. O que existe é uma mecanismos de avaliação de desempenho individual dos membros da diretoria Estatutária e não Estatutária conforme detalhado no item 12.1.e.

d. em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Compete à diretoria executiva administrar e representar a sociedade, com poderes para contrair obrigações, transigir, ceder e renunciar direitos, doar, onerar e alienar bens sociais, inclusive os integrantes do ativo permanente. Tais funções devem ser desempenhadas em acordo com o objeto social da Companhia e de modo a assegurar a condução normal de seus negócios e em operações com estrita observância das disposições do estatuto social e das resoluções das assembleias gerais de acionistas e do conselho de administração.

Não há definição ou individualização das responsabilidades dos diretores estatutários no estatuto social da Companhia, entretanto, informamos abaixo as atribuições dos membros da diretoria:

Britaldo Pedrosa Soares - Diretor Presidente

Responsável pelos interesses e direção geral de todos os assuntos do grupo AES no Brasil, visando ao retorno do capital investido, rentabilidade dos ativos, fortalecimento da imagem institucional, desenvolvimento e capacitação dos colaboradores, aplicação das políticas de Segurança do Trabalho e Meio Ambiente e desenvolvimento de novos negócios de curto, médio e longo prazo, dentro das diretrizes estabelecidas e expectativas dos acionistas, coordenação do desenvolvimento, implementação e gestão das ações, políticas e programas de Recursos Humanos.

Francisco Jose Morandi Lopez – Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Ao Diretor de Relações com os Investidores compete: representar a Companhia nas relações com os mercados de capitais e financeiro, interno e externo, responsabilizando-se pela prestação de informações à Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e às Bolsas de Valores. O Diretor Financeiro e de Relações com Investidores é responsável: i) pela política e estratégia de captação de recursos financeiros necessários à operação da Companhia, gerenciando o fluxo de caixa; e, ii) pelo relacionamento com os investidores e com os agentes financeiros do mercado em geral.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Antonio Carlos de Oliveira - Diretor Geral

Definir estratégias para as atividades de Distribuição e Transmissão de Energia, alinhadas às da organização, que assegurem a sustentabilidade dos negócios da Companhia, através da obtenção de resultados operacionais, comerciais, financeiros e de responsabilidade social.

Paulo Camillo Vargas Penna – Diretor de Relações Institucionais, Comunicação e Sustentabilidade

Responsável por executar as estratégias corporativas visando maior interação nas relações com órgãos governamentais, órgãos de imprensa, entidades de representação, empresas públicas e privadas com interesses comuns e a consolidação da Política de Sustentabilidade da Companhia.

Pedro de Freitas Almeida Bueno Vieira – Diretor de Assuntos Legais

Responsável pela definição da estratégia, planejamento e desenvolvimento de ações no âmbito jurídico no plano nacional e internacional, bem como pelo desenvolvimento, implementação e gestão das Políticas e Programas de Meio Ambiente. Responsável pela gestão das atividades desenvolvidas pelas áreas de Ética e Compliance e Auditoria Interna.

Teresa Cristina Querino Vernaglia – Diretora de Clientes e Negócios da Distribuição

Responsável pela gestão, planejamento e monitoramento do desempenho das áreas da Companhia para assegurar a implementação de seus objetivos estratégicos e das metas estabelecidas; coordenação da gestão e o desenvolvimento das áreas de Suprimentos, Logística e Tecnologia da Informação, gestão e desenvolvimento das áreas de inovação e serviços da Companhia, coordenação da revisão dos processos organizacionais da Companhia, executar as estratégias corporativas visando à maior interação nas relações da AES no Brasil com órgãos governamentais, órgãos de imprensa, entidades de representação, empresas públicas e privadas com interesses comuns e a consolidação da Política de Sustentabilidade do Grupo AES no Brasil.

Ítalo Tadeu de Carvalho Freitas Filho - Diretor de Serviços Compartilhados

Responsável pelo desenvolvimento, implementação e gestão das Políticas e Programas de Materiais, avaliando constantemente a relação custo/benefício/qualidade e Serviços da AES Brasil que assegurem os objetivos e estratégias de negócios, em conformidade aos planos corporativos da AES Corp. Responsável pela Arquitetura Tecnológica de Informações e de Infraestrutura do Grupo AES.

Sidney Simonaggio – Diretor de Operações da Distribuição

Definir estratégias para a área de distribuição, alinhadas às da organização, que assegurem a sustentabilidade dos negócios da AES Brasil, através da obtenção de resultados operacionais, comerciais e financeiros.

O processo de avaliação de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários da Companhia está alinhado com suas estratégias, definição de objetivos e indicadores estratégicos (mapa estratégico) e metas de performance. Essas metas são desdobradas para cada diretor (estatutário e não estatutários) e são elaborados contratos de gestão individuais que são validados e acompanhados mensalmente. No final do ano, é feita uma avaliação completa do atendimento dos objetivos (da Companhia e individuais).

As avaliações dos diretores estatutários e não estatutários, são revisadas e validadas pela controladora, The AES Corporation em dois fóruns distintos: no Comitê da América Latina e, posteriormente, no Comitê Global. Não existe processo formal de avaliação de desempenho para os membros da administração, tampouco para os membros dos conselhos de administração e fiscal e comitês ligados aos órgãos da administração.

Atrelado a esse processo de avaliação de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários, temos uma política de remuneração variável baseada em metas empresariais qualitativas e quantitativas. Dessa forma, a Companhia busca atribuir aos seus executivos incentivos de médio e longo prazo, que objetivam alinhar os interesses de todas as partes relacionadas. Entre as metas, a Companhia destaca o acompanhamento do seu resultado mensurado pelo fluxo de caixa, EBITDA, lucro líquido, dentre outros, além de resultados operacionais como DEC, FEC, Perdas Totais, Satisfação dos Clientes, etc. Outra meta que é mensurada é a performance em segurança, considerando o número de acidentes com pessoal próprio, terceiros, com o público e afastamentos.

Como há um vínculo forte com resultados de curto e longo prazo, a Companhia assegura uma prática de remuneração sustentável, sem comprometimento de quaisquer outros investimentos.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

a. prazos de convocação

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações (“Lei 6.404/76”), as assembleias gerais da Companhia são convocadas mediante anúncio publicado por 3 vezes no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul, bem como em outro jornal de grande circulação. A primeira convocação deve ser feita, no mínimo, 15 dias antes da realização da assembleia geral, e a segunda convocação deve ser feita com, no mínimo, 8 dias de antecedência. A CVM poderá, todavia, a pedido de qualquer acionista e ouvida a Companhia, em determinadas circunstâncias, requerer que a primeira convocação para suas assembleias gerais seja feita até 30 dias antes da realização da respectiva assembleia geral.

b. competências

Nos termos da Lei 6.404/76, compete privativamente à assembleia geral de Acionistas deliberar sobre as seguintes matérias, sem prejuízos de outras matérias de sua competência: (i) reformar o estatuto social da Companhia; (ii) eleger ou destituir, a qualquer tempo, os membros do conselho de administração e do conselho fiscal da Companhia, ressalvado o disposto no inciso II do artigo 142 da Lei 6.404/76; (iii) tomar, anualmente, as contas dos administradores e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas; (iv) autorizar a emissão de debêntures, ressalvado o disposto no § 1º do artigo 59 da Lei 6.404/76; (v) suspender o exercício dos direitos do acionista, nos termos do artigo 120 da Lei 6.404/76; (vi) deliberar sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social; (vii) autorizar a emissão de partes beneficiárias; (viii) deliberar sobre transformação, fusão, incorporação e cisão da companhia, sua dissolução e liquidação, eleger e destituir liquidantes e julgar-lhes as contas e; (ix) autorizar os administradores a confessar falência e pedir concordata.

c. endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos estarão disponíveis na sede da Companhia, na Rua Dona Laura 320, 6º e 10º andar, na Cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul e nos endereços eletrônicos (web sites) da Companhia (www.aessul.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da BM&FBovespa (www.bmfbovespa.com.br).

d. identificação e administração de conflitos de interesses

A Companhia instituiu no ano de 2014 uma política interna para transações com partes relacionadas, na qual trata de regras para tomadas de decisões de seus administradores e conselheiros fiscais, quando aplicável, em situações de conflitos de interesses.

e. solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia admite o exercício do direito de voto por procuração desde que o representante outorgado esteja validamente constituído e que a procuração contenha o voto a ser proferido.

f. formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Para fins de legitimação e representação, o acionista ou seu representante legal deverá comparecer à assembleia geral munido (i) de documentos hábeis à comprovação de sua identidade; e (ii) de comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de sua titularidade ou em custódia, na forma do artigo 126 da Lei 6.404/76. A Companhia ainda não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

g. manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

A Companhia não mantém fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias gerais.

h. transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

A Companhia não transmite ao vivo vídeo e/ou áudio das assembleias gerais.

i. mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Não há atualmente mecanismos destinados a permitir a inclusão de propostas formuladas por acionistas na ordem do dia.

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
31/12/2014	Demonstrações Financeiras	DO do Estado do RS, J.Commercio, V.Economico - RS	27/02/2015
			30/06/2015
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DO do Estado do RS, J.Commercio, V.Economico - RS	08/04/2015
			09/04/2015
			10/04/2015
	31/12/2013	Demonstrações Financeiras	DO do Estado do RS, J.Commercio, V.Economico - RS
Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras		DO do Estado do RS, J.Commercio, V.Economico - RS	27/03/2014
			28/03/2014
		DOI do Estado do Rio Grande do Sul, Val.Economico - RS	26/03/2014
Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras		DO do Estado do RS, J.Commercio, V.Economico - RS	27/05/2014
31/12/2012	Demonstrações Financeiras	DO do Estado do RS, J.Commercio, V.Economico - RS	05/03/2013
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DO do Estado do RS, J.Commercio, V.Economico - RS	19/03/2013
			20/03/2013
			21/03/2013
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DO do Estado do RS, J.Commercio, V.Economico - RS	07/05/2013

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

O conselho de administração, eleito pela assembleia geral, é composto de, no mínimo 05 (cinco) e, no máximo, 11 (onze) membros titulares, podendo ser eleito para cada um dos titulares 1 (um) suplente específico, que substituirão os efetivos em seus impedimentos eventuais, todos acionistas da Companhia e residentes ou não no país, observada a legislação vigente, com mandato de 02 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. Os mandatos dos membros que atualmente compõem o conselho de administração da Companhia se encerrarão na assembleia geral ordinária que deliberará sobre as demonstrações financeiras referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016.

O acionista controlador deverá assegurar que 01 (um) membro titular do conselho de administração, e seu respectivo suplente, seja livremente indicado pelos empregados da Companhia. O processo de eleição do representante dos empregados será coordenado pelo sindicato representativo da maioria dos respectivos empregados.

As decisões do conselho de administração serão tomadas pelo voto da maioria dos presentes à reunião, observadas, quando aplicáveis, as condições estabelecidas para o exercício do voto dos Conselheiros previstas no artigo 118, § 8º e § 9º da Lei 6.404/76.

O Presidente do conselho de administração será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente, ou, na falta deste, por outro conselheiro indicado pelo Presidente do conselho e, não havendo indicação, por escolha dos demais membros do conselho.

Em caso de vacância do cargo de membro titular do conselho de administração, o respectivo suplente assumirá o cargo. Na falta do respectivo suplente, o substituto será nomeado pelos conselheiros remanescentes, servindo até a primeira assembleia geral. Se ocorrer vacância da maioria dos membros titulares do conselho de administração, a assembleia geral será convocada para proceder a uma nova eleição.

Dentre os membros efetivos do conselho de administração será escolhido o Presidente da Companhia.

Os nomes, os cargos e a data de nomeação de cada um dos atuais membros do conselho de administração estão detalhados no item 12.6 Administradores e membros do conselho fiscal da Companhia deste documento.

a. frequência das reuniões

O conselho de administração reunir-se-á, ordinariamente, nas datas previstas no calendário anual e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo seu Presidente, e na ausência desse, pelo Vice-Presidente. As reuniões do conselho de administração somente serão consideradas validamente instaladas, em primeira convocação, com a presença da totalidade de seus membros titulares ou suplentes e, em segunda convocação, com a presença de metade mais um de seus componentes, titulares ou suplentes.

As reuniões do conselho de administração serão convocadas por escrito, chamada telefônica, fonográfica, telegráfica, fax ou por meio informatizado, com antecedência mínima de 05 (cinco) dias úteis, com apresentação da data, horário e local da reunião, bem como da pauta dos assuntos a serem tratados.

A presença da totalidade dos membros do conselho de administração, titulares ou suplentes, a qualquer reunião convalida a insuficiência ou irregularidade da convocação.

Os membros do conselho de administração poderão participar de qualquer reunião do conselho de administração por meio de vídeo conferência ou conferência telefônica, e tal participação será considerada presença pessoal em referida reunião. Neste caso, os membros do conselho de administração que participaram da reunião por meio de vídeo conferência ou conferência telefônica deverão assinar a original da respectiva ata lavrada em livro próprio.

As reuniões do conselho de administração dos 3 últimos exercícios sociais foram realizadas nas datas e horários abaixo:

:

2014	2013	2012
07.01.2014 14h00	22.01.2013 17h30	17.01.2012 11h00
23.01.2014 13h00	07.02.2013 11h00	14.02.2012 15h00
25.02.2014 19h00	13.02.2013 14h00	13.03.2012 16h30
25.02.2014 18h00	28.02.2013 10h00	18.04.2012 11h30
25.02.2014 18h30	07.03.2013 14h00	09.05.2012 16h00
27.02.2014 16h00	10.04.2013 14h00	08.08.2012 16h30

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

02.04.2014 17h00	10.05.2013 10h00	05.10.2012 11h00
07.05.2014 15h00	10.06.2013 10h30	08.11.2012 11h
09.05.2014 10h30	03.07.2013 17h00	13.12.2012 14h00
06.08.2014 15h00	09.08.2013 10h00	
26.08.2014 17h00	08.11.2013 11h00	
02.09.2014 8h00	12.12.2013 11h00	
03.09.2014 8h00		
19.09.2014 10h30		
05.10.2014 18h00		
01.12.2014 14h30		
11.12.2014 14h00		

b. disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho, se aplicável

Não aplicável

c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses

De acordo com o disposto na Lei 6.404/76, é vedado ao conselheiro:

- Realizar qualquer ato de liberalidade às custas da Companhia, bem como tomar por empréstimo recursos ou bens da Companhia ou usar, em proveito próprio, de sociedade em que tenha interesse ou de terceiros, os bens, serviços ou crédito da Companhia, sem prévia autorização da assembleia geral ou do conselho de administração;
- Receber, em razão do exercício de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização estatutária ou concedida através de assembleia geral;
- Contratar com a Companhia em condições não razoáveis ou não equitativas, diferentes das que prevaleceriam se a Companhia contratasse no mercado ou com terceiros;
- Intervir em qualquer posição social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais administradores da Companhia, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar em ata a natureza e a extensão do seu interesse;
- Usar, em benefício próprio ou de outrem, com ou sem prejuízo para a Companhia, as oportunidades comerciais de que tenha conhecimento em razão do exercício de seu cargo;
- Omitir-se no exercício ou proteção de direitos da companhia ou, visando à obtenção de vantagens, para si ou para outrem, deixar de aproveitar oportunidades de negócio de interesse da companhia; e
- Adquirir, para revender com lucro, bem ou direito que sabe necessário à companhia, ou que esta tencione adquirir.

A Lei 6.404/76 não permite ainda que seja eleito para o conselho de administração, salvo dispensa pela assembleia geral, aquele que (i) ocupar cargo em sociedades consideradas concorrentes da Companhia; ou (ii) tiver interesse conflitante com a Companhia.

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

A Companhia possui uma política de conflito de interesse aplicada a colaboradores internos. e instituiu no ano de 2014, uma política para transações com partes relacionadas que trata de regras para tomada de decisões de seus administradores e conselheiros fiscais em situações de conflito de interesses.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

Não aplicável.

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Italo Tadeu de Carvalho Freitas Filho	43	Pertence apenas à Diretoria	19/10/2015	19/10/2015
712.196.924-68	Engenheiro	Diretor de Serviços Compartilhados	20/10/2015	Sim
N/A				
Sidney Simonaggio	58	Pertence apenas à Diretoria	19/10/2015	19/10/2015
008.038.278-90	Engenheiro Elétrico	Diretor de Operações da Distribuição	20/10/2015	Sim
N/A				
Antonio Carlos de Oliveira	61	Pertence apenas à Diretoria	19/10/2015	Até OUT 2017
394.083.967-15	Administrador	Diretor Geral	20/11/2015	Sim
N/A				
Paulo Camillo Vargas Penna	58	Pertence apenas à Diretoria	19/10/2015	19/10/2017
251.217.666-53	Bacharel em Ciências Jurídicas e Sociais	Diretor de Relações Institucionais, Comunicação e Sustentabilidade	20/10/2015	Sim
N/A				
Vinicius Oliveira da Silva	37	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
949.329.800-00	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2015	Sim
N/A				
Scarlett Maria Alvarez Uzcategui	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
000.000.000-00	Administradora	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	24/04/2015	Sim
N/A				
Airton Ribeiro de Matos	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
031.093.858-99	Contador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2015	Sim
N/A				
Evaristo Leonardi Gaytán	45	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	24/04/2015	Sim
N/A				
Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
102.374.638-73	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	24/04/2015	Sim
N/A				

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Sérgio Walmor Dörr	57	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
229.680.400-49	Eletricista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	24/04/2015	Não
N/A				
Mário Antonio Costa Caldas	51	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
489.732.200-63	Eletrotécnico	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2015	Não
N/A				
Clarissa Della Nina Sadock Accorsi	38	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
070.425.117-51	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2015	Sim
N/A				
Marcelo Antonio de Jesus	45	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
140.355.128-69	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2015	Sim
N/A				
Ricardo Bull Silvarinho	47	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2015	Até AGO de 2017
954.389.637-20	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)		Sim
N/A				
Francisco José Morandi Lopez	47	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	19/10/2015	19/10/2017
235.561.198-03	Engenheiro	38 - Conselheiro(Suplente)/ Dir. Rel. Invest.	20/10/2015	Sim
Conselheiro de Administração Suplente				
Pedro de Freitas Almeida Bueno Vieira	50	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	19/10/2015	19/10/2017
890.310.677-68	Advogado	Presidente do CA e Diretor de Assuntos Legais	20/10/2015	Sim
Presidente do CA e Diretor de Assuntos Legais				
Britaldo Pedrosa Soares	59	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	19/10/2015	19/10/2017
360.634.796-00	Engenheiro Metalúrgico	31 - Vice Pres. C.A. e Diretor Presidente	20/10/2015	Sim
Diretor Presidente				
Teresa Cristina Querino Vernaglia	50	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	19/10/2015	19/10/2017
039.977.338-05	Engenheira	Diretora de Clientes e Negócios da Distribuição e Conselheira de Administração Suplente	20/10/2015	Sim
Diretora de Clientes e Negócios da Distribuição				

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

Italo Tadeu de Carvalho Freitas Filho - 712.196.924-68

Italo Tadeu de Carvalho Freitas Filho é membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde agosto de 2013 e Diretor de Serviços Compartilhados desde dezembro de 2014. É bacharel em engenharia mecânica pela Universidade de Pernambuco – Escola Politécnica, com mestrado em Energia pela Universidade de Campinas e MBA em finanças pela Universidade de Murcia - Espanha. Atualmente é: (i) Diretor Vice-Presidente e de Geração da AES Tietê S.A desde junho de 2013, (ii) Diretor da AES Uruguiana desde agosto de 2008, (iii) Diretor Vice-Presidente da AES Eletropaulo desde dezembro de 2014 desde junho de 2013. Nos últimos cinco anos, além destas, exerceu as seguintes funções: (i) Diretor Executivo Geral de Geração da AES Tietê, de maio a junho de 2013; (ii) Diretor de Operações e Manutenção da AES Tietê e da AES Uruguiana Empreendimentos S.A. (companhia fechada atuante no setor de geração de energia), de junho de 2009 a maio de 2013; (iii) Diretor de manutenção e operações da AES Uruguiana Empreendimentos S.A. de maio de 2007 a junho de 2009; e (iv) Gerente de Engenharia e Performance na AES Cartagena – Espanha, de março de 2004 a maio de 2007. É Diretor da AES Uruguiana Empreendimentos S.A. desde setembro de 2010.

Italo Tadeu de Carvalho Freitas Filho não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Sidney Simonaggio - 008.038.278-90

Sidney Simonaggio é membro suplente do conselho de administração da AES Sul desde agosto de 2012 e Diretor de Serviços Compartilhados da Companhia desde dezembro de 2014. É bacharel em Engenharia Elétrica na modalidade Eletrotécnica pela Faculdade de Engenharia Industrial de São Bernardo do Campo - SP, com mestrado sem dissertação na área de Sistema de Potência pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – SP, e também bacharel em Ciências Jurídicas e Sociais pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – Porto Alegre – RS. Atualmente é: (i) Diretor Vice-Presidente da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. desde janeiro de 2012; (ii) Vice-Presidente de Operações e Comercial do Grupo AES Brasil desde janeiro de 2012; e (iii) membro efetivo do conselho de administração da AES Elpa S.A. desde dezembro de 2011 e membro suplente do conselho de administração da AES Tietê S.A. desde dezembro de 2011. Nos últimos cinco anos, além dessas, exerceu as seguintes funções: (i) Diretor Executivo de Operações da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. de abril de 2010 a dezembro de 2011; (ii) Vice-Presidente Corporativo de Operações da Rede Energia S.A. (companhia aberta que atua no setor de geração, distribuição e transmissão de energia) de agosto de 2007 até abril de 2010; (iii) Vice-Presidente Executivo da ENERSUL S.A. (companhia aberta que atua no setor de distribuição de energia) de setembro de 2008 até abril de 2010; e (iv) Sócio-Diretor na Simonaggio Advogados Associados (sociedade de advogados que atua na prestação de serviços jurídicos) de maio a julho de 2007. Além destas, exerceu também a função de Presidente na Rio Grande Energia S.A. (companhia aberta que atua no setor de geração, distribuição e transmissão de energia) de março de 2000 até julho de 2006. Sidney Simonaggio não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Antonio Carlos de Oliveira - 394.083.967-15

Antonio Carlos de Oliveira é Diretor Geral da AES Sul desde outubro de 2007. É bacharel em Administração de Empresas pela Faculdade de Ciências Administrativas de Barra Mansa, Rio de Janeiro, em dezembro 1983 e possui pós-graduação em Gestão Empresarial na Fundação Getúlio Vargas – FGV, incompleto. Atualmente é: (i) Membro efetivo do conselho de administração da AES Elpa desde abril de 2007; e (ii) Membro suplente do conselho de administração da AES Tietê desde abril de 2004. Nos últimos cinco anos, além destas, exerceu a função de Diretor Administrativo e Comercial da AES Sul de agosto de 2003 até outubro de 2007. Foi membro do conselho de administração da AES Sul e da AES Eletropaulo.

Paulo Camillo Vargas Penna - 251.217.666-53

Paulo Camillo Vargas Penna é Diretor de Relações Institucionais e Comunicação da AES Sul desde fevereiro de 2012. É graduado em Ciências Jurídicas e Sociais pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Atualmente, também exerce a função de Diretor Vice-Presidente da AES Eletropaulo desde fevereiro de 2012. Nos últimos 5 anos, além dessas, exerceu as seguintes funções: (i) Diretor-Presidente do Instituto Brasileiro de Mineração – IBRAM (Associação privada, sem fins lucrativos) de fevereiro de 2006 a janeiro de 2012; e (ii) Diretor e, posteriormente, Vice-Presidente do Sindicato Nacional da Indústria da Extração do Ferro e Metais Básicos – SINFERBASE de abril de 2007 a janeiro de 2012.

Vinicius Oliveira da Silva - 949.329.800-00

Vinicius Oliveira da Silva é formado em Ciências Jurídicas e Sociais (Direito) pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS em 2002, possui MBA Executivo (Master Business Administration) pela Universidade ESPM – Escola Superior de Propaganda e Marketing, Pós-Graduação em Direito Civil pela Uniritter – Universidade Ritter dos Reis e está em fase de conclusão do LL.M (Master of Law) na UC Davis, Universidade da Califórnia nos Estados Unidos da América. Atualmente exerce o cargo de Diretor Jurídico no Grupo AES Brasil. Nos últimos anos, além desse, exerceu a função de: (i) Gerente Jurídico Cível e Tributário da AES Brasil de dezembro de 2010 a maio de 2014; e (ii) Superintendente Jurídico da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. de julho de 2007 a novembro de 2010. Vinicius Oliveira da Silva não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Scarlett Maria Alvarez Uzcatogui - 000.000.000-00

Scarlett Maria Alvarez Uzcategui é membro do conselho de administração da Companhia desde janeiro de 2012. É graduada em Administração de Empresas pela Universidade Metropolitana e possui diploma de mestrado pelo Programa de Finanças e Mercados de Capital da Universidade de Nova Iorque. Atualmente é Chefe da Gestão de Relacionamento com Stakeholders para o Grupo de Serviços da The AES Corporation (companhia aberta nos Estados Unidos da América) desde outubro de 2011; e (ii) membro do conselho de administração da AES Panamá S.A. (companhia aberta) desde janeiro de 2012. Nos últimos cinco anos exerceu, além destas, as seguintes funções: (i) Vice-Presidente de Relações Exteriores e com Investidores da AES para América Latina e África de junho de 2010 a setembro de 2011; (ii) Vice-Presidente de Relações Exteriores e com Investidores da AES para América Latina de junho de 2007 a junho de 2010. Scarlett Maria Alvarez Uzcategui não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Airton Ribeiro de Matos - 031.093.858-99

Airton Ribeiro de Matos é membro suplente do conselho de administração da Companhia desde abril de 2008. É bacharel em Ciências Contábeis pela FAE e possui MBA em Finanças Corporativas pelo IBMEC de São Paulo. Atualmente é: (i) Diretor de Suporte e Serviços do Grupo AES no Brasil desde novembro de 2006; e (ii) membro do conselho de administração da AES Tietê S.A., Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., AES Elpa S.A. (todas companhias abertas). Airton Ribeiro de Matos também foi conselheiro de administração da Companhia Brasileira de Energia (companhia aberta) de maio a setembro de 2008 e da AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (companhia fechada cuja atividade é a atuação no setor de energia elétrica) de outubro de 2007 a abril de 2015. Airton Ribeiro de Matos não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Evaristo Leonardi Gaytán - 000.000.000-00

Evaristo Leonardi Gaytán é engenheiro formado pela Universidad Metropolitana - UNIMET (Venezuela) em 1995, com especialização em finanças pelo IESA - Instituto de Estudios Superiores de Administración (Venezuela) em 1997 e participou em diversos cursos, dentre os quais: (i) Advanced School in Power Engineering pela Penn State University (USA) em 1999; e (ii) Master in Finance pelo IESA - Instituto de Estudios Superiores de Administración (Venezuela) em 2002. Atualmente é Vice-Presidente de Operações Globais e Suporte da The AES Corporation desde outubro de 2014. Nos últimos cinco anos exerceu, além desta, as seguintes funções: (i) Vice-Presidente de Serviços Compartilhados da The AES Corporation para México, América Central e Caribe de julho de 2013 a setembro de 2014; (ii) Diretor de Serviços Compartilhados da AES Sonel (Camarões) de agosto de 2010 a junho de 2013; e (iii) APEX - AES Performance Excellence - Program Manager da The AES Corporation de junho 2007 a julho de 2010. Evaristo Leonardi não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino - 102.374.638-73

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino é membro do conselho de administração da Companhia desde abril de 2011. É formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá em Minas Gerais (dezembro/1987), com MBA em Energia pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (em novembro de 2005), e participou em diversos programas de educação executiva, dentre os quais o AES Finance Leadership Development Program em Darden Graduate School of Business Administration, University of Virginia (em novembro de 2009), o AES Leadership Development Program também em Darden Graduate School of Business Administration (junho de 2005). Atualmente é membro suplente do conselho de administração da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., AES Tietê S.A. e AES Elpa S.A.. Nos últimos cinco anos exerceu, além desta, as seguintes funções: (i) Diretor de Desenvolvimento de Negócios da AES Tietê S.A. (companhia aberta) de julho de 2009 a março 2011; (ii) Diretor de Gestão e Comercialização de Energia da Companhia, dezembro de 2010 a novembro de 2014; e (iii) Diretor de Suprimento de Energia da Companhia, de outubro de 2003 a junho de 2009. Ricardo Cyrino não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Sérgio Walmor Dörr - 229.680.400-49

Sérgio Walmor Dörr, eleito para o Conselho de Administração da AES Sul (Titular) em março de 2013, Técnico em Contabilidade, Formado no Colégio Professor José de Oliveira Castilho - Venâncio Aires-RS, Curso de Administração de Empresas na APESC, atual UNISC (incompleto). Ingressou na Companhia em 12 de Janeiro de 1995 (CEEE), através de concurso público na função de Auxiliar Técnico III. Hoje ocupa a função de Eletricista de Distribuição II. Eleito para o Cargo de Conselheiro Fiscal do SENERGISUL, o qual ocupa através de cedência desde Setembro de 2012. Sérgio Walmor Dörr não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Mário Antonio Costa Caldas - 489.732.200-63

Mário Antonio Costa Caldas, eleito para o conselho de Administração da AES Sul (Suplente) em Março de 2013, Eletrotécnico formado pela Escola Técnica Federal de Pelotas – RS, registro No CREA sob o nº 200228208-4. Ingressou na Companhia, em 04 de maio de 1998 na função de Eletrotécnico. Eleito para o Cargo de Conselheiro Fiscal do SENERGISUL, o qual ocupa através de cedência desde Setembro de 2012. Mário Antonio Costa Caldas não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Clarissa Della Nina Sadock Accorsi - 070.425.117-51

Clarissa Della Nina Sadock Accorsi é graduada em Economia pela Faculdade Cândido Mendes, possui MBA em Finanças pela COPPEAD/UFRJ e curso de extensão em Finanças pela Darden School of Business – University of Virginia (EUA). Atualmente é: (i) Diretora de Tesouraria e Relações com Investidores da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., AES Tietê S.A., AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. e AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. Nos últimos cinco anos exerceu, além desta, a função de Diretora de relações com investidores da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., AES Tietê S.A., AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. e AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. de agosto de 2008 a junho de 2011. Clarissa Sadock não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Marcelo Antonio de Jesus - 140.355.128-69

Marcelo Antonio de Jesus é formado em Administração de Empresas pelo IMES-Instituto de Ensino Superior de São Caetano do Sul em 1993 e possui MBA (Master Business Administration) pela Fundação Dom Cabral. Atualmente exerce o cargo de Diretor de Controladoria e Planejamento Tributário no Grupo AES Brasil. Nos últimos cinco anos exerceu o cargo de Diretor de Planejamento Tributário nas empresas: (i) TAM Linhas Aéreas S.A - Latam Airlines Group de novembro de 2012 a novembro de 2013; (ii) Flora Higiene e Beleza de novembro de 2011 a outubro de 2012; (iii) Syngenta de julho de 2010 a novembro de 2011; (iv) AES Latin America & Caribbean de dezembro de 2004 a julho de 2010. Marcelo de Jesus não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Ricardo Bull Silvarinho - 954.389.637-20

Ricardo Bull Silvarinho é graduado em Direito pela Universidade Católica de Petrópolis em 1999, possui MBA em Gestão pela Universidade Católica de Petrópolis e participou em diversos cursos, dentre os quais: (i) Strategy Planning pela Columbia University (EUA); (ii) Executive Leadership Development Program pela Virginia University (EUA); (iii) Management Development Course pela Crotonville (Universidade Corporativa da GE/EUA); (iv) Six Sigma Course (GE); (v) Compliance Training Program pela Crotonville (Universidade Corporativa da GE/EUA). Atualmente exerce o cargo de diretor executivo de RH do Grupo AES Brasil desde abril de 2010, com report para o presidente do grupo desde setembro de 2012. Nos últimos cinco anos, além destas, exerceu a função de Diretor de RH da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

Francisco José Morandi Lopez - 235.561.198-03

Francisco Jose Morandi Lopez é membro do conselho de administração da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul") desde dezembro de 2010. É bacharel em Engenharia Civil, com Pós-Graduação em Finanças Corporativas e Mestrado em Administração de Empresas pela Universidad Metropolitana, em Caracas, Venezuela. Atualmente é: (i) Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.; (ii) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e da AES Tietê S.A. (iii) membro do conselho de administração da AES Tietê S.A., da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A, AES Elpa S.A., Companhia Brasileira de Energia, AES Chivor & Cia. SCA ESP (companhia aberta cuja principal atividade é a atuação no setor de energia elétrica) e AES Panamá S.A. (companhia aberta cuja principal atividade é a atuação no setor de energia elétrica). Nos últimos cinco anos, além destas, exerceu as seguintes funções: (i) Diretor Geral para America Latina e África, de agosto de 2010 a setembro de 2011; (ii) Diretor Assessor do Presidente Regional da AES Corporation para América Latina, de dezembro de 2008 a julho de 2010; (iii) Diretor Vice-Presidente de Implementação de Estratégia da The AES Corporation de maio de 2007 até novembro de 2008; (iv) Diretor Vice-Presidente de Transformação dos Negócios Globais da The AES Corporation de maio de 2006 até abril de 2007. Francisco Morandi não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Pedro de Freitas Almeida Bueno Vieira - 890.310.677-68

Pedro de Freitas Almeida Bueno Vieira é membro efetivo do conselho de administração da Companhia desde abril de 2008 e Diretor de Assuntos Legais desde maio de 2012. É bacharel em Direito pela Universidade Santa Úrsula, Rio de Janeiro, com mestrado em Jurisprudência Comparada pela Universidade de Nova York, EUA e MBA In-House Universidade AMBEV. Atualmente é: (i) Diretor Vice-Presidente de Assuntos Legais da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. desde junho de 2008, responsável pela área de Ética e Compliance desde junho de 2008, pela área de Meio Ambiente desde outubro de 2009, e pela área de Auditoria Interna e Processos de Negócio em novembro de 2011; (ii) Vice-Presidente de Assuntos Legais do grupo AES no Brasil desde maio de 2006; (iii) Diretor de Assuntos Legais da AES Tietê, e Diretor da AES Elpa e Companhia Brasileira de Energia; (iv) membro do conselho de administração da AES Tietê S.A., Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., AES Elpa S.A., Companhia Brasileira de Energia e AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. Foi membro do conselho de administração da AES Communications Rio de Janeiro S.A. (companhia fechada). Pedro de Freitas Almeida Bueno não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Britaldo Pedrosa Soares - 360.634.796-00

Britaldo Pedrosa Soares é Vice-Presidente do conselho de administração desde abril de 2008, Diretor Presidente da AES Sul desde dezembro de 2007. É graduado em Engenharia Metalúrgica pela Universidade Federal de Minas Gerais, com pós-graduação em Engenharia Econômica e Financeira na Fundação Dom Cabral (Minas Gerais) e participou em diversos programas de educação executiva, dentre os quais o Senior Executive Program na Darden School of Business – University of Virginia. Atualmente é: (i) Diretor Presidente da AES Tietê S.A. (“AES Tietê”) e Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (“AES Eletropaulo”) (ambas companhias abertas); (ii) Diretor Presidente e Relações com Investidores da Companhia Brasileira de Energia (“Companhia Brasileira”) e AES Elpa S.A. (“AES Elpa”) (ambas companhias abertas); e (iii) membro do conselho de administração da Companhia Brasileira, AES Elpa, AES Eletropaulo, AES Tietê, AES Gener S.A. (companhia aberta no Chile) (“AES Gener”), da AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (companhia fechada) (“AES Uruguaiana”), do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS desde abril de 2008, do Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças de São Paulo - IBEF desde janeiro de 2011, da Câmara Americana de Comércio - ANCHAM de São Paulo desde janeiro de 2011 e da The Dayton Power and Light Company desde novembro de 2011. Nos últimos cinco anos, além destas, exerceu as seguintes funções: (i) Diretor de Relações com Investidores da Companhia de dezembro de 2014 a outubro de 2015; (ii) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Jarí Celulose S.A. (companhia fechada que atua no setor de papel para embalagens), Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (companhia aberta que atua no setor de geração, distribuição e transmissão de energia), Aços Villares S.A. (companhia aberta), AES Tietê e AES Eletropaulo; (iii) Diretor de Relações com Investidores da Companhia Brasileira de fevereiro de 2006 até junho de 2007; e (iv) membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (companhia aberta) de abril de 2008 até janeiro de 2011. Britaldo Pedrosa Soares não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Teresa Cristina Querino Vernaglia - 039.977.338-05

Teresa Cristina Querino Vernaglia é formada em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Sorocaba com MBA em Gestão de Negócios pelo Instituto Técnico de Aeronáutica (ITA) / Escola Superior de Propaganda e Marketing (ESPM). Atualmente exerce as seguintes funções: (i) Diretora Vice-Presidente da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. desde julho de 2013; (ii) Diretora de Clientes e Negócios da Distribuição da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., desde julho de 2013; e (iii) membro do conselho de administração da AES Tietê S.A. desde julho de 2013. Nos últimos anos exerceu as seguintes funções: (i) Diretora de Performance e Serviços da AES Tietê S.A. de julho de 2013 a dezembro 2014; (ii) Diretora Comercial (não estatutária) da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., de novembro de 2011 a julho de 2013; (iii) Diretora Geral (não estatutária) da Eletropaulo Telecom Telecomunicações Ltda. (sociedade limitada atuante no setor de telecomunicações) e AES Communications Rio de Janeiro S.A. (sociedade anônima de capital fechado atuante no setor de telecomunicações), de outubro de 2008 a outubro de 2011, tais empresas foram unificadas em 2010 pelo nome AES Atimus; e (iv) Diretora de Engenharia e Operações da Nextel Telecomunicações Ltda. (sociedade limitada atuante no setor de telecomunicações), de abril de 1997 a julho de 2001. Iniciou sua carreira na NEC do Brasil S.A. (sociedade anônima atuante no setor de tecnologia), onde atuou de fevereiro de 1988 a março de 1997, ano em que ocupava o cargo de Gerente de Desenvolvimento Negócios. Teresa Vernaglia não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Exercício Social 31/12/2013			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Britaldo Pedrosa Soares Membro do Conselho de Administração e Diretor	360.634.796-00	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. Diretor	02.318.511/0001-81		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Antonio Carlos de Oliveira Diretor Geral	394.083.967-15	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. Diretor Geral	02.318.511/0001-81		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Antonio Carlos de Oliveira Diretor Geral	394.083.967-15	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. Diretor Geral	02.318.511/0001-81		
<u>Observação</u>			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
-------------------------------	----------	--	----------------------------

Exercício Social 31/12/2012**Administrador do Emissor**

Britaldo Pedrosa Soares

360.634.796-00

Subordinação

Controlador Direto

Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.

02.318.511/0001-81

Diretor

Observação**Administrador do Emissor**

Antonio Carlos de Oliveira

394.083.967-15

Subordinação

Controlador Direto

Diretor Geral

Pessoa Relacionada

AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.

02.318.511/0001-81

Diretor Geral

Observação

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

Em linha com a política de contratação de seguros da Companhia, contratou-se apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores (D&O), visando garantir aos administradores da Companhia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à Companhia, durante o regular exercício de suas atividades. A atual apólice de D&O da Companhia está vigente até 01 de abril de 2016 e tem limite máximo de indenização de R\$ 10,0 milhões. A referida apólice de seguro, contratada em nome da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. e que abrange, também, os executivos da Companhia pode ser insuficiente para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros e à Companhia.

12.12 - Outras informações relevantes

Informações complementares ao item 12.10.

Assembleias Gerais da Companhia

Nos últimos 3 (três) anos foram realizadas as seguintes assembleias gerais da Companhia, na respectiva ordem cronológica decrescente:

- Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 25 de abril de 2014;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 23 de setembro de 2014;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de junho de 2013;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de agosto de 2013;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 29 de novembro de 2013;
- Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 04 de abril de 2013;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de dezembro de 2012;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 23 de novembro de 2012;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 10 de julho de 2012;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 01 de junho de 2012;
- Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 16 de abril de 2012;

As assembleias gerais acima relacionadas foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação, com um quórum de acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito a voto.

O conselheiro Ricardo Bull Silvarinho, indicado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 23 de abril de 2015 para ocupar o cargo de conselheiro de administração efetivo, não teve posse firmada no prazo previsto e, em momento oportuno, a Companhia convocará assembleia geral extraordinária para eleição de seu substituto.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

a. objetivos da política ou prática de remuneração Conselho de Administração e Conselho Fiscal

A remuneração dos membros dos Conselhos de Administração da Companhia é constituída em sua totalidade de remuneração fixa (Salário / Pró-labore) e possui como principal objetivo atrair e reter conselheiros independentes com conhecimento do segmento e de negócios para enriquecer as discussões estratégicas da Companhia, acompanhar e monitorar resultados, aconselhar na condução dos negócios e contribuir com sugestões de melhores práticas de mercado, garantindo as boas práticas de governança corporativa. A Companhia não possui Conselho Fiscal desde o ano de 2003.

Diretoria Estatutária e Não Estatutária

A remuneração dos Diretores da Companhia é determinada de acordo com as funções e responsabilidades de cada um e em relação a outros executivos de mercado de energia e de empresas com boas práticas de Recursos Humanos.

A política de remuneração de executivos foi estruturada com o objetivo de:

- Vincular o desempenho dos executivos ao desempenho operacional e financeiro da Companhia, aos seus planos de negócio e objetivos;
- Alinhar a remuneração dos executivos com os interesses dos acionistas da Companhia;
- Otimizar o investimento da Companhia em Recursos Humanos visando a atrair e a reter profissionais capacitados e considerados “chave” para a sustentabilidade de seus negócios, tendo práticas competitivas em relação às empresas do mercado em que atua.

b. composição da remuneração

Os elementos do pacote de remuneração da Companhia são:

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

- Salário Base: Remuneração com base no nível e complexidade do cargo internamente (Companhia) e externamente (mercado);
- Bônus: Retribuição pelo alcance/superação de metas empresariais e individuais;
- Benefícios diretos e indiretos: Oferecer benefícios alinhados às práticas de mercado no nível executivo: (i) Veículo designado, (ii) Plano de Saúde, (iii) Plano Odontológico, (iv) Previdência Privada, (v) Seguro de Vida e, (vi) Check up anual;
- Incentivo de Longo Prazo (ILP): Estabelecido pela AES Corporation e condicionado ao alcance de metas corporativas globais e individuais. Visa reforçar a retenção dos profissionais e a criação de valor para o negócio de forma sustentável e no longo prazo. O incentivo de longo prazo é composto pelos seguintes componentes:

(ii) Plano de Remuneração baseado em Ações da AES Corporation

A AES Sul não possui um plano local de ações. O plano existente é definido e pago pela controladora indireta da Companhia a AES Corporation, sem ônus para a AES Sul. Representa 50% do ILP de cada Diretor: Existem 3 tipos de remuneração por Ações:

- Stock Options: o Diretor estatutário recebe o direito de comprar ações da AES Corporation, por um determinado valor após um período de 3 anos;
- Performance Stock Units: o Diretor recebe um determinado número de ações da AES Corporation – (e não da AES Sul). O valor dessas ações poderá variar conforme performance do índice Standard & Poors 500 (S&P 500) da Bolsa de Nova Iorque
- Restricted Stock Units: o Diretor recebe as ações da AES Corporation (e não da AES Sul) para, caso deseje, aliená-las no mercado secundário após um período de carência.

(iii) Plano Performance Units (PU)

Definido pela controladora indireta, é um bônus diferido atrelado ao cumprimento de metas trienais da AES Corporation. Representa 50% do ILP de cada Diretor e o pagamento é assumido localmente pela AES Sul. O indicador de referência é o EBITDA. O critério de pagamento prevê valores diferenciados para atendimento parcial, total ou superação de metas. Os valores atribuídos passam a ser disponíveis da seguinte forma: 1/3 no primeiro ano, 1/3 no segundo ano e 1/3 no terceiro ano, pagando-se no início do 4º ano.

(iv) qual a proporção de cada elemento na remuneração total

Conselho de Administração: 100 % remuneração fixa;
Conselho Fiscal: A Companhia não possui Conselho Fiscal instalado desde 2003;
Diretores Estatutários e Não Estatutários:

- 43,26% Remuneração fixa (salário / pró-labore)
- 48,23% Bônus
- 3,69% incentivos de longo prazo (Outros - ILP)
- 3,26% Benefícios diretos e indiretos
- 1,55% Benefícios pós-emprego

(v) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

Em Assembleia Geral Ordinária de acionistas da Companhia é aprovado o montante que será empregado na remuneração global dos Conselheiros de Administração e Diretoria Estatutária, com relação ao exercício social. Como premissa básica de aprovação, a remuneração dos administradores da Companhia deverá tratar-se de um custo sustentável e que não comprometa outros investimentos do negócio. Os reajustes são baseados no crescimento das remunerações praticadas pelo mercado.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

(vi) razões que justificam a composição da remuneração

- Contribuir para a atração e retenção dos profissionais;
- Assegurar o reconhecimento meritocrático dos profissionais conforme o seu desempenho;
- Garantir remuneração competitiva e alinhada às práticas do mercado em troca do cumprimento dos objetivos da Companhia e a possibilidade de bonificações adicionais quando as expectativas forem excedidas;
- Praticar uma remuneração justa, equitativa e clara para os Administradores;
- Balanceamento entre remuneração de curto e longo prazo, visando ações e decisões que garantam a sustentabilidade do negócio.

c. principais indicadores de desempenho levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A AES Sul utiliza os seguintes mecanismos de avaliação de desempenho dos órgãos da administração da Companhia: (a) para o pagamento de salário / pró-labore e Benefícios diretos e indiretos a AES Sul utiliza como indicadores as práticas de mercado da localidade de trabalho do administrador; (b) para o pagamento da remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), a AES Sul considera como principais indicadores de desempenho os seguintes itens (i) segurança; (ii) Resultados Financeiros; (iii) Resultados operacionais, considerando o alcance / superação de metas, com pesos diferenciados entre esses itens conforme descritos na tabela abaixo.

AES Brasil			AES Corporation
Segurança	Resultados Financeiros	Resultados Operacionais	AES Mundial
7,5%	45%	22,5%	25%

Os indicadores acima possuem os seguintes conceitos:

- Segurança: Indicadores de fatalidades (próprias/população) e afastamentos
- Resultados Financeiros: Lucro ajustado e Fluxo de caixa.
- Resultados Operacionais: Indicadores de Produtividade operacional e satisfação do Cliente.
- AES Mundial: Resultado geral, incluindo, dentre outros, resultado financeiro e de performance.

A avaliação de desempenho individual de cada Diretor Estatutário é utilizada como fator multiplicador para compor o resultado total da remuneração variável de curto prazo.

d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho;

O acompanhamento dos indicadores é realizado mensalmente e a apuração final dos resultados é feita no primeiro mês do ano subsequente ao exercício. Cada indicador tem um peso específico que, ponderado, consolida a remuneração variável total, que é aprovada por um comitê regional e pelo comitê mundial da AES Corporation.

e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo

A Companhia mantém uma política de remuneração variável baseada em metas empresariais qualitativas e quantitativas. Dessa forma, a Companhia busca atribuir aos seus colaboradores incentivos de curto, médio e longo prazo, que objetivam alinhar os interesses de todas as partes interessadas. Entre as metas, destaca-se o acompanhamento do resultado da Companhia mensurado pelo fluxo de caixa, Lucro Líquido, dentre outros, além de resultados de desempenho operacional como Duração Equivalente por Consumidor (DEC), Frequência Equivalente por Consumidor (FEC), Perdas Elétricas, Índices de Satisfação dos Clientes, etc.

Essas práticas são sustentadas pelos valores da Companhia:

- Segurança em primeiro lugar;
- Agir com integridade;
- Honrar compromissos;
- Buscar a excelência; e
- Realizar-se no trabalho.

f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

A Companhia possui programa de ILP (Incentivo de Longo Prazo) para seus diretores estatutários e não-estatutários que é estabelecido e administrado pela AES Corporation, condicionado ao alcance de metas corporativas globais e individuais, sendo o Brasil responsável por 50% do custo para o Bônus Diferido (PU) e a AES Corporation responsável pelos outros 50% que se referem a Remuneração Baseada em Ações.

Em 17 de dezembro de 2008, a Comissão de Valores Mobiliários emitiu a Deliberação nº. 562 que aprovou o CPC 10, Pagamento Baseado em Ações, o qual forneceu critérios e diretrizes sobre a contabilização e divulgação dos pagamentos baseados em ações pelas Companhias. Essa Deliberação teve sua vigência a partir dos exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2008.

Considerando as questões de ordem societária envolvendo a contabilização dos pagamentos baseados em ações efetuados por sua Controladora em favor de seus empregados, em 7 de dezembro de 2009 a AES Sul protocolou consulta à CVM visando dirimir dúvidas em relação à referida contabilização.

Em 22 de dezembro de 2009, a Comissão de Valores Mobiliários emitiu a Deliberação nº. 615, que aprovou a Interpretação Técnica ICPC 05 com diretrizes adicionais sobre o registro de pagamento baseado em ações envolvendo transações de ações do Grupo e em Tesouraria. Essa interpretação recomenda que a contabilização de pagamentos em ações efetuados pela Controladora a empregados da Companhia, sejam contabilizada pela Companhia como uma despesa em contrapartida a um aumento no patrimônio líquido em favor dessa Controladora. A Deliberação nº. 615 tem sua vigência a partir dos exercícios encerrados em dezembro de 2010.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

Em 18 de junho de 2010, a Companhia recebeu resposta à consulta da CVM a qual orientou o registro da remuneração baseada em ações no resultado em contrapartida ao patrimônio líquido da Companhia. De acordo com o CPC 10, o ICPC 05 e as informações recebidas da CVM a Companhia irá proceder ao registro de acordo as Deliberações acima mencionadas, e registrará a contrapartida dessas despesas em reserva de capital, no patrimônio líquido, a qual poderá utilizada em favor do acionista controlador após o efetivo aporte de recursos.

- g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia.*

Não há remuneração ou benefícios vinculados a ocorrência de eventos societários.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2015 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	7,00	7,00		14,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	138.240,00	1.580.066,00		1.718.306,00
Benefícios direto e indireto	0,00	107.096,00		107.096,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	27.648,00	316.013,00		343.661,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos	Encargos		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.259.494,00		2.259.494,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	581.046,00		581.046,00
Descrição de outras remunerações variáveis		451.899 referente a Encargos e 129.147 referente a LTC		
Pós-emprego	0,00	50.214,00		50.214,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações	0,00	53.161,00		53.161,00
Observação				
Total da remuneração	165.888,00	4.947.090,00		5.112.978,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	6,83	6,08		12,91
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	128.783,00	1.397.897,00		1.526.680,00
Benefícios direto e indireto	0,00	105.360,00		105.360,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	25.757,00	279.579,00		305.336,00

Descrição de outras remunerações fixas	Encargos	Encargos		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.558.492,00		1.558.492,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	410.244,00		410.244,00
Descrição de outras remunerações variáveis		R\$ 311.698 de Encargos e R\$ 98.546 de LTC		
Pós-emprego	0,00	49.978,00		49.978,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações	0,00	50.188,00		50.188,00
Observação				
Total da remuneração	154.540,00	3.851.738,00		4.006.278,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	6,83	7,00		13,83
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	61.003,00	1.257.789,00		1.318.792,00
Benefícios direto e indireto	0,00	96.809,00		96.809,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	12.201,00	347.157,00		359.358,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos de INSS	Encargos de INSS (R\$251.558,00) Demais Encargos (R\$95.599,00)		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.252.220,00		1.252.220,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	446.919,00		446.919,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Encargos de INSS (R\$ 250.444) +Outros Encargos (90.819,00) e ILP (R\$ 105.656)		
Pós-emprego	0,00	50.421,00		50.421,00
Cessação do cargo	0,00	40.009,00		40.009,00
Baseada em ações	0,00	35.707,00		35.707,00
Observação	O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/N.º01/2014. Dado que o exercício social de 2014 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/ N.º01/2014.	O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/N.º01/2014. Dado que o exercício social de 2014 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/ N.º01/2014.		
Total da remuneração	73.204,00	3.527.031,00		3.600.235,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2012 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	6,75	7,58		14,33
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	73.328,00	1.040.542,00		1.113.870,00
Benefícios direto e indireto	0,00	100.032,00		100.032,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	14.666,00	306.890,00		321.556,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos de INSS.	Encargos de INSS (R\$208.108,00) Demais Encargos (R\$98.782,00)		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.068.556,00		1.068.556,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	391.100,00		391.100,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Encargos de INSS (R\$ 213.711) e Outros Encargos (93.842,00)		
Pós-emprego	0,00	52.100,00		52.100,00
Cessação do cargo	0,00	5.772,00		5.772,00
Baseada em ações	0,00	45.276,00		45.276,00

Observação	O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/N.º01/2014. Dado que o exercício social de 2014 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/ N.º01/2014.	O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/N.º01/2014. Dado que o exercício social de 2014 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/ N.º01/2014.		
Total da remuneração	87.994,00	3.010.268,00		3.098.262,00

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Não possuímos plano de remuneração variável para o Conselho de Administração, nem tampouco para o Conselho Fiscal. Para os Diretores Estatutários, a política e valores são os demonstrados no quadro abaixo:

Dados Gerais	Diretoria Estatutária	2012	2013	2014	2015
Remuneração Variável - Bônus + ILP (PU)	Número de Membros que receberam remuneração variável no exercício	6	7	7	7
	Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0	0	0	0
	Valor máximo previsto no plano de remuneração	R\$ 1.785.922	R\$ 1.801.813	R\$ 1.886.474	R\$ 1.600.534
	Valor previsto no plano de remuneração caso as metas fossem atingidas	R\$ 1.106.784	R\$ 1.115.326	R\$ 1.175.105	R\$ 991.378
	Valor efetivamente reconhecido	R\$ 1.152.103	R\$ 1.357.875,00	R\$ 1.677.836,00	

Nota. O critério utilizado para cálculo de Remuneração Variável consta no item 13.1.c. Neste item são considerados apenas os estatutários que efetivamente receberam remuneração variável no período. Para o valor efetivamente reconhecido neste item não são considerados os encargos pagos.

A remuneração dos administradores e dos membros do conselho de administração e fiscal para o exercício corrente será definida em assembleia geral ordinária. A política de remuneração dos órgãos mencionados permanecerá inalterada.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

O Plano de Remuneração baseado em Ações abrange somente os Diretores Estatutários e Diretores não estatutários, não atingindo conselho de administração e fiscal. A seguir detalha-se o plano:

	Diretores Estatutários
a) Termos e condições gerais	<p>O Plano de Remuneração baseado em Ações é estabelecido, administrado e custeado pela <i>AES Corporation</i>, condicionado ao alcance de metas corporativas globais e individuais, composto por três tipos de ações:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Stock Options (<i>Ações da AES Corporation, e não da Companhia</i>): o diretor estatutário recebe o direito de comprar ações da <i>AES Corporation</i>, por um determinado valor após um período de 3 anos. - Performance Stock Units: o diretor recebe um determinado número de ações da <i>AES Corporation</i>. O valor dessas ações poderá variar conforme performance do índice Standard & Poors 500 (S&P 500) da Bolsa de Nova Iorque - Restricted Stock Units: o diretor recebe as ações da <i>AES Corporation</i> (e não da Companhia) para, caso deseje, aliená-las no mercado secundário após um período de carência
b) Principais objetivos do plano	<p>Visa reforçar a retenção dos profissionais e alinhar interesses com acionistas na criação de valor para o negócio de forma sustentável e de longo prazo, além de contribuir para a retenção dos executivos chave.</p>
c) Forma como o plano contribui para esses objetivos	<p>Seu desembolso efetivo ocorre somente se os resultados globais (financeiros e performance) forem atingidos, refletidos também na variação positiva do preço da ação da <i>AES Corporation</i>, incentivando os diretores da Companhia a desempenhar suas funções de forma a permitir que referidos resultados globais</p>
d) Como o plano se insere na política de remuneração da Companhia	<p>Conforme descritos itens 13.1.b, este plano complementa a remuneração total do executivo, contribuindo para a formação de visão de sustentabilidade do negócio e retenção dos executivos a longo prazo.</p>
e) Como o plano alinha os interesses dos administradores e da Companhia a curto, médio e longo prazo	<p>O plano alinha os interesses dos administradores, Companhia e acionistas por meio de benefícios aos administradores de acordo com a performance das ações e resultado financeiro da Companhia em médio e longo prazo. Está desenhado também para encorajar a busca de alta performance operacional e financeira a longo prazo em seus negócios em nível mundial.</p>
f) Número máximo de ações abrangidas	<p>O número máximo de ações varia de acordo com o valor de mercado das ações da <i>AES Corporation</i> na data da concessão e com a remuneração do diretor, sendo o número máximo limitado ao equivalente a 24% do salário anual para o Diretor Presidente e 8,5% para os demais diretores. O número de ações abrangidas pelo plano em 31 de dezembro de 2013 é 3.199. O salário ou pró-labore é usado como base de cálculo de sua remuneração em ações.</p>
g) Número máximo de opções a serem outorgadas	<p>O número máximo de opções a serem outorgadas é definido pela <i>AES Corporation</i> e leva em conta todas as operações da <i>AES Corporation</i> no mundo e o número de executivos elegíveis a esse tipo de remuneração.</p>

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

h) Condições de aquisição de ações	<p><i>Stock options:</i> 1/3 das opções da AES Corporation outorgadas tornam-se exercíveis a cada ano em que o diretor permanece na Companhia.</p> <p><i>Restricted Stock Units:</i> após o recebimento das ações da AES Corporation, o diretor só adquire de fato as ações a ele atribuídas, na proporção de 1/3 ao final de cada período de um ano de sua permanência na Companhia, podendo exercê-las após o período.</p> <p><i>Performance Stock Units:</i> após o recebimento das ações da AES Corporation, o diretor só adquire de fato as ações a ele atribuídas, na proporção de 1/3 ao final de cada período de um ano de sua permanência na Companhia, podendo exercê-las após 3 anos de sua concessão.</p>
i) Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício	Baseado no preço de Mercado das ações da AES Corporation na bolsa de Nova Iorque na época da concessão.
j) Critérios para fixação do prazo de exercício	Stock Options: foco no longo prazo (3 anos) e atrelado aos interesses dos acionistas (valorização do preço da ação da AES Corporation).
k) Forma de liquidação	<p><i>Stock options:</i> em dinheiro</p> <p><i>Restricted Stock Units:</i> em ações</p>
l) Restrições à transferência das ações	<p>Após o cumprimento das carências, fica a critério do executivo exercer suas opções ou negociar suas ações restritas.</p> <p><i>Restricted Stock Units:</i> após o recebimento das ações da AES Corporation, sua alienação podendo ocorrer no momento da aquisição do valor de 1/3 do valor outorgado.</p>
m) Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano	A AES Corporation poderá, a qualquer tempo, alterar ou extinguir o plano ou ainda estabelecer regulamentação aos casos omissos.
n) Efeitos da saída do administrador dos órgãos da Companhia sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações	<p><i>Stock Options</i> – O ex-administrador mantém o direito sobre as opções exercíveis. As opções passam a ser exercíveis na proporção de 1/3 a cada ano após a outorga. O ex-diretor terá até 180 dias a partir da data de sua saída para exercê-las; do contrário, serão automaticamente canceladas.</p> <p><i>Restricted Stocks / Performance Stock Units</i> – O ex-diretor mantém o direito sobre as ações por ele já possuídas e poderá negociá-las após o período de carência. As ações a ele atribuídas, mas ainda não possuídas pelo fato de não ter decorrido o tempo de permanência na Companhia serão automaticamente</p>

O plano de remuneração baseado em ações previsto para o exercício social corrente é idêntico àquele em vigor no último exercício social, descrito na tabela acima.

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

Valores mobiliários emitidos por controladores diretos e indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum e detidos por membros da administração da Companhia em 31 de dezembro de 2013:

	Quantidade de Ações			
	ON	% ON	PN	% PN
Conselho de Administração	1	0	-	-
Diretoria	-	-	-	-
Conselho Fiscal	-	-	-	-

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Apesar da remuneração baseada em ações da Diretoria estatutária da Companhia ser paga pela AES Corporation, o custo das transações de outorga de títulos patrimoniais é reconhecido no resultado da Companhia e estão relacionadas abaixo:

Valores expressos em R\$	
2015	53.161
2014	50.188
2013	35.707,22
2012	45.275,76

2015	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária - Elegível a Opções de Ações	Diretoria Estatutária - Elegível a Ações Restritas
Nº de membros	-	-	1
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-	0
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-	0
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-	0
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-	0
(e) Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções	Não aplicável, dado que as opções outorgadas referem-se a ações da emissão da AES Corporation, o que não gera diluição na Companhia		

2014	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária - Elegível a Opções de Ações	Diretoria Estatutária - Elegível a Ações Restritas
Nº de membros	-	-	1
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-	0
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-	0
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-	0
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-	0
(e) Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções	Não aplicável, dado que as opções outorgadas referem-se a ações da emissão da AES Corporation, o que não gera diluição na Companhia		

2013	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária - Elegível a Opções de Ações	Diretoria Estatutária - Elegível a Ações Restritas
Nº de membros	-	-	1
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-	0
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-	0
(c) Das opções exercidas durante o exercício	-	-	0

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

social			
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-	0
(e) Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções	Não aplicável, dado que as opções outorgadas referem-se a ações da emissão da AES Corporation, o que não gera diluição na Companhia		

2012	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária - Elegível a Opções de Ações	Diretoria Estatutária - Elegível a Ações Restritas
Nº de membros	-	-	1
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-	0
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-	0
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-	0
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-	0
(e) Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções	Não aplicável, dado que as opções outorgadas referem-se a ações da emissão da AES Corporation, o que não gera diluição na Companhia		

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

A Companhia não possui programa de opções relacionados às ações de sua emissão. O benefício é oferecido pela *AES Corporation*, controladora indireta da Companhia, sendo as opções concedidas diretamente aos executivos das sociedades controladas pela Companhia.

Não existem opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2014.

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

A AES Sul não possui programa de opções relacionado às ações de sua emissão. O benefício é oferecido pela controladora indireta *The AES Corporation*.

Opções exercidas - exercício social encerrado em 31/12/2014

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº de membros	-	1
Opções Exercidas	-	
Número de ações	-	
Preço médio ponderado de exercício	-	
Diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações	-	
Ações Entregues	-	
Número de ações entregues	-	-
Preço médio ponderado de aquisição	-	-
Diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações	-	-

* Não existe diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado, pois são concedidas sempre a preço de mercado.

** Apenas um dos Diretores Estatutários é elegível para receber *Stock Options*, os demais são elegíveis para receber *Performance Stock Units* e *Restricted Stock Units*.

Opções exercidas - exercício social encerrado em 31/12/2013

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº de membros	-	1
Opções Exercidas	-	
Número de ações	-	
Preço médio ponderado de exercício	-	
Diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações	-	
Ações Entregues	-	
Número de ações entregues	-	3.199
Preço médio ponderado de aquisição	-	U\$ 10,87
Diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas*	-	-

* Não existe diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado, pois são concedidas sempre a preço de mercado.

** Apenas um dos Diretores Estatutários é elegível para receber *Stock Options*, os demais são elegíveis para receber *Performance Stock Units* e *Restricted Stock Units*.

Opções exercidas - exercício social encerrado em 31/12/2012

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº de membros	-	1
Opções Exercidas	-	
Número de ações	-	
Preço médio ponderado de exercício	-	
Diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-	
Ações Entregues	-	
Número de ações entregues	-	1.620
Preço médio ponderado de aquisição	-	U\$13,70
Diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações	-	

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

* Não existe diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado, pois são concedidas sempre a preço de mercado.

** Apenas um dos Diretores Estatutários é elegível para receber *Stock Options*, os demais são elegíveis para receber *Performance Stock Units* e *Restricted Stock Units*.

13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções

Stock Options	
a) Modelo de Precificação	Black & Scholes
b) Dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco	Preço Médio Ponderado das Ações: U\$ 16,72
	Preço de Exercício: Varia conforme data de concessão
	Taxa Livre de Risco - 1,88%
	Duração Média do programa em anos: 6
	Volatilidade Anualizada esperada: 24,48%
	Dividendos Esperados: 1,42%
c) Método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado	Não aplicável
d) Forma de determinação da volatilidade esperada	O valor da volatilidade esperada é baseado na volatilidade histórica da ação da AES Corp na bolsa de Nova Iorque.
e) Se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo	Não aplicável

Restricted Stock Unit / Performance Stock Unit	
a) Modelo de Precificação	Valor da ação da AES Corp na bolsa de Nova Iorque na data de concessão.
b) Dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco	Não aplicável, dado que a Companhia utiliza a cotação da ação na bolsa de NY no dia de concessão.
c) Método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado	Não aplicável dado que a Companhia utiliza a cotação da ação na bolsa de NY no dia de concessão.
d) Forma de determinação da volatilidade esperada	Não aplicável dado que a Companhia utiliza a cotação da ação na bolsa de NY no dia de concessão.
e) Se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo	Nenhuma outra característica da ação foi incorporada na mensuração de seu valor justo.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

A Companhia possui plano de previdência privada somente para os diretores estatutários.

	Diretoria Estatutária
Nº de membros	1
Nome do plano	Metlife
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	0
Condições para se aposentar antecipadamente	Na ocorrência de invalidez ou morte do participante, o saldo acumulado na conta do participante será posto a disposição do participante, beneficiários e sucessores legais, sem qualquer prazo de carência, mediante solicitação devidamente instruída na Metlife e a apresentação dos documentos previstos no regulamento.
Valor acumulado atualizado das contribuições acumuladas até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa às contribuições feitas diretamente pelos administradores.	R\$ 192.578,31
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores.	R\$ 49.977,54
Possibilidade de resgate antecipado e condições	<p>O participante poderá, após completado o prazo de, no mínimo, 60 (sessenta) dias, a contar da data de registro na Metlife da proposta de inscrição solicitar o resgate total ou parcial do valor acumulado em seu nome; ou a portabilidade total ou parcial do valor acumulado em seu nome, para outra entidade de previdência complementar, aberta ou fechada.</p> <p>O intervalo mínimo entre pedidos de resgate ou entre solicitações de portabilidade do mesmo participante, deverá ser de 60 (sessenta) dias, contados a partir da data do registro do último pedido ou solicitação.</p> <p>O resgate da conta instituidora básica e/ou complementar seguirá a carência determinada pela Resolução CNSP 139 de 27 de dezembro de 2005, art. 56, § 4º, conforme segue: "Os recursos correspondentes a cada uma das contribuições das pessoas jurídicas no plano de previdência somente poderão ser resgatados após o período de carência de um ano civil completo, contado a partir do 1º dia útil do mês de janeiro do ano subsequente ao da contribuição.</p> <p>O participante, na hipótese de perda do vínculo</p>

Tempo de Contribuição ao PROGRAMA	% a ser liberado sobre as CONTRIBUIÇÕES Básicas da INSTITUIDORA
Até 1 mês	0%
A Partir de 1 mês	100%

São expressamente vedados quaisquer resgates ou portabilidades para outras entidades de previdência aberta ou fechada, totais ou parciais, dos valores acumulados na conta básica instituidora, sem que antes sejam cumpridos os requisitos de *vesting*, descritos acima.

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração		
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Nº de membros	6,08	7,00	7,58	6,83	6,83	6,75
Valor da maior remuneração(Reais)	1.936.517,45	1.822.088,00	1.861.620,00	88.115,00	48.802,00	87.993,00
Valor da menor remuneração(Reais)	168.239,00	154.955,00	208.741,00	40.668,00	24.401,00	87.993,00
Valor médio da remuneração(Reais)	633.509,61	503.862,00	397.133,00	22.626,65	10.718,00	13.064,04

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2014	(i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2014. O valor médio é o total pago no ano dividido pelo número de membros (média anual apurada mensalmente); (v) para fins do cálculo do 13.2 acima foram considerados membros suplentes que efetivamente receberam remuneração por terem participado ativamente do Conselho durante o ano.
31/12/2013	(i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2013.
31/12/2012	(i) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2012. (ii)O valor médio é o total pago no ano dividido pelo número de membros (média anual apurada mensalmente); (iii) para fins do cálculo do 13.2 acima foram considerados membros suplentes que efetivamente receberam remuneração por terem participado ativamente do Conselho durante o ano. Entretanto, o Ofício-Circular/CVM/SEP/Nº03/2012 determina que seja descontado o número de membros suplentes no cálculo da remuneração mínima.

Conselho de Administração	
31/12/2014	Observações: (i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício, pelo fato de todos os conselheiros terem exercido o cargo por menos de 12 meses (iv) o valor médio é o total pago no ano dividido pelo número de membros (média anual apurada mensalmente); (v) para fins do cálculo do 13.2 acima foram considerados membros suplentes que efetivamente receberam remuneração por terem participado ativamente do Conselho durante o ano.
31/12/2013	(i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2013.
31/12/2012	(i) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2012. (ii)O valor médio é o total pago no ano dividido pelo número de membros (média anual apurada mensalmente); (iii) para fins do cálculo do 13.2 acima foram considerados membros suplentes que efetivamente receberam remuneração por terem participado ativamente do Conselho durante o ano. Entretanto, o Ofício-Circular/CVM/SEP/Nº03/2012 determina que seja descontado o número de membros suplentes no cálculo da remuneração mínima.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

Em caso de Rescisão Imotivada (por iniciativa da Companhia), o diretor estatutário terá direito ao pagamento de indenização equivalente a 6 vezes o valor de sua retirada mensal deduzindo os impostos retidos na fonte e INSS (Instituto Nacional da Seguridade Social). Em linha com a política de contratação de seguros da Brasileira, contratou-se apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores (D&O), visando garantir aos administradores da Brasileira o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à Brasileira, durante o regular exercício de suas atividades. A atual apólice de D&O está vigente até 01 de abril de 2016. Tem limite máximo de indenização de R\$ 10 milhões. A referida apólice de seguro, contratada em nome da AES Guaíba II Empreendimentos LTDA e suas controladas abrange também os executivos da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. e pode ser insuficiente para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros e à Companhia. Cada sociedade controlada pela AES Guaíba é responsável pelo pagamento de parte do prêmio da apólice, conforme os critérios o percentual de ativos de cada uma das empresas do grupo. Os arranjos contratuais da Companhia e apólices de seguro não preveem mecanismos de remuneração ou indenização para casos de aposentadoria.

13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

Não existem partes relacionadas aos controladores diretos ou indiretos no total do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária para os últimos 3 exercícios sociais.

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam.

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

Remuneração desvinculada ao exercício de função na Companhia:

A política de remuneração para o conselho de administração da Companhia acordada pelos controladores determina que somente fossem remunerados aqueles conselheiros que não fossem membros da diretoria estatutária ou não estatutária de qualquer uma das empresas do grupo de tais controladores.

Não obstante, o conselho de administração da Companhia recebeu R\$ 6,32 milhões de sua controladora indireta, AES Corporation em 2013. Este valor foi recebido por alguns dos membros do conselho de administração da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções na AES Corporation, portanto, esta remuneração está desvinculada ao exercício da função de conselheiro de administração da Companhia.

Adicionalmente a este valor, a diretoria estatutária da Companhia recebeu, em 2013, R\$ 9,70 milhões das seguintes sociedades sob controle comum: AES Eletropaulo (Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.), AES Tiete, e AES Uruguaiana (AES Uruguaiana Empreendimentos S.A.). Este valor foi recebido por alguns dos membros da Diretoria Estatutária da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções em cada uma destas companhias. Portanto, esta remuneração está desvinculada ao exercício da função de conselheiro de administração da Companhia.

Remuneração recebida em função de exercício de cargo na Companhia:

A AES Corporation concede opções de ações à alta administração através da outorga de instrumentos patrimoniais. Nos termos dos planos, a AES Corporation pode emitir opções de compra de ações da própria AES Corporation a seus colaboradores. No caso da Companhia, apenas seus diretores recebem referidas opções como parte de sua remuneração variável. Estas opções de ações são geralmente concedidas com base em um percentual da remuneração base do colaborador. As opções de ações têm um prazo contratual de dez anos. Em todas as circunstâncias, as opções de ações concedidas pela AES Corporation não dão direito ao seu detentor de liquidar a opção em dinheiro ou através de outros ativos da AES Corporation.

AES Corporation concede também aos colaboradores um plano de remuneração de ações restritas. Estas ações restritas são geralmente concedidas com base em um percentual do salário do colaborador. No caso da Companhia, apenas seus diretores recebem referida remuneração variável. O valor justo das ações é estimado na data de concessão, sendo o valor justo igual ao preço de fechamento das ações da AES Corporation.

Exercício social 2014 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	R\$ 50.188	-	R\$ 50.188
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2013 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	R\$ 35.707,22	-	R\$ 35.707,22
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2012 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	R\$ 45.275,76	-	R\$ 45.275,76
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2014 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	R\$5.898.744	-	-	R\$ 5.898.744
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	R\$ 108.748	R\$ 11.662.040	-	R\$ 11.770.788

* valor recebido por alguns dos membros do conselho de administração da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções na AES Corporation.

** valor recebido por alguns dos membros da diretoria da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções nas empresas AES Tietê , AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul") e na AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AES Uruguaiana")

Exercício social 2013 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	R\$ 6.315.096*	-	-	R\$ 6.315.096
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	R\$ 9.698.352**	-	R\$ 9.698.352

* valor recebido por alguns dos membros do conselho de administração da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções na AES Corporation.

** valor recebido por alguns dos membros da diretoria da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções nas empresas AES Tietê , AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul") e na AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AES Uruguaiana")

Exercício social 2012 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	R\$ 8.189.618*	-	-	R\$ 8.189.618
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	R\$ 10.990.739**	-	R\$ 10.990.739

* valor recebido por alguns dos membros do conselho de administração da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções na AES Corporation.

** valor recebido por alguns dos membros da diretoria da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções nas empresas AES Tietê , AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul") e na AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AES Uruguaiana")

13.16 - Outras informações relevantes

Nos valores constantes do subitem "Remuneração baseada em ações", estão inclusos os diretores estatutários da Companhia. Nesta transação, a Companhia não efetuou qualquer tipo de desembolso de caixa, visto que estes instrumentos patrimoniais são concedidos diretamente pela AES Corporation aos administradores da Companhia.

Os valores contidos nas notas explicativas 33.2 e 40 das demonstrações financeiras da companhia consideram não somente a remuneração baseada em ações dos diretores estatutários como também inclui a remuneração baseada em ações dos Diretores não estatutários, por este motivo, os valores do formulário de referência e das demonstrações financeiras não são compatíveis.

O valor de Benefícios de curto prazo que consta de suas demonstrações financeiras pode ser obtido por meio da soma das linhas "Remuneração fixa anual", "Outros (Encargos)" e "Bônus" da coluna "Conselho de Administração" e "Diretoria Estatutária" das tabelas constantes do item 13.2.

Nas tabelas do item 13.2, os valores que constam na linha "Remuneração baseada em ações", se referem a pagamento feito diretamente pela AES Corporation, não havendo desembolso local, desta forma deve-se subtrair este valor do total para que se obtenha o valor pago no Brasil e possa ser feita comparação com o aprovado em AGE.

Referente ao item 13.6

Nos valores constantes deste item estão inclusos os diretores estatutários da Companhia. Nesta transação, a Companhia não efetuou qualquer tipo de desembolso de caixa, visto que estes instrumentos patrimoniais são concedidos diretamente pela AES Corporation aos administradores da Companhia.

Os valores contidos nas notas explicativas 33.2 e 40 das demonstrações financeiras da companhia consideram não somente a remuneração baseada em ações dos diretores estatutários como também inclui a remuneração baseada em ações dos Diretores não estatutários, por este motivo, os valores do formulário de referência e das demonstrações financeiras não são compatíveis.

13.16 - Outras informações relevantes

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a. número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia possuía 1.635 empregados em seu quadro em 31 de dezembro de 2014, todos baseados no Estado do Rio Grande do Sul:

Quantidade empregados - próprios	2012	2013	2014
Total	1.380	1.478	1.635

Área de atuação:

Áreas Administrativas	431	402	401
Áreas Operacionais	949	1.076	1.234

b. número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia possuía 1.372 profissionais terceirizados em seu quadro em 31 de dezembro de 2014, todos baseados no Estado do Rio Grande do Sul:

Quantidade empregados – Terceiros	2012	2013	2014
Total	2.009	1.312	1.372

c. índice de rotatividade

Para 2014, o índice de rotatividade da Companhia foi de 15,32%. Em 2013, o índice foi de 12,93% e de 9,72% em 2012.

d. exposição da Companhia a passivos e contingências trabalhistas

Descrição (R\$ milhões)	Exercício Social Encerrado em 31 de Dezembro de 2014	Exercício Social Encerrado em 31 de Dezembro de 2013	Exercício Social Encerrado em 31 de Dezembro de 2012
Montante das Contingências	21,4	22,4	21,8

Para maiores informações sobre as contingências trabalhistas, consulte o item 4.3 processos judiciais, administrativos e arbitrais relevantes em que a Companhia ou suas controladas são parte (processos não sujeitos a segredo de justiça) deste Formulário de Referência.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

A variação no quadro de colaboradores da AES SUL no ano de 2014 em relação ao ano de 2013 se deu em função de internalizações feitas na área operacional da nossa empresa. Foram incorporadas posições de eletricitas, leituristas, podadores, além de técnicos de segurança do trabalho e técnicos de distribuição de campo.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

a. política de salários e remuneração variável

A Companhia considera sua política de recursos humanos como parte integrante de sua estratégia empresarial. Por meio desta política ela assegura:

- Remuneração alinhada às práticas de mercado em função do valor que agrega à organização;
- Definição de uma estrutura de cargos e salários adequada e transparente aos processos organizacionais;
- Geração de um conjunto de orientações e regras de remuneração e movimentação;
- Fornecimento de uma base de conduta para que o colaborador conheça com clareza as suas atribuições e responsabilidades; e
- Condições de atrair e reter os profissionais necessários para a Companhia por meio do alinhamento à média de mercado.

Os cargos da Companhia para fins de salário e remuneração estão classificados em diretores estatutários, executivos e demais colaboradores. Para cada grupo foram estabelecidas faixas salariais com base em pesquisas de mercado em função do valor que agrega à Companhia.

Os executivos (Gerentes, Diretores Não-Estatutários, Diretores Estatutários e o Diretor Presidente) recebem salário base e incentivo de curto prazo (bônus), pago anualmente conforme item abaixo.

Além disso, os diretores recebem incentivos de longo prazo, sendo que o diretor presidente é elegível às modalidades RSU, SO, e PSU (descritas abaixo) e os demais diretores às modalidades PU e RSU.

Os salários-base dos executivos são reajustados anualmente, à mesma época do pagamento de bônus, conforme critérios e percentuais pré-estabelecidos. Os reajustes aos demais colaboradores são concedidos de forma geral com base em acordo coletivo de trabalho, celebrado com data-base no mês de novembro de cada ano.

Oferecemos aos nossos empregados Participação nos Lucros e Resultados (PLR Coletiva), assim como negociado em Acordo Coletivo de Trabalho, e PLR Individual, a qual utiliza a Avaliação de Desempenho Individual de cada colaborador para estabelecer múltiplos de salários para o público não executivo da Companhia.

Bônus

A elegibilidade do bônus se dá apenas aos executivos e está relacionado ao desempenho individual da Companhia, de forma que a classificação no processo indicará o valor do bônus a ser concedido. Somente será concedido o bônus caso os indicadores definidos para cada categoria atinjam o mínimo determinado para cada meta.

Incentivos de Longo Prazo

Performance Units ("PU")

Anualmente são concedidas unidades de performance para os Diretores da Companhia, correspondentes ao montante de um dólar em proporção determinada de cada salário. O valor das PUs varia conforme a política global da Companhia e o prazo de exercício é de 3 anos.

Restricted Stock Units ("RSU")

São unidades correspondentes às ações da empresa na bolsa de Nova York concedidas aos executivos da Companhia, conforme política global da Companhia. O valor inicial corresponde a um percentual do salário do executivo e o prazo de exercício é de um ano.

Stock Options

Anualmente são concedidas ações para o diretor presidente, conforme políticas de incentivos de longo prazo da Companhia e o valor inicial corresponde a um percentual de seu salário. O prazo de exercício é de um ano.

Performance Stock Units

São concedidas unidades de performance das ações para o diretor presidente, as quais variam conforme políticas globais de incentivos de longo prazo da Companhia e o valor inicial corresponde a um percentual de seu salário. O prazo de exercício é de três anos.

Os diretores estatutários e não estatutários da Companhia recebem salário base, bônus, incentivos de longo prazo conforme descritos no item 13.1.b. deste Formulário de Referência e benefícios.

b. política de benefícios

A política de benefícios da Companhia visa a assegurar benefícios usualmente concedidos no mercado. Assim, os benefícios concedidos são:

Plano de Saúde

A Companhia mantém planos de saúde para todos os seus empregados. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão. Tais planos são contratados por meio de empresa especializada na área de saúde e possuem cobertura compatível com o praticado por outras empresas no mercado.

Assistência Odontológica

A Companhia disponibiliza a todos os seus empregados, planos de assistência odontológica. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão. Os serviços realizados no atendimento aos empregados estão compatíveis com os tradicionalmente ofertados no mercado.

Seguro de Vida

A Companhia possui apólice de seguro de vida e acidentes pessoais que oferecem coberturas para morte natural no montante de 25 salários e de 50 salários para morte acidental. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão.

Previdência Privada

A Companhia oferece os Planos de Previdência Privada para todos os seus empregados não diretores. A Companhia efetua a contrapartida do pagamento de 100% até o valor limite determinado conforme regulamento de cada um dos planos. Os empregados da Companhia podem optar por este benefício a qualquer momento desde a admissão. Os diretores são elegíveis a outro tipo de Plano de Previdência, no qual a Companhia efetua o aporte equivalente a 1 salário nominal anual sem necessidade de contrapartida do colaborador.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores

Os Diretores estatutários participam de plano de remuneração baseado em ações, conforme características descritas no item 13.4 “plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária em vigor” deste Formulário de Referência.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

A Companhia mantém um bom relacionamento com os sindicatos que representam seus empregados. Fato que comprova o bom relacionamento é que não houve greves no período de 2008 até agora.

A Companhia renegocia os acordos de trabalho anualmente com os sindicatos que representam seus funcionários. O Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Sul – SINERGISUL e o Sindicato dos Engenheiros do Rio Grande do Sul – SENGE-RS, são os representantes das categorias e as entidades com as quais negociamos. O acordo firmado entre a Companhia e os sindicatos está em linha com o mercado elétrico, não contendo vantagens e benefícios que destoem da prática geral do mercado, com a última negociação tendo sido realizada em novembro/2014.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.						
02.318.511/0001-81	brasileira-RS	Não	Sim	20/12/2007		
	213.431	99,621000%	65.050	99,992000%	278.481	99,707000%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
OUTROS						
	810	0,378000%	5	0,008000%	815	0,292000%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	2	0,001000%	0	0,000000%	2	0,001000%
TOTAL	214.243	100,000000%	65.055	100,000000%	279.298	100,000000%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.				02.318.511/0001-81		
AES Cayman Guaíba Ltd.						
05.644.847/0001-22	Ilhas Cayman	Não	Sim	03/02/2015		
1.066.060.195	99,999999	0	0,000000	1.066.060.195	99,999999	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
Cemig II, CV						
	Ilhas Cayman-ND	Não	Não	03/06/2013		
1	0,000001	0	0,000000	1	0,000001	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	1.066.060.196	100,000000	0	0,000000	1.066.060.196	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
AES Cayman Guaíba Ltd.				05.644.847/0001-22		
Cemig II, CV						
		Não	Não	15/12/2011		
1.001	100,000000	0	0,000000	1.001	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	1.001	100,000000	0	0,000000	1.001	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Cemig II, CV					
La Plata III, CV					
		Não	Não	12/07/2011	
9.990	99,900000	0	0,000000	9.990	99,900000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
The AES Corporation					
		Não	Não	12/07/2011	
10	0,100000	0	0,000000	10	0,100000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL	10.000	100,000000	0	0,000000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
La Plata III, CV						
AES EDC Holding, LLC						
		Não	Não	03/02/2015		
10	0,100000	0	0,000000	10	0,100000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
AES Foreign Energy Holdings, LLC						
		Não	Não	03/02/2015		
9.990	99,900000	0	0,000000	9.990	99,900000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	10.000	100,000000	0	0,000000	10.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
AES EDC Holding, LLC					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
The AES Corporation					
		Não	Não	03/02/2015	
10.000	100,000000	0	0,000000	10.000	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
10.000	100,000000	0	0,000000	10.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
AES Foreign Energy Holdings, LLC					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
The AES Corporation					
		Não	Não	03/02/2015	
10.000	100,000000	0	0,000000	10.000	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
10.000	100,000000	0	0,000000	10.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
The AES Corporation					
Blackrock Inc					
		Não	Não	30/09/2015	
62.210.801	9,300000	0	0,000000	62.210.801	9,300000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
385.812.047	57,300000	0	0,000000	385.812.047	57,300000
Robeco					
		Não	Não	30/09/2015	
44.553.457	6,600000	0	0,000000	44.553.457	6,600000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
State Street Global					
		Não	Não	30/09/2015	
34.838.443	5,200000	0	0,000000	34.838.443	5,200000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
T. Rowe Price Associates					
		Não	Não	30/09/2015	
85.595.075	12,700000	0	0,000000	85.595.075	12,700000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
The AES Corporation					
T. Rowe Price Associates					
		Não	Não	30/09/2015	
85.595.075	12,700000	0	0,000000	85.595.075	12,700000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
The Vanguard Group, Inc.					
		Não	Não	30/09/2015	
59.852.338	8,900000	0	0,000000	59.852.338	8,900000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
672.862.161	100,000000	0	0,000000	672.862.161	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

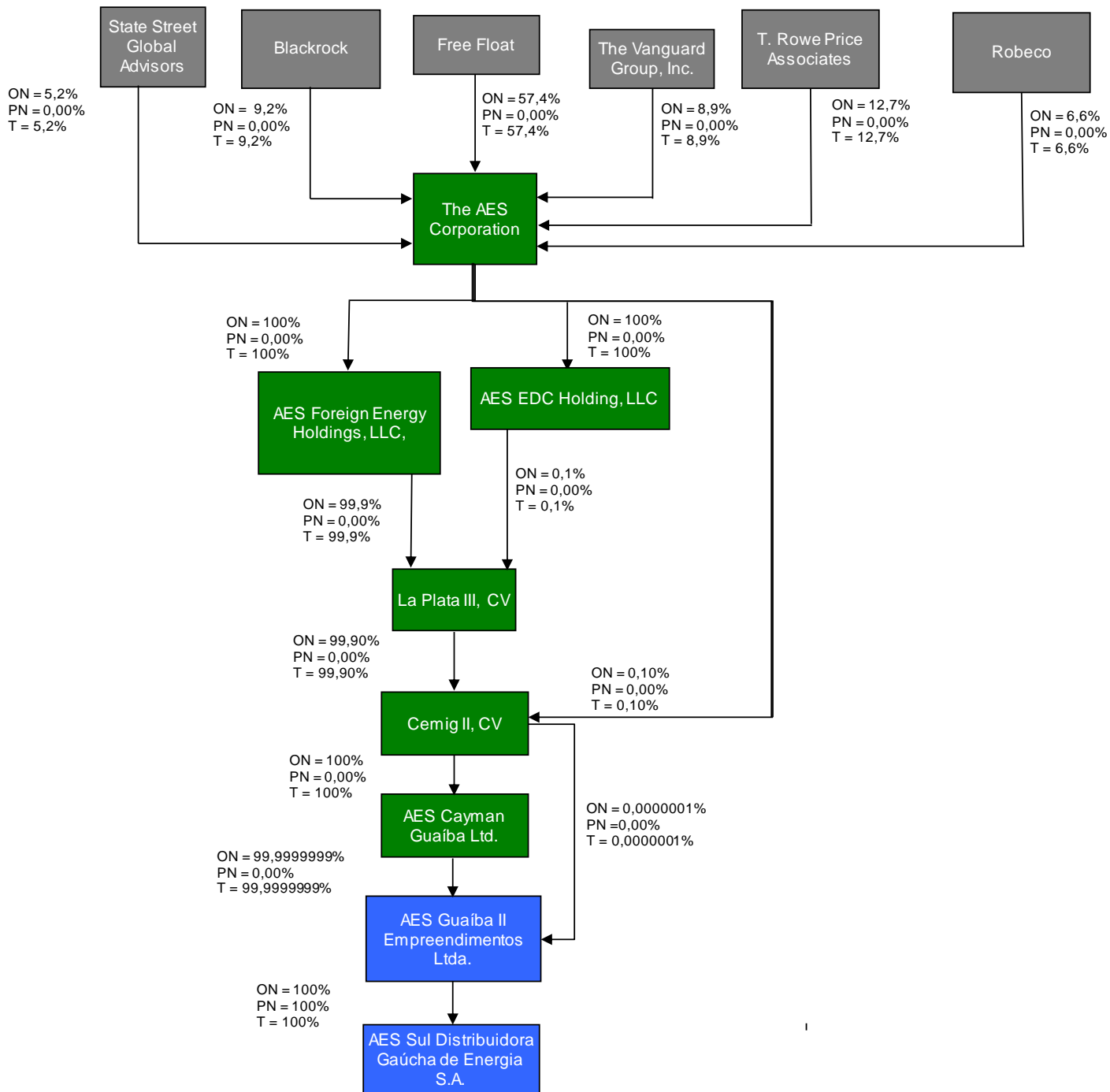
Data da última assembleia / Data da última alteração	23/04/2015
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	1
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	1
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	0	0,000000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	0	0,000000%

15.4 - Organograma dos acionistas



LEGENDA:

- sede no Brasil
- não sediadas no Brasil
- sociedades que não integram o Grupo

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não aplicável à Companhia.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

A controladora indireta da Companhia, a *The AES Corporation*, realizou reorganizações societárias ao final do exercício de 2009 e em setembro de 2012, que envolveu empresas que, direta e indiretamente, detém ações da AES Guaíba II. Tal reorganização, todavia, não alterou o controle indireto AES Guaíba II, nos termos da legislação brasileira aplicável, permanecendo o mesmo com a *The AES Corporation*. Para maiores informações vide item 15.4 deste Formulário de Referência.

15.7 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

As transações com partes relacionadas à Companhia são sempre realizadas com a observância dos preços e condições usuais de mercado e, portanto, não geram qualquer benefício ou prejuízo à Companhia ou a quaisquer outras partes. Além disso, as operações realizadas pela Companhia, inclusive aquelas contratadas com partes relacionadas, são sempre amparadas pelas devidas análises prévias de suas condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização. Nesse sentido, a Companhia negocia individualmente os contratos a serem celebrados com partes relacionadas, analisando seus termos em relação às condições praticadas no mercado, bem como as particularidades de cada operação, tais como prazos, valores, atendimento a padrões de qualidade etc.

Quando necessário, o procedimento de tomada de decisões para a realização de operações com partes relacionadas seguirá os termos da Lei das Sociedades por Ações, que determina que o acionista ou o administrador, conforme o caso, nas assembleias gerais ou nas reuniões da administração, abstenha-se de votar nas deliberações relativas: (i) ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social; (ii) à aprovação de suas contas como administrador; e (iii) a quaisquer matérias que possam beneficiá-lo de modo particular ou que seu interesse conflite com o da Companhia.

De acordo com o artigo 15, parágrafo 1º, do estatuto social da Companhia, a celebração, pela Companhia, de quaisquer contratos, acordos, transações ou associações comerciais ou arranjos de qualquer natureza, bem como suas alterações, com as sociedades controladoras diretas ou indiretas, controladas ou coligadas dessas, estão condicionadas à prévia aprovação pelo conselho de administração.

Os contratos celebrados entre partes relacionadas devem, ainda, ser submetidos à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), que poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

Ademais, com vistas a fortalecer e aprimorar as práticas de governança corporativa, a Companhia instituiu no ano de 2014 política interna para as transações com partes relacionadas.

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a consumidores cativos é atualmente efetuada no ambiente de contratação regulada, a chamada auto contratação (autorização para as distribuidoras atenderem a até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica proveniente de auto-produção ou adquirida de partes relacionadas) não é mais permitida, exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Além disso, as regras contábeis que tratam do assunto, sobretudo a CPC 05, estabelecem que as demonstrações contábeis devam conter as divulgações necessárias para evidenciar a possibilidade de que sua posição financeira e seu resultado possam ter sido afetados pela existência de transações e saldos com partes relacionadas. Essas regras estabelecem, por exemplo, que os relacionamentos entre controladora e controladas ou coligadas devem ser divulgados independentemente de ter havido ou não transações entre essas partes relacionadas; que a entidade deve divulgar a remuneração do pessoal-chave da administração no total e para cada uma das seguintes categorias: (a) benefícios de curto prazo a empregados e administradores, (b) benefícios pós-emprego, (c) outros benefícios de longo prazo, (d) benefícios de rescisão de contrato de trabalho, e (e) remuneração baseada em ações; e que se tiver havido transações entre partes relacionadas, a entidade deve divulgar a natureza do relacionamento com as partes relacionadas, assim como informações sobre as transações e saldos existentes necessárias para a compreensão do potencial efeito desse relacionamento nas demonstrações contábeis. No mínimo, as divulgações devem incluir o montante das transações, o montante dos saldos existentes e seus termos e condições, incluindo se estão ou não com cobertura de seguro, a natureza da remuneração a ser paga; informações de quaisquer garantias dadas ou recebidas; provisão para créditos de liquidação duvidosa relacionada com o montante dos saldos existentes; e despesa reconhecida durante o período a respeito de dívidas incobráveis ou de liquidação duvidosa de partes relacionadas.

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
AES Big Sky LLC	03/10/2007	1.588.000,00	R\$ 413 mil – informação contábil	Indeterminado.	5 anos, com renovação automática por períodos sucessivos de 1 (um) ano	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A AES Big Sky LLC e a Companhia são sociedades pertencentes ao mesmo grupo econômico, sendo ambas subsidiárias da AES Corporation;						
Objeto contrato	<p>Em 27 de dezembro de 2005, contrato assinado com a Big Sky tem por objeto a aquisição de licenças de uso do software SAP ERP R/3. Este contrato tem prazo de 3 anos, com renovação anual automática e prevê pagamento de taxa de manutenção anual das referidas licenças contratadas de US\$ 13,9 mil. Em 2012 este contrato foi aditivado de modo a permitir a adição de mais 60 licenças SAP ao custo unitário do contrato original.</p> <p>A AES Sul celebrou um Contrato de Prestação de Serviços com a AES Big Sky LLC (“ABS”), em 3 de outubro de 2007, que tem por objeto a prestação de serviços de gerenciamento e administração da plataforma SAP, incluindo hospedagem no data center, suporte, gerenciamento de rede e determinadas tarefas correlacionadas “on demand”. Este contrato tem prazo de 5 anos e será automaticamente renovado por períodos sucessivos de 1 ano. Este contrato foi aditivado em 2012. O Despacho nº 1526 de 30/04/2012, da Aneel, aprovou o aditivo.</p>						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	o contrato pode ser rescindido (A) pela Companhia, a seu exclusivo critério, mediante notificação por escrito à AES Big Sky LLC: (i) em caso de falência, recuperação judicial ou extrajudicial da contratada; (ii) em caso de encerramento das atividades da contratante; (iii) em caso de ocorrência evento de força maior que persista por mais de 120 dias; e (iv) se a contratante não mais precisar dos serviços contratados; e (B) pela AES Big Sky LLC, a seu exclusivo critério, mediante notificação por escrito à Companhia: (i) em caso de não pagamento do valor contratado por período superior a três meses, exceto se tal valor estiver sendo contestado; (ii) se a Companhia não cumprir com suas obrigações legais e/ou contratuais; (iii) em caso de ocorrência evento de força maior que persista por mais de 120 dias; (iv) em caso de falência, recuperação judicial ou extrajudicial da contratante; e (v) em caso de alienação de controle da Companhia.						
Natureza e razão para a operação							
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda	31/12/2013	0,00	R\$ 40.395.000,00 em 2013 e R\$ 48.485.000,00 em 2012 (passivo circulante).		Não aplicável, por se tratar de pagamento de dividendos.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	a Companhia é controlada diretamente pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.						
Objeto contrato	A controladora AES Guaíba II concedeu prazo adicional à Companhia para o pagamento de parte dos dividendos já declarados no valor de R\$ 40.395, que poderão ser pagos até 31 de dezembro 2014.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda	31/12/2013	0,00	R\$ 412.848.000,00	Não aplicável	Não aplicável, por se tratar de pagamento de dividendos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor		a Companhia é controlada diretamente pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.					
Objeto contrato		Dividendos a pagar referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009, 2008 e 2007.					
Garantia e seguros		Não há					
Rescisão ou extinção		Não aplicável, por se tratar de pagamento de dividendos;					
Natureza e razão para a operação							
AES Eletropaulo	01/12/2011	32.000,00	R\$ 14 mil em 2014	-	10 anos, com início a partir da data de aprovação da ANEEL e da entrega da posse do imóvel à sublocadora	NÃO	0,000000
Relação com o emissor		a Companhia e a AES Eletropaulo são sociedades pertencentes ao mesmo grupo econômico, sendo ambas subsidiárias da The AES Corporation;					
Objeto contrato		Corresponde ao contrato de sublocação de parte de imóvel comercial celebrados entre a AES Eletropaulo (Sublocadora) e AES Sul (Sublocatária), pelo prazo de 10 anos. A ANEEL aprovou a operação com a AES Eletropaulo por meio do Despacho nº. 2.804/2012.					
Garantia e seguros		Não há					
Rescisão ou extinção		(i) no caso da desapropriação do "IMÓVEL" sublocado; (ii) da ocorrência de caso fortuito ou de força maior, regularmente comprovado, impeditivo da continuidade da sublocação, ocasionado a qualquer das partes; (iii) caso não sejam obtidas as aprovações da ANEEL e BNDESPAR (BNDES Participações S.A.); (iv) no caso de infração contratual de natureza grave, que impeça a continuidade desta sublocação.					
Natureza e razão para a operação							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

a. identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

A Companhia adota práticas de governança corporativa, incluindo os procedimentos do programa de Compliance da AES Brasil que se façam necessários (como exemplos: suporte às eventuais dúvidas relacionadas a situações que possam estabelecer conflito, bem como averiguações e investigações, caso tenhamos conhecimento ou informações de algo que suscite uma suspeita de conflito de interesses), além daquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentação, inclusive as previstas no Regulamento de Listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da BM&FBOVESPA ("Regulamento do Nível 2") (obs.: item válido apenas para EP).

A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos decisórios da Companhia, conforme regras previstas no Estatuto Social da Companhia. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da Companhia.

As operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos e condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

Adicionalmente, com vistas a fortalecer e aprimorar as práticas de governança corporativa, a Companhia instituiu no ano de 2014 uma política interna para transações com partes relacionadas, a qual dispõe de regras para tomadas de decisões de seus administradores e conselheiros fiscais em situações de conflito de interesses no âmbito de transações com partes relacionadas.

b. demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As operações da Companhia observam caráter estritamente comutativo, pois são realizadas dentro dos parâmetros de contratação estabelecidos pela ANEEL, que visam à modicidade tarifária, a estimular a expansão da oferta, a zelar pela compra eficiente e a definir mecanismos de proteção ao consumidor de energia elétrica. As operações entre partes relacionadas da Companhia são submetidas à aprovação dessa autarquia. No passado, essas operações foram realizadas dentro dos limites estabelecidos e foram devidamente aprovadas pela ANEEL.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
01/12/1997	433.236.271,36		214.243	65.055	279.298
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	65.055	NÃO HÁ	Não aplicável		

17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos últimos 3 exercícios sociais, o capital da Companhia não teve aumento de capital.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos últimos 3 exercícios sociais, o capital da Companhia não teve reduções de capital.

17.5 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	Em cada exercício social, os acionistas farão jus a um dividendo obrigatório de 25% do lucro líquido da Companhia, na forma do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações ("Lei nº 6.404/76").
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	As ações preferenciais terão prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio, no caso de liquidação da sociedade. O valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembléia Geral, observado o disposto no artigo 45, da Lei das Sociedades por Ações.
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	É necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto para deliberação sobre alteração nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização de uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criação de nova classe mais favorecida. Adicionalmente, a eficácia das deliberações sobre as matérias acima dependerá de prévia aprovação ou posterior ratificação, em prazo improrrogável de um ano, por titulares de mais da metade de cada classe de ações preferenciais prejudicadas, reunidos em assembleia especial convocada pelos administradores e instalada com as formalidades da Lei nº 6.404/76. Caso aprovada a matéria, terá o acionista dissidente titular de ações preferenciais o direito de retirar -se da Companhia, mediante reembolso do valor das suas ações. Ressalte-se que os acionistas titulares de ações preferenciais têm direito de voto nas deliberações a respeito da alteração de seu poder de voto restrito.
Outras características relevantes	Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.
<hr/>	
Espécie de ações ou CDA	Preferencial
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	As ações preferenciais conferirão a seus titulares o direito à percepção de dividendos não cumulativos, de no mínimo 6% (seis por cento) da parte do capital social integralizado própria a essa espécie de ações.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	Cada ação ordinária confere ao seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais da Companhia. As ações preferenciais adquirirão, entretanto, pleno direito de voto para quaisquer deliberações se a Companhia deixar de pagar, por 3 exercícios consecutivos, os dividendos a que fizerem jus.
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	As ações preferenciais terão prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio, no caso de liquidação da sociedade. O valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral, observado o disposto no artigo 45, da Lei das Sociedades por Ações.
Restrição a circulação	Não

18.1 - Direitos das ações

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

É necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto para deliberação sobre alteração nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização de uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criação de nova classe mais favorecida.

Adicionalmente, a eficácia das deliberações sobre as matérias acima dependerá de prévia aprovação ou posterior ratificação, em prazo improrrogável de um ano, por titulares de mais da metade de cada classe de ações preferenciais prejudicadas, reunidos em assembleia especial convocada pelos administradores e instalada com as formalidades da Lei nº 6.404/76.

Caso aprovada a matéria, terá o acionista dissidente titular de ações preferenciais o direito de retirar-se da Companhia, mediante reembolso do valor das suas ações.

Ressalte-se que os acionistas titulares de ações preferenciais têm direito de voto nas deliberações a respeito da alteração de seu poder de voto restrito.

Outras características relevantes

Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Não existem regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que obriguem a realização de oferta pública.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

As ações preferenciais adquirirão pleno direito de voto se a Companhia deixar de pagar, por 3 (três) exercícios consecutivos, os dividendos a que fizerem jus.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não Aplicável. Não há negociação de ações da Companhia na BM&FBOVESPA.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	1ª Emissão, para distribuição pública, em série única, de um total de 10 (dez) notas promissórias
Data de emissão	28/02/2014
Data de vencimento	23/02/2015
Quantidade (Unidades)	10
Valor total (Reais)	50.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Resgate Antecipado Facultativo: Todas as Notas Promissórias estarão sujeitas a resgate antecipado pela Companhia, total ou parcial, a exclusivo critério da Companhia ("Resgate Antecipado"), mediante comunicação por escrito aos referidos titulares das Notas Promissórias ou por meio de publicação nos jornais utilizados para a divulgação de informações societárias da Companhia, realizada com, no mínimo, 5 (cinco) dias úteis de antecedência, devendo a Companhia indicar na referida notificação a data, local da realização, o procedimento de resgate e o valor a ser resgatado ("Notificação de Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado, total ou parcial, deverá ocorrer pelo Valor Nominal Unitário das Notas Promissórias objeto do Resgate Antecipado, acrescido dos Juros Remuneratórios, calculados pro rata temporis a partir da Data de Emissão até a data do Resgate Antecipado, sem o pagamento de qualquer prêmio ou penalidade.
Características dos valores mobiliários	Valor nominal unitário de R\$ 5.000.000,00 i) Vencimento: 23/02/15. Vencimento Antecipado: As Notas Promissórias serão declaradas automática e antecipadamente vencidas na ocorrência de eventos descritos no item 18.10 deste Formulário de Referência. ii) Juros: Incidirá sobre o Valor Nominal Unitário taxa de juros remuneratórios equivalente à variação percentual acumulada de 100% da Taxa DI, capitalizada de uma sobretaxa de 1,05% ao ano, calculados de forma exponencial e cumulativa, pro rata temporis, por dias úteis, desde a Data de Emissão até a data da sua efetiva liquidação. iii) Garantia: Sem garantia. iv) Restrições: Não há restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos e emissão de novos valores mobiliários. Não há restrições à contratação de novas dívidas, desde que cumprido o covenant financeiro disposto no item (xiv) das hipóteses de vencimento antecipado descritas na Cártula de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nas deliberações da Assembleia Geral, a cada Nota Promissória caberá um voto. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes. A Assembleia Geral de titulares de Notas Promissórias se instalará, em primeira convocação, com a presença de titulares de Notas Promissórias que representem a metade, no mínimo, das Notas Promissórias em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número de titulares de Notas Promissórias.
Outras características relevantes	A 1ª Emissão de NP foi realizada com esforços restritos de colocação. Vide item 18.10 deste Formulário de Referência.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	3ª Emissão, para distribuição pública, em série única, de um total de 10 (dez) notas promissórias co
Data de emissão	26/08/2015
Data de vencimento	28/03/2020

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Quantidade (Unidades)	95.000
Valor total (Reais)	950.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	<p>A Emissora poderá, a qualquer momento a partir da Data de Emissão, realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures. O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures objeto do Resgate Antecipado Facultativo será equivalente ao seu respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão ou da data do pagamento da respectiva Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo; (ii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do referido resgate, se for o caso; e (iii) exclusivamente em caso de Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda, das Debêntures da Terceira e/ou das Debêntures da Quarta Série, do Prêmio (flat) que variará conforme a data do Resgate Antecipado Facultativo, observada a tabela abaixo ("Valor do Resgate Antecipado Facultativo"):</p> <p>PRÊMIO (%)</p> <p>FLAT DATA DO RESGATE ANTECIPADO FACULTATIVO</p> <p>1,50 Até o final do 1º (primeiro) ano de vigência das Debêntures</p> <p>1,25 Até o final do 2º (segundo) ano de vigência das Debêntures</p> <p>1,00 Até o final do 3º (terceiro) ano de vigência das Debêntures</p> <p>0,75 Até o final do 4º (quarto) ano de vigência das Debêntures</p> <p>0,50 Após o 4º ano de vigência das Debêntures até a Data de Vencimento</p>
Características dos valores mobiliários	<p>Valor nominal unitário de R\$10.000,00</p> <p>i) Vencimento: As Debêntures da Primeira Série terão vencimento em 26 de março de 2016, as Debêntures da Segunda Série, as Debêntures da Terceira Série e as Debêntures da Quarta Série terão vencimento em 28 de março de 2020</p> <p>ii) Vencimento Antecipado: As debêntures serão declaradas vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de eventos descritos no item 18.10 deste Formulário de Referência.</p> <p>iii) Juros: As Debêntures farão jus ao pagamento de juros remuneratórios de CDI+ 2,40% para as Debêntures da Primeira Série ("Remuneração das Debêntures da Primeira Série"), e de CDI+4,75% para as Debêntures da Segunda Série, as Debêntures da Terceira Série e as Debêntures da Quarta Série</p> <p>iv) Garantia: Sem garantia ou preferência.</p> <p>v) Espécie: Quirografária.</p> <p>vi) Restrições: Não há restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos e emissão de novos valores mobiliários. Não há restrições à contratação de novas dívidas, desde que cumprido o covenant financeiro disposto no item (k) das hipóteses de vencimento antecipado descritas na Escritura de Emissão.</p> <p>vii) Agente Fiduciário: Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários</p>

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, a cada Debênture em Circulação caberá um voto. Exceto pelo disposto no item 10.12 da escritura, todas as deliberações a serem tomadas em Assembleia Geral de Debenturistas dependerão de aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, (i) 75% das Debêntures em Circulação, quando se tratar de deliberações que digam respeito aos Debenturistas de todas as Séries; (ii) 75% das Debêntures em Circulação da Primeira Série, quando se tratar de deliberações que digam respeito especificamente aos Debenturistas da Primeira Série; (iii) 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Segunda Série, quando se tratar de deliberações que digam respeito especificamente aos Debenturistas da Segunda Série; (iv) 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Terceira Série, quando se tratar de deliberações que digam respeito especificamente aos Debenturistas da Terceira Série; e (v) 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação da Quarta Série, quando se tratar de deliberações que digam respeito especificamente aos Debenturistas da Quarta Série.
Outras características relevantes	A 3ª Emissão foi realizada com esforços restritos. Vide item 18.10 deste Formulário de Referência
<hr/>	
Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	2ª Emissão, para distribuição pública, em série única
Data de emissão	03/10/2014
Data de vencimento	01/04/2015
Quantidade (Unidades)	180
Valor total (Reais)	180.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	-
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Resgate Antecipado Facultativo: Todas as Notas Promissórias estarão sujeitas a resgate antecipado pela Companhia, total ou parcial, a exclusivo critério da Companhia ("Resgate Antecipado"), mediante comunicação por escrito aos referidos titulares das Notas Promissórias ou por meio de publicação nos jornais utilizados para a divulgação de informações societárias da Companhia, realizada com, no mínimo, 5 (cinco) dias úteis de antecedência, devendo a Companhia indicar na referida notificação a data, local da realização, o procedimento de resgate e o valor a ser resgatado ("Notificação de Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado, total ou parcial, deverá ocorrer pelo Valor Nominal Unitário das Notas Promissórias objeto do Resgate Antecipado, acrescido dos Juros Remuneratórios, calculados pro rata temporis a partir da Data de Emissão até a data do Resgate Antecipado, sem o pagamento de qualquer prêmio ou penalidade.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários	<p>Valor nominal unitário de R\$ 1.000.000,00</p> <p>i) Vencimento: 01/04/15. Vencimento Antecipado: As Notas Promissórias serão declaradas automática e antecipadamente vencidas na ocorrência de eventos descritos no item 18.10 deste Formulário de Referência.</p> <p>ii) Juros: Incidirá sobre o Valor Nominal Unitário taxa de juros remuneratórios equivalente à variação percentual acumulada de 115% da Taxa DI ao ano, calculados de forma exponencial e cumulativa, pro rata temporis, por dias úteis, desde a Data de Emissão até a data da sua efetiva liquidação.</p> <p>iii) Garantia: Sem garantia.</p> <p>iv) Restrições: Não há restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos e emissão de novos valores mobiliários. Não há restrições à contratação de novas dívidas, desde que cumprido o covenant financeiro disposto no item (xiv) das hipóteses de vencimento antecipado descritas na Cártula de Emissão.</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nas deliberações da Assembleia Geral, a cada Nota Promissória caberá um voto. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes. A Assembleia Geral de titulares de Notas Promissórias se instalará, em primeira convocação, com a presença de titulares de Notas Promissórias que representem a metade, no mínimo, das Notas Promissórias em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número de titulares de Notas Promissórias.
Outras características relevantes	A 2ª Emissão de NP foi realizada com esforços restritos de colocação. Vide item 18.10 deste Formulário de Referência.
<hr/>	
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	2ª Emissão de debêntures de simples, não-conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da
Data de emissão	15/02/2013
Data de vencimento	15/02/2018
Quantidade (Unidades)	29.000
Valor total (Reais)	290.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Resgate Antecipado Facultativo: Será permitido o resgate antecipado facultativo total das Debêntures, a exclusivo critério da Companhia, a partir do 24º (vigésimo quarto) mês a contar da Data de Emissão, mediante pagamento de prêmio de resgate incidente sobre o valor de resgate, equivalente a 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano, calculado sobre o período remanescente até a Data de Vencimento das Debêntures.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários	<p>Valor nominal unitário de R\$10.000,00</p> <p>i) Vencimento: 15/02/18. Vencimento Antecipado: As debêntures serão declaradas vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de eventos descritos no item 18.10 deste Formulário de Referência.</p> <p>ii) Juros: O valor nominal das debêntures não será atualizado, mas farão jus (i) da Data de Emissão até 15/02/2018, a uma remuneração de 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um spread de 1,25% ao ano, base 252 dias úteis.</p> <p>iii) Garantia: Sem garantia ou preferência.</p> <p>iv) Espécie: Quirografária.</p> <p>v) Restrições: Não há restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos e emissão de novos valores mobiliários. Não há restrições à contratação de novas dívidas, desde que cumprido o covenant financeiro disposto no item (k) das hipóteses de vencimento antecipado descritas na Escritura de Emissão.</p> <p>vi) Agente Fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários cujos direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 2ª Emissão de Debêntures. É devida ao agente fiduciário, uma remuneração a ser paga em parcelas anuais de R\$3.500,00 (três mil e quinhentos reais), sendo o primeiro pagamento devido no 5º (quinto) dia útil após a assinatura da Escritura de Emissão, e os demais pagamentos nas mesmas datas dos anos subsequentes. O Agente Fiduciário tem o dever de proteger os direitos e interesses dos Debenturistas, além de outros deveres previstos em lei, em ato normativo da CVM.</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	<p>Nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, a cada Debênture em Circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão deverão ser aprovadas por Debenturistas que representem pelo menos 50% (cinquenta por cento) das Debêntures em Circulação.</p>
Outras características relevantes	<p>A 2ª Emissão foi realizada com esforços restritos de colocação.</p> <p>Vide item 18.10 deste Formulário de Referência</p>

Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	4ª Emissão, para distribuição pública, em série única, de um total de 10 (dez) notas promissórias
Data de emissão	23/06/2015
Data de vencimento	20/12/2015
Quantidade (Unidades)	10
Valor total (Reais)	50.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Todas as Notas Promissórias estarão sujeitas a resgate antecipado pela Companhia, total ou parcial, a exclusivo critério da Companhia ("Resgate Antecipado"), respeitado prazo mínimo de 30 dias contados da Data de Emissão quando se tratar de Resgate Antecipado parcial, mediante comunicação por escrito aos referidos titulares das Notas Promissórias ou por meio de publicação nos jornais utilizados para a divulgação de informações societárias da Companhia, realizada com, no mínimo, 5 (cinco) Dias Úteis de antecedência, devendo a Companhia indicar na referida notificação a data, local da realização, o procedimento de resgate e o valor a ser resgatado ("Notificação de Resgate Antecipado"), observados os procedimentos e prazos previstos na Instrução CVM nº 134/90, ficando, para tanto, desde já autorizado pelo titular desta Nota Promissória. O Resgate Antecipado, total ou parcial, deverá ocorrer pelo Valor Nominal Unitário das Notas Promissórias objeto do Resgate Antecipado, acrescido dos Juros Remuneratórios, calculados pro rata temporis a partir da Data de Emissão até a data do Resgate Antecipado, sem o pagamento de qualquer prêmio ou penalidade.
Características dos valores mobiliários	<p>Valor nominal unitário de R\$ 5.000.000,00</p> <p>i) Vencimento: 20/12/15. Vencimento Antecipado: As Notas Promissórias serão declaradas automática e antecipadamente vencidas na ocorrência de eventos descritos no item 18.10 deste Formulário de Referência.</p> <p>ii) Juros: Incidirá sobre o Valor Nominal Unitário taxa de juros remuneratórios equivalente à variação percentual acumulada de 100% da Taxa DI, capitalizada de uma sobretaxa de 2,40% ao ano, calculados de forma exponencial e cumulativa, pro rata temporis, por dias úteis, desde a Data de Emissão até a data da sua efetiva liquidação.</p> <p>iii) Garantia: Sem garantia.</p> <p>iv) Restrições: Não há restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos e emissão de novos valores mobiliários. Não há restrições à contratação de novas dívidas, desde que cumprido o covenant financeiro disposto no item (xvi) das hipóteses de vencimento antecipado descritas na Cártula de Emissão.</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nas deliberações da Assembleia Geral, a cada Nota Promissória caberá um voto. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes. A Assembleia Geral de titulares de Notas Promissórias se instalará, em primeira convocação, com a presença de titulares de Notas Promissórias que representem a metade, no mínimo, das Notas Promissórias em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número de titulares de Notas Promissórias.
Outras características relevantes	A 4ª Emissão de NP foi realizada com esforços restritos de distribuição. Vide item 18.10 deste Formulário de Referência.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

As Debêntures são registradas para negociação no mercado secundário por meio do Cetip21 – Títulos e Valores Mobiliários (“Cetip21”), ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A. – Mercados Organizados (“CETIP”), sendo a distribuição e a negociação liquidadas por meio da CETIP e as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP.

As Notas Promissórias são registradas para distribuição no mercado primário no MDA e para custódia eletrônica e negociação no mercado secundário no CETIP21, ambos administrados e operacionalizados pela CETIP, sendo a distribuição e as negociações liquidadas financeiramente de acordo com os procedimentos da CETIP.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

Não aplicável

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

2ª Emissão de Debêntures pela Companhia

Em 15 de fevereiro de 2013, a Companhia emitiu 29.000 debêntures simples, não-conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária), em série única, com valor nominal unitário de R\$10 mil, no valor total de R\$ 290 milhões, com data de emissão em 15 de fevereiro de 2013 e vencimento final em 15 de fevereiro de 2018. Para maiores informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

1ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 28 de fevereiro de 2014, a Companhia emitiu 50 milhões em notas promissórias, em série única, sob regime de garantia firme de colocação, com valor nominal unitário de R\$5 milhões, no valor total de R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões), com vencimento em 23 de fevereiro de 2015.

2ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 03 de outubro de 2014, a Companhia emitiu 180 milhões em notas promissórias, em série única, sob regime de garantia firme de colocação, com valor nominal unitário de R\$1 milhões, no valor total de R\$180.000.000,00 (cento e oitenta milhões), com vencimento em 1º de abril de 2015.

3ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 23 de fevereiro de 2015, a Companhia emitiu 50 milhões em notas promissórias, em série única, sob regime de garantia firme de colocação, com valor nominal unitário de R\$5 milhões, no valor total de R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões), com vencimento em 23 de junho de 2015.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

Não aplicável.

18.10 - Outras informações relevantes

Complemento ao Item 18.5

4ª Emissão de Nota Promissória

Vencimento antecipado

Serão declaradas automática e antecipadamente vencidas todas as obrigações descritas neste instrumento e exigido o imediato pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário acrescido dos Juros Remuneratórios e dos encargos, calculados pro rata temporis, a partir da Data de Emissão, independentemente de aviso, interpelação ou notificação, judicial ou extrajudicial, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos:

- (i) proposição de pedido de recuperação judicial ou extrajudicial pela Emissora;
- (ii) pedido de autofalência ou de falência da Emissora, exceto se tais medidas forem propostas com manifesta má-fé ou se elididas em 30 (trinta) dias úteis;
- (iii) deferimento ou decretação da falência da Emissora;
- (iv) inadimplemento pela Emissora de quaisquer obrigações não pecuniárias a que estejam sujeitos em razão desta Emissão, não sanado no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados da data de recebimento, pela Emissora, da notificação por escrito informando acerca do referido inadimplemento;
- (v) falta de pagamento, pela Emissora, do principal e remuneração da Nota Promissória na respectiva data de vencimento;
- (vi) vencimento antecipado de quaisquer obrigações da Emissora cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos contados da data do respectivo inadimplemento;
- (vii) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), salvo se no prazo de 5 (cinco) dias contados da data do respectivo protesto: (a) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (b) for cancelado, (c) tiver sido apresentada por garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (d) a Emissora tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (e) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial;
- (viii) se, sem o expresse consentimento dos titulares das Notas Promissórias, a Emissora tiver, total ou parcialmente, o seu controle acionário cedido, transferido ou por qualquer forma alienado, exceto se não acarretar a perda do controle direto ou indireto da Emissora pela AES Corporation;
- (ix) se, sem o expresse consentimento dos titulares de Notas Promissórias, a Emissora sofrer qualquer operação de incorporação, cisão ou fusão, exceto nos casos em que se realizadas entre sociedades integrantes dos seus respectivos grupo econômico;
- (x) comprovação de falsidade e/ou incorreção nas declarações prestadas pela Emissora em qualquer dos documentos relacionados à Emissão, desde que afete de forma adversa e relevante as Notas Promissórias;
- (xi) não cumprimento de qualquer decisão administrativa, arbitral ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora, cujo descumprimento possa afetar de forma relevante a capacidade da Emissora em realizar os pagamento devidos aos titulares das Notas Promissórias;
- (xii) redução de capital social sem o expresse consentimento dos titulares das Notas Promissórias (exceto se realizada para absorção de prejuízos);
- (xiii) declaração, pela Emissora, de dividendos ou juros sobre o capital próprio enquanto inadimplente para com as obrigações assumidas sob as Notas Promissórias, com exceção dos dividendos obrigatórios em virtude de disposição legal ou de dividendo mínimo obrigatório estatutário;
- (xiv) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, alvarás e licenças necessárias para o regular exercício das atividades pela Emissora, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias e que comprovadamente afete a capacidade operacional ou financeira da Emissora, de forma a afetar sua capacidade em honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Notas Promissórias;
- (xv) ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, parte substancial dos ativos, propriedades e das ações do capital social da Emissora;
- (xvi) não manutenção por dois trimestres consecutivos, até o vencimento dessa dívida, dos seguintes índices e limites, e desde que haja notas promissórias em circulação, verificados trimestralmente pelo credor, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras da Emissora ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 30 de junho de 2015, em ate 15 (quinze) dias corridos após a divulgação a CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Nota Promissória:
 - (a) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes; e
 - (b) O índice obtido da divisão entre EBITDA pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Para os fins do item "xiv" acima, definem-se:

- (i) Dívida Líquida Financeira: significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;

18.10 - Outras informações relevantes

- (ii) Dívida: significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas ou instrumentos similares; (c) todas as obrigações ou direitos da Emissora evidenciados por contratos de derivativos; (d) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios ("Empréstimos Compulsórios"), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás ("Empréstimos Eletrobrás"); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "1" e "2" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades
- (iii) EBITDA: significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de "custo de operação", e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, desde que não incluídos no resultado operacional acima;
- (iv) Despesa Financeira: significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "a" e "b" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- (v) Receita Financeira: significa as receitas da Emissora (e de qualquer pessoa jurídica na qual a Emissora venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela Emissora na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu;
- (vi) Resultado Financeiro: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

3ª Emissão de Nota Promissória

Vencimento antecipado

Serão declaradas automática e antecipadamente vencidas todas as obrigações descritas neste instrumento e exigido o imediato pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário acrescido dos Juros Remuneratórios e dos encargos, calculados pro rata temporis, a partir da Data de Emissão, independentemente de aviso, interpelação ou notificação, judicial ou extrajudicial, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos:

- (i) proposição de pedido de recuperação judicial ou extrajudicial pela Emissora;
- (ii) pedido de autofalência ou de falência da Emissora, exceto se tais medidas forem propostas com manifesta má-fé ou se elididas em 30 (trinta) dias úteis;
- (iii) deferimento ou decretação da falência da Emissora;
- (iv) inadimplemento pela Emissora de quaisquer obrigações não pecuniárias a que estejam sujeitos em razão desta Emissão, não sanado no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados da data de recebimento, pela Emissora, da notificação por escrito informando acerca do referido inadimplemento;
- (v) falta de pagamento, pela Emissora, do principal e remuneração da Nota Promissória na respectiva data de vencimento;
- (vi) vencimento antecipado de quaisquer obrigações da Emissora cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos contados da data do respectivo inadimplemento;
- (vii) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), salvo se no prazo de 5 (cinco) dias contados da data do respectivo protesto: (a) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (b) for cancelado, (c) tiver sido apresentada por garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (d) a Emissora tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (e) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial;
- (viii) se, sem o expresso consentimento dos titulares das Notas Promissórias, a Emissora tiver, total ou parcialmente, o seu controle acionário cedido, transferido ou por qualquer forma alienado, exceto se não acarretar a perda do controle direto ou indireto da Emissora pela AES Corporation;
- (ix) se, sem o expresso consentimento dos titulares de Notas Promissórias, a Emissora sofrer qualquer operação de incorporação, cisão ou fusão, exceto nos casos em que se realizadas entre sociedades integrantes dos seus respectivos grupo econômico;
- (x) comprovação de falsidade e/ou incorreção nas declarações prestadas pela Emissora em qualquer dos documentos relacionados à Emissão, desde que afete de forma adversa e relevante as Notas Promissórias;

18.10 - Outras informações relevantes

- (xi) não cumprimento de qualquer decisão administrativa, arbitral ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora, cujo descumprimento possa afetar de forma relevante a capacidade da Emissora em realizar os pagamentos devidos aos titulares das Notas Promissórias;
- (xii) redução de capital social sem o expresso consentimento dos titulares das Notas Promissórias (exceto se realizada para absorção de prejuízos);
- (xiii) declaração, pela Emissora, de dividendos ou juros sobre o capital próprio enquanto inadimplente para com as obrigações assumidas sob as Notas Promissórias, com exceção dos dividendos obrigatórios em virtude de disposição legal ou de dividendo mínimo obrigatório estatutário;
- (xiv) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, alvarás e licenças necessárias para o regular exercício das atividades pela Emissora, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias e que comprovadamente afete a capacidade operacional ou financeira da Emissora, de forma a afetar sua capacidade em honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Notas Promissórias;
- (xv) ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, parte substancial dos ativos, propriedades e das ações do capital social da Emissora;
- (xvi) não manutenção por dois trimestres consecutivos, até o vencimento dessa dívida, dos seguintes índices e limites, e desde que haja notas promissórias em circulação, verificados trimestralmente pelo credor, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras da Emissora ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 30 de setembro de 2014, em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação a CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Nota Promissória:
 - (a) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes; e
 - (b) O índice obtido da divisão entre EBITDA pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Para os fins do item "xiv" acima, definem-se:

- (i) Dívida Líquida Financeira: significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;
- (ii) Dívida: significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios ("Empréstimos Compulsórios"), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás ("Empréstimos Eletrobrás"); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "1" e "2" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- (iii) EBITDA: significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de "custo de operação", e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, desde que não incluídos no resultado operacional acima;
- (iv) Despesa Financeira: significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "a" e "b" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- (v) Receita Financeira: significa as receitas da Emissora (e de qualquer pessoa jurídica na qual a Emissora venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela Emissora na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu;
- (vi) Resultado Financeiro: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

2ª Emissão de Nota Promissória

Vencimento antecipado

Serão declaradas antecipadamente vencidas todas as obrigações relativas às Notas Promissórias e exigir o pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão, até a data do efetivo pagamento, e demais encargos devidos e não pagos até a data do efetivo pagamento, apurado na forma da lei e de acordo com o disposto nesta cártula, caso ocorram quaisquer das seguintes hipóteses (cada um, uma "Hipótese de Vencimento Antecipado"):

- i) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Emissora;

18.10 - Outras informações relevantes

- ii) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de auto-falência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora;
- iii) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária (que não aquelas descritas no item (iv) abaixo) e/ou não pecuniária previstas nesta cártula não sanadas dentro de um prazo de 30 (trinta) dias contados da comunicação do referido descumprimento: (i) pela Emissora ao Agente de Notas (conforme definido abaixo); ou (ii) pelo Agente de Notas (conforme definido abaixo) à Emissora, dos dois o que ocorrer primeiro, sendo que esse prazo não se aplica às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo específico;
- iv) inadimplemento pela Emissora do Valor Nominal Unitário e/ou Remuneração da Nota Promissória na respectiva Data de Vencimento não sanados no prazo de até 1 (um) dia útil, contado das respectivas Datas de Vencimento;
- v) declaração de vencimento antecipado de quaisquer obrigações da Emissora cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos);
- vi) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), salvo se no prazo de 5 (cinco) dias contados da data do respectivo protesto: (a) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (b) for cancelado, (c) tiver sido apresentada garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (d) a Emissora tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (e) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial;
- vii) se, sem o expresso consentimento do Agente de Notas (conforme definido abaixo), representando os titulares das Notas Promissórias, a Emissora tiver, total ou parcialmente, o seu controle acionário cedido, transferido ou de qualquer forma alienado, exceto se tal operação não acarretar a perda do controle direto ou indireto da Emissora pela AES Corporation;
- viii) se, sem o expresso consentimento do Agente de Notas (conforme definido abaixo), representando os titulares de Notas Promissórias, a Emissora sofrer qualquer operação de incorporação, cisão ou fusão, exceto nos casos em que tais operações sejam realizadas entre sociedades integrantes dos seus respectivos grupo econômico;
- ix) comprovação de falsidade ou incorreção, em qualquer aspecto material relevante, das declarações e informações prestadas pela Emissora nos documentos relacionados à Emissão, desde que afete de forma adversa as Notas Promissórias;
- x) decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, cujo valor total, individual ou agregado, ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), desde que a Emissora não comprove o pagamento do referido valor total ou ao cumprimento da referida decisão, conforme aplicável, ao Agente de Notas, no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados dos prazos e termos estabelecidos em referida decisão judicial transitada em julgado ou decisão arbitral definitiva;
- xi) não cumprimento de decisão administrativa definitiva contra a Emissora, cujo valor total, individual ou agregado, ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), desde que os efeitos da referida decisão não tenham sido comprovadamente contestados na esfera judicial pela Emissora, dentro de 30 dias úteis contados da data publicação da referida decisão administrativa definitiva, cabendo ainda a Emissora a comprovação da adoção das medidas judiciais necessárias para a efetiva suspensão dos efeitos da decisão administrativa definitiva;
- xii) redução de capital social sem o expresso consentimento do Agente de Notas (conforme definido abaixo), representando os titulares das Notas Promissórias (exceto se realizada para absorção de prejuízos);
- xiii) distribuição de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio acima do mínimo obrigatório pela Emissora enquanto inadimplente para com as obrigações pecuniárias assumidas sob as Notas Promissórias;
- xiv) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão, das autorizações, alvarás e licenças necessárias para o regular exercício das atividades pela Emissora, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias e que comprovadamente afete a capacidade operacional ou financeira da Emissora, de forma a afetar sua capacidade em honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Notas Promissórias;
- xv) não renovação, cancelamento, revogação, intervenção ou suspensão, bem como término antecipado ou transferência a terceiro, do Contrato de Concessão nº 12/1997 - DNAEE, para distribuição de energia elétrica, celebrado entre a União, a Emissora e a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., em 06 de novembro de 1997, conforme aditado de tempos em tempos, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias;
- xvi) se a Emissora e/ou qualquer controladora ou sucessora questionar judicialmente esta Nota Promissória e/ou qualquer dos documentos relacionados à Emissão e/ou se for verificada a invalidade, nulidade ou inexistência desta Nota Promissória;
- xvii) se a Emissora não utilizar os recursos líquidos obtidos com a Emissão desta Nota Promissória estritamente, conforme previsto abaixo;
- xviii) perda ou o cancelamento do registro de companhia aberta da Emissora perante a CVM;
- xix) ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, parte substancial dos ativos, propriedades e das ações do capital social da Emissora;
- xx) descumprimento por dois trimestres consecutivos, até o vencimento dessa dívida, dos seguintes índices e limites, e desde que haja Notas Promissórias em circulação, acompanhados trimestralmente pelo Agente de Notas (conforme definido abaixo), a serem calculados pela Emissora com base nas demonstrações financeiras e balanços patrimoniais consolidados da Emissora ao final de cada trimestre, auditadas ou revisadas trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, a partir do trimestre encerrado em 30 de setembro de 2014, em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação a CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Nota Promissória:
 - a) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes; e
 - b) O índice obtido da divisão entre EBITDA pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Para os fins do item "xx)" acima, definem-se:

18.10 - Outras informações relevantes

- xx.a) Dívida Líquida Financeira: significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;
- xx.b) Dívida: significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios ("Empréstimos Compulsórios"), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás ("Empréstimos Eletrobrás"); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "1" e "2" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- xx.c) EBITDA: significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de "custo de operação", e (c) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, desde que não incluídos no resultado operacional acima;
- xx.d) Despesa Financeira: significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (d) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "a" e "b" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- xx.e) Receita Financeira: significa as receitas da Emissora em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu;
- xx.f) Resultado Financeiro: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

1ª Emissão de Nota Promissória

Vencimento antecipado

Serão declaradas automática e antecipadamente vencidas todas as obrigações descritas neste instrumento e exigido o imediato pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário acrescido dos Juros Remuneratórios e dos encargos, calculados *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão, independentemente de aviso, interpelação ou notificação, judicial ou extrajudicial, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos:

- i) proposição de pedido de recuperação judicial ou extrajudicial pela Emissora e/ou por outras sociedades que, relativamente à Emissora, sejam controladas, assim consideradas de acordo com a definição prevista no artigo 243 e parágrafos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 e na legislação fiscal, doravante denominadas simplesmente "Sociedades"; ii) pedido de autofalência ou de falência da Emissora, exceto se tais medidas forem propostas com manifesta má-fé ou se elididas em 30 (trinta) dias úteis;
- iii) deferimento ou decretação da falência da Emissora;
- iv) inadimplemento pela Emissora de quaisquer obrigações não pecuniárias a que estejam sujeitos em razão desta Emissão, não sanado no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados da data de recebimento, pela Emissora, da notificação por escrito informando acerca do referido inadimplemento;
- v) falta de pagamento, pela Emissora, do principal e remuneração da Nota Promissória na respectiva data de vencimento;
- vi) vencimento antecipado de quaisquer obrigações da Emissora cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos contados da data do respectivo inadimplemento;
- vii) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual e/ou agregado seja igual e/ou superior ao equivalente em reais (R\$) a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), salvo se no prazo de 5 (cinco) dias contados da data do respectivo protesto: (a) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (b) for cancelado, (c) tiver sido apresentada por garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (d) a Emissora tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (e) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial;
- viii) se, sem o expresse consentimento dos titulares das Notas Promissórias, a Emissora tiver, total ou parcialmente, o seu controle acionário cedido, transferido ou por qualquer forma alienado, exceto se não acarretar a perda do controle direto ou indireto da Emissora pela AES Corporation;
- ix) se, sem o expresse consentimento dos titulares de Notas Promissórias, a Emissora sofrer qualquer operação de incorporação, cisão ou fusão, exceto nos casos em que se realizadas entre sociedades integrantes dos seus respectivos grupo econômico;
- x) comprovação de falsidade e/ou incorreção nas declarações prestadas pela Emissora em qualquer dos documentos relacionados à Emissão, desde que afete de forma adversa e relevante as Notas Promissórias;

18.10 - Outras informações relevantes

- xi) não cumprimento de qualquer decisão administrativa, arbitral ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora, cujo descumprimento possa afetar de forma relevante a capacidade da Emissora em realizar os pagamento devidos aos titulares das Notas Promissórias;
- xii) redução de capital social sem o expreso consentimento dos titulares das Notas Promissórias (exceto se realizada para absorção de prejuízos);
- xiii) declaração, pela Emissora, de dividendos ou juros sobre o capital próprio enquanto inadimplente para com as obrigações assumidas sob as Notas Promissórias, com exceção dos dividendos obrigatórios em virtude de disposição legal ou de dividendo mínimo obrigatório estatutário;
- xiv) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, alvarás e licenças necessárias para o regular exercício das atividades pela Emissora, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias e que comprovadamente afete a capacidade operacional ou financeira da Emissora, de forma a afetar sua capacidade em honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Notas Promissórias;
- xv) ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, parte substancial dos ativos, propriedades e das ações do capital social da Emissora;
- xiv) descumprimento por dois trimestres consecutivos, até o vencimento dessa dívida, dos seguintes índices e limites, e desde que haja notas promissórias em circulação, verificados trimestralmente pelo credor, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras da Emissora ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 30 de junho de 2014, em ate 15 (quinze) dias corridos após a divulgação a CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Nota Promissória:
 - a) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes; e
 - b) O índice obtido da divisão entre EBITDA pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Para os fins do item "xiv" acima, definem-se:

- i) Dívida Líquida Financeira: significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;
- ii) Dívida: significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios ("Empréstimos Compulsórios"), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás ("Empréstimos Eletrobrás"); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "1" e "2" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- iii) EBITDA: significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de "custo de operação", e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, desde que não incluídos no resultado operacional acima;
- iv) Despesa Financeira: significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens "a" e "b" acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;
- v) Receita Financeira: significa as receitas da Emissora (e de qualquer pessoa jurídica na qual a Emissora venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela Emissora na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu;
- vi) Resultado Financeiro: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

3ª Emissão de Debêntures

Vencimento antecipado

7.1.1 Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que acarretam o vencimento automático das obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão, aplicando-se o disposto no item 7.2 abaixo:

- (a) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Emissora ou pela AES Guaíba;
- (b) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de auto-falência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora ou da AES Guaíba;
- (c) falta de pagamento, pela Emissora do Valor Total da Emissão e /ou da Remuneração, nas respectivas datas de vencimento previstas nesta Escritura de Emissão, não sanadas no prazo de 1 (um) Dia Útil contado das respectivas datas de vencimento;
- (d) transformação do tipo societário da Emissora e/ou perda e/ou o cancelamento do registro de companhia aberta da Emissora perante a CVM;

18.10 - Outras informações relevantes

- (e) questionamento judicial, pela Emissora, pela AES Guaíba, por qualquer de suas controladoras e/ou controladas, desta Escritura de Emissão, dos Contratos de Garantias ou se for verificada a invalidade, nulidade ou inexecutabilidade desta Escritura de Emissão e/ou dos Contratos de Garantias;
- (f) alteração do controle acionário da Emissora (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações que não resulte na AES Corporation como controladora direta ou indireta da Emissora, exceto se aprovada pelos Debenturistas;
- (g) cisão, fusão ou incorporação (incluindo incorporação de ações) envolvendo a Emissora, para a qual não tenha sido obtida a anuência prévia dos Debenturistas;
- (h) se houver alteração do objeto social da Emissora de forma a alterar as suas atividades preponderantes, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas;
- (i) redução de capital social da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelo Debenturistas, conforme disposto no artigo 174, parágrafo 3º, da Lei das Sociedades por Ações, ou se realizada para absorção de prejuízo;
- (j) falta de cumprimento pela Emissora da obrigação de depósito, na Conta Reserva, dos recursos equivalentes a 50% (cinquenta por cento) da próxima parcela vincenda de cada pagamento da Amortização Programada e/ou da Remuneração, não sanado no prazo de até 1 (um) Dia Útil da data em que tal depósito deveria ter sido realizado, nos termos do Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas;
- (k) declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório, caso a razão Dívida Líquida Financeira Acrescida de Dividendos pelo Ebitda seja superior a 2,5x, com base nas últimas demonstrações financeiras da Emissora publicadas, sendo certo que, para os fins desta alínea, "Dívida Líquida Financeira Acrescida de Dividendos" significa a Dívida Líquida Financeira da Emissora acrescida dos dividendos que a Emissora tenha intenção de declarar a qualquer momento;
- (l) se a Emissora utilizar os recursos líquidos obtidos com a presente Emissão para fins adversos do previsto nesta Escritura de Emissão;
- (m) caso a Emissora pague dividendos em desacordo com o estabelecido no Contrato de Penhor de Ações;
- (n) se a Emissora prometer, ceder ou transferir suas obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão, total ou parcialmente, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas;
- (o) celebração de contratos de mútuo pela Emissora, em valor individual ou agregado superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), com quaisquer sociedades, nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico (intercompany loans) sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas, exceto se o pagamento de principal, juros e demais encargos for inteiramente subordinado ao pagamento da dívida objeto desta Escritura de Emissão;
- (p) se houver qualquer alteração da composição do capital social da Emissora, mediante: (i) emissão de novas ações, de bônus de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou de partes beneficiárias, em todos os casos, sem observância das restrições impostas no Contrato de Penhor de Ações; (ii) outorga de opção de compra de quaisquer desses títulos; (iii) criação de nova espécie ou classe de ações, sem que permaneça inalterado o percentual de participação da AES Guaíba no capital votante e no capital social total da Emissora; e (iv) quaisquer hipóteses que possam acarretar o direito de recesso ao acionista dissidente, que não tenham recebido tratamento específico nesta Cláusula 7, salvo se em todos os casos descritos nos subitens (i) a (iv) desta alínea, houver concordância prévia dos Debenturistas e forem observadas e cumpridas pela Emissora as obrigações estabelecidas no Contrato de Penhor de Ações;
- (q) protesto de títulos contra a Emissora, ainda que na condição de garantidora, cujo valor individual ou global ultrapasse o montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), salvo se (i) no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis da notificação de protesto a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (ii) for cancelado, ou ainda (iii) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial;
- (r) não renovação, cancelamento, revogação, intervenção ou suspensão, bem como término antecipado ou transferência a terceiro, do Contrato de Concessão n.º 12/1997 - DNAEE, para distribuição de energia elétrica, celebrado entre a União, a Emissora e a AES Guaíba, em 06 de novembro de 1997, conforme aditado de tempos em tempos, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias;
- (s) decisão(ões) judicial(is) transitada(s) em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, cujo valor unitário ou agregado total ultrapasse(m) o montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), desde que a Emissora não comprove ao Agente Fiduciário o pagamento do referido valor total, nos prazos e termos estabelecidos em referida decisão judicial transitada em julgado ou decisão arbitral definitiva;
- (t) credenciar qualquer instituição financeira ou prestadora de serviços para arrecadar direitos de crédito e recebíveis de usuários pelos serviços de distribuição de energia elétrica que não tenha concordado com a notificação dos Anexos II ou III Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas, conforme o caso;
- (u) criar, sem prévia autorização dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, novas contas de centralização além das Contas Centralizadoras (conforme definidas no Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas); e
- (v) ocorrência ou existência de um inadimplemento, evento de inadimplemento, ou qualquer outra condição ou evento (de qualquer forma descritos) pela Emissora, nos termos de um ou mais acordos financeiros ou instrumentos financeiros, que resulte ou possa resultar no vencimento antecipado de qualquer obrigação da Emissora ou possa tornar exigível antes do tempo qualquer obrigação que valor individual ou agregado igual ou superior ao montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais).
- 7.1.2 Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que podem acarretar o vencimento das obrigações decorrentes das Debêntures, aplicando-se o disposto no item 7.3 abaixo, qualquer dos eventos previstos em lei e/ou qualquer dos seguintes Eventos de Inadimplemento:
- (a) não obtenção, não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, alvarás e licenças necessárias para a execução de seu objeto social, conforme descrito no estatuto social da Emissora, salvo aquelas que estejam em processo de renovação e desde que o pedido de renovação tenha sido realizado dentro dos prazos regulamentares e de acordo com a legislação aplicável;
- (b) o não pagamento de tributos ou quaisquer outros valores cobrados por entidades governamentais, exceto quando tais tributos ou valores sejam contestados de boa-fé pelos procedimentos legais apropriados e tenham sua exigibilidade suspensa nos termos da Lei n.º 5.172, de 25 de Outubro de 1966, conforme alterado ("Código Tributário Nacional") ou da regulamentação vigente aplicável a cada caso;
- (c) ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, a totalidade ou parte substancial dos ativos da Emissora;
- (d) onerar, empenhar ou dar em garantia todo ou parte material de seus ativos permanentes;
- (e) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão e/ou nos Contratos de Garantias relacionados à presente Emissão e às Garantias, incluindo, mas sem limitação à substituição e reforço das Garantias, nos termos dos Contratos de Garantias, dentro de um prazo de 15 (quinze) dias contados da data de comunicação do referido descumprimento: (i) pela Emissora ao Agente Fiduciário; ou (ii) pelo Agente Fiduciário à Emissora, dos dois o que ocorrer primeiro, sendo que esse prazo não se aplica às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo específico;
- (f) se a Emissora ou a AES Guaíba sofrerem procedimento judicial ou extrajudicial que afete qualquer das Garantias prestadas, conforme aplicável;
- (g) as declarações e garantias prestadas pela Emissora e pela AES Guaíba nesta Escritura de Emissão, nos Contratos de Garantias e/ou em outros instrumentos a eles relacionados, revelarem-se incorretas, incompletas, omissas, enganosas, inverídicas, inconsistentes e/ou imprecisas;
- (h) se as obrigações da Emissora decorrentes da presente Escritura de Emissão deixarem de concorrer pelo menos "pari passu" com todas as demais dívidas da Emissora que tenham garantias da mesma natureza das Garantias outorgadas na presente Emissão, presentes e futuras;
- (i) alienar, vender (mesmo sob a forma de "sale leaseback"), transmitir ou transferir toda e qualquer parte de seus ativos, exceto nos seguintes casos: (i) para ativos imobilizados cujo valor unitário ou agregado total não ultrapasse o montante total de R\$40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); (ii) se o produto da alienação, venda ou transmissão for utilizado para o Resgate Antecipado Facultativo ou para a Amortização Extraordinária Facultativa das Debêntures e (iii) com relação aos recebíveis dos serviços de distribuição de energia elétrica, caso eles sejam alienados no âmbito de contratos de compra e venda de energia, ou na celebração de eventuais contratos de financiamento com o BNDES;
- (j) não-manutenção pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, verificados trimestralmente pelo Agente Fiduciário, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras

18.10 - Outras informações relevantes

consolidadas da Emissora, ao final de cada trimestre, a partir de 31 de março de 2015, e apresentados pela Emissora ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Escritura de Emissão:

- (i) O índice obtido pela divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes.

Onde:

“Dívida Líquida Financeira” significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras.

“Dívida” significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, ou instrumentos similares; (c) todas as obrigações ou direitos da Emissora evidenciados por contratos de derivativos, (d) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (e) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (g) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios (“Empréstimos Compulsórios”), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás (“Empréstimos Eletrobrás”); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “1” e “2” acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;

“EBITDA” significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de “custo de operação”, e (c) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (“ANEEL”), desde que não incluídos no resultado operacional acima;

- (i) O índice obtido da divisão entre EBITDA (conforme definido acima) pelo Resultado Financeiro (conforme abaixo definido) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

“Resultado Financeiro” é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

“Despesas Financeiras” significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (d) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “a” e “b” acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;

“Receita Financeira” significa as receitas da Emissora em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

Amortização extraordinária

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado total das Debêntures, com o conseqüente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas para aceitar a oferta de resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos abaixo (“Oferta de Resgate Antecipado”):

- (i) a Emissora realizará a Oferta de Resgate Antecipado por meio de comunicação ao Agente Fiduciário e, na mesma data, por meio de publicação de anúncio nos termos do item 5.25 abaixo, com, no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado”), o qual deverá descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado, incluindo, mas sem limitação, (a) o valor do prêmio de resgate, caso exista; (c) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures a serem resgatadas; (d) a forma de manifestação à Emissora dos Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado, observado o disposto no inciso (iii) abaixo; e (e) demais informações necessárias para tomada de decisão pelos Debenturistas e à operacionalização do resgate das Debêntures;
- (ii) o valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures indicadas por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado será equivalente a, no mínimo, o Valor Nominal Unitário objeto do resgate, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento, acrescido, se for o caso, de prêmio de resgate que venha a ser oferecido no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado;
- (iii) a Emissora poderá condicionar a Oferta de Resgate Antecipado à aceitação desta por um percentual mínimo de Debêntures, a ser definido e divulgado por meio do Edital de Oferta de Resgate Antecipado;
- (iv) após a publicação do Edital de Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado deverão se manifestar nesse sentido à Emissora até o encerramento do prazo a ser estabelecido no Edital de Oferta de Resgate Antecipado para se manifestarem formalmente perante a Emissora, findo o qual a mesma terá determinado prazo, conforme estabelecido no Edital de Oferta de Resgate Antecipado para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado, a qual ocorrerá em uma única data para todas as Debêntures indicadas por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado, observado que a Emissora somente deverá resgatar a quantidade de Debêntures que tenham sido indicadas por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado;
- (v) a Emissora deverá (a) na respectiva data de término do prazo de adesão à Oferta de Resgate Antecipado, confirmar ao Agente Fiduciário a respectiva data do resgate antecipado; e (b) comunicar ao Escriturador Mandatário, ao Banco Liquidante da Emissão e à CETIP a realização da Oferta de Resgate Antecipado com antecedência mínima de 2 (dois) Dias Úteis da respectiva data do resgate antecipado; e
- (vi) o pagamento das Debêntures resgatadas antecipadamente por meio da Oferta de Resgate Antecipado será realizado por meio da CETIP, com relação às Debêntures que estejam custodiadas eletronicamente na CETIP ou por meio do Escriturador Mandatário, com relação às Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

Resgate Antecipado Obrigatório das Debêntures da Primeira Série

A Emissora deverá aplicar a totalidade dos recursos oriundos de financiamento a ser contratado pela Emissora com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social – BNDES (“BNDES”) e o Banco Itaú BBA S.A., este último na qualidade de instituição financeira intermediadora (“Financiamento BNDES”), no resgate antecipado total das Debêntures da Primeira Série (“Resgate Antecipado Obrigatório”). Caso a aprovação do BNDES seja em volume (a) inferior ao valor total das Debêntures da Primeira Série efetivamente colocadas, a Emissora deverá realizar o resgate antecipado obrigatório parcial das Debêntures da Primeira Série, observado o disposto nas Cláusulas 5.19.3.2, 5.19.3.4 e 5.19.3.5 abaixo, em valor equivalente à diferença entre o valor total das Debêntures da Primeira Série efetivamente colocadas e o volume aprovado pelo BNDES, em até 10 (dez) Dias Úteis da referida aprovação, sendo certo que quando do efetivo desembolso do Financiamento BNDES, deverá ser realizado o Resgate Antecipado Obrigatório da totalidade das Debêntures da Primeira Série remanescentes; ou (b) igual ao valor total das Debêntures da Primeira Série efetivamente colocadas, a Emissora deverá realizar, quando do desembolso do Financiamento BNDES, o Resgate Antecipado Obrigatório da totalidade das Debêntures da Primeira Série efetivamente colocadas. Para ambas as hipóteses, deverá ser observado a Cláusula 5.19.3.2 abaixo.

5.19.3.2. Na hipótese do desembolso parcial dos recursos decorrentes do Financiamento BNDES à Emissora, a Emissora deverá, quantas vezes forem necessárias, realizar o resgate antecipado obrigatório parcial das Debêntures da Primeira Série, com a utilização da totalidade dos recursos desembolsados à época pelo

18.10 - Outras informações relevantes

Financiamento BNDES, sendo certo que, (i) até o pagamento da totalidade das Debêntures da Primeira Série, deverá ser realizado Resgate Antecipado Obrigatório, parcial ou total, conforme o caso, sempre que ocorrer o desembolso de recursos decorrentes do Financiamento BNDES, (ii) em caso de Resgate Antecipado Obrigatório parcial ou total, o resgate será realizado mediante sorteio, nos termos do artigo 55, §2º, da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário e cujo procedimento será definido em Assembleia Geral de Debenturistas da Primeira Série a ser convocada pelo Agente Fiduciário para deliberar sobre os critérios aplicáveis, observado, para tanto, o disposto nas Cláusulas 5.19.3.4 e 5.19.3.5 abaixo e (iii) o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição financeira intermediadora e devidamente autorizado pela Emissora nesse sentido, transferirá os recursos creditados pelo BNDES na conta a corrente de livre movimentação da Emissora para o Banco Liquidante da Emissão, conforme o caso, para realização do Resgate Antecipado Obrigatório.

A Emissora obriga-se a, (a) na mesma data do recebimento dos recursos oriundos do Financiamento BNDES, caso os recursos tenham sido desembolsados até às 15h00 (inclusive); ou (b) em até 1 (um) Dia Útil da data do recebimento dos recursos oriundos do Financiamento BNDES caso os recursos tenham sido desembolsados após as 15h00 (exclusive), notificar os Debenturistas, o Agente Fiduciário, o Banco Liquidante da Emissão e a CETIP sobre o Resgate Antecipado Obrigatório. Tal comunicado deverá informar (i) a data do Resgate Antecipado Obrigatório, que deverá ser a data mais próxima à data do recebimento dos recursos oriundos do Financiamento BNDES, observado os prazos e procedimentos adotados pela CETIP; (ii) menção ao Valor do Resgate Antecipado Obrigatório (conforme abaixo definido); (iii) se o Resgate Antecipado Obrigatório será total ou parcial, observado o disposto no item 5.21.1.6. abaixo; e (iv) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Obrigatório (“Comunicação de Resgate”).

Caso (i) por qualquer razão não haja a realização da Assembleia Geral de Debenturistas da Primeira Série de que trata o subitem (ii) da Cláusula 5.19.3.2 acima, ou (ii) ainda que havendo a referida Assembleia Geral de Debenturistas da Primeira Série, não haja acordo sobre os critérios para realização do sorteio, o sorteio relativo ao referido resgate obrigatório parcial será realizado pelo Agente Fiduciário usando-se para tanto as práticas usuais de mercado.

No caso do Resgate Antecipado Obrigatório parcial mencionado no subitem (ii) da Cláusula 5.19.3.2 acima, tal resgate deverá ser realizado, por meio de operação de compra e venda definitiva, para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP 21, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP. Caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar tal Resgate Antecipado Obrigatório parcial, não haverá a necessidade de ajuste a esta Escritura de Emissão ou qualquer outra formalidade.

O Resgate Antecipado Obrigatório deverá ser realizado de acordo com os prazos e procedimentos estabelecidos pela CETIP.

O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures da Primeira Série objeto do Resgate Antecipado Obrigatório será equivalente ao seu respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Obrigatório; e (ii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado Obrigatório, se for o caso, não sendo devidos quaisquer prêmios nesta hipótese (“Valor do Resgate Antecipado Obrigatório”).

O pagamento das Debêntures da Primeira Série objeto de Resgate Antecipado Obrigatório será feito (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP para as Debêntures da Primeira Série custodiadas eletronicamente na CETIP; e/ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas a ser realizado pelo Banco Liquidante da Emissão, no caso de Debêntures da Primeira Série que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

As Debêntures da Primeira Série objeto do Resgate Antecipado Obrigatório serão canceladas.

2ª Emissão de Debêntures

Vencimento antecipado

As obrigações decorrentes das Debêntures poderão ser declaradas antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ciência da ocorrência dos eventos estabelecidos abaixo (cada evento, um “Evento de Inadimplemento”): (a) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Emissora; (b) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de auto-falência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora; (c) falta de pagamento, pela Emissora, do principal e/ou da Remuneração das Debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanadas no prazo de 2 (dois) dias úteis contados das respectivas datas de vencimento; (d) término, extinção ou transferência da concessão da Emissora para a exploração de serviços de distribuição de energia; (e) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida e/ou obrigação da Emissora, em valor individual ou global superior ao equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos); (f) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão dentro de um prazo de 30 (trinta) dias de notificação do Agente Fiduciário a respeito do descumprimento; (g) alteração do controle acionário da Emissora que não resulte na AES Corporation como controlador (direta ou indiretamente) da Emissora; (h) cisão, fusão ou incorporação envolvendo a Emissora, para a qual (i) não tenha sido obtida a anuência prévia dos Debenturistas reunidos em assembleia geral específica; ou (ii) que não tenha sido assegurado o resgate das Debêntures para Debenturistas dissidentes, nos termos do §1º do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações; (i) declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão; (j) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, ainda que na condição de garantidora, cujo valor individual ou global ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos) salvo se no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados do referido protesto (i) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (ii) for cancelado, (iii) tiver sido apresentada garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (iv) a Emissora tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (iii) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial; (k) decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, cujo valor total ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos) desde que a Emissora não comprove ao Agente Fiduciário, no prazo de 30 (trinta) dias úteis contados a partir da data indicada para o pagamento em referida decisão, o pagamento, do referido valor total; (l) transformação do tipo societário da Emissora; (m) comprovação da inveracidade de qualquer declaração feita pela Emissora nesta Escritura de Emissão que afete de forma adversa e relevante as Debêntures; ou (n) não manutenção por dois trimestres, até o vencimento das Debêntures, e desde que haja Debêntures em Circulação, dos seguintes índices e limites, verificados trimestralmente pelo Agente Fiduciário, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras da Emissora, ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 31 de dezembro de 2012, em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures:

(i) O índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes.

Onde:

“Dívida Líquida Financeira” significa a dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;

“Dívida” significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo; (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na

18.10 - Outras informações relevantes

qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; e (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (i) empréstimos setoriais compulsórios (“Empréstimos Compulsórios”), (ii) empréstimos concedidos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás (“Empréstimos Eletrobrás”); (iii) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa.

“EBITDA” significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de “custo de operação”, e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima.

(ii) O índice obtido da divisão entre EBITDA (conforme definido acima) pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Onde:

“Despesas Financeiras” significam as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 (doze) meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos a medida que tais financiamentos constituam Dívida (conforme definido abaixo). As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas (i) aos Empréstimos Compulsórios (conforme definido abaixo) e (ii) aos Empréstimos Eletrobrás (conforme definido abaixo), desde que a Emissora esteja atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades.

“Receita Financeira” significa as receitas da Emissora (e de qualquer pessoa jurídica na qual a Emissora venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela Emissora na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

“Resultado Financeiro”: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

Amortização extraordinária

c partir do 24º (vigésimo quarto) mês a contar da Data de Emissão, a amortização extraordinária pro rata de até 98% (noventa e oito por cento) do saldo devedor das Debêntures em Circulação (“Amortização Extraordinária”). A Emissora realizará a Amortização Extraordinária das Debêntures por meio de comunicação escrita ao Agente Fiduciário e de publicação de aviso aos Debenturistas, a ser realizada na forma prevista no item 4.11 desta Escritura, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis (“Comunicação de Amortização Extraordinária”), a qual deverá conter: (i) o percentual do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures que será amortizado, acrescido (a) da Remuneração devida e ainda não paga até a data da Amortização Extraordinária, calculada nos termos do item 4.2.2 desta Escritura, e (b) do valor do prêmio de amortização aplicável, equivalente a 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano, calculado sobre o período remanescente até a Data de Vencimento das Debêntures; (ii) a data efetiva para o pagamento da Amortização Extraordinária; e (iii) demais informações necessárias à operacionalização da Amortização Extraordinária.

A CETIP deverá ser comunicada da realização de Amortização Extraordinária com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência. Sem prejuízo da Comunicação de Amortização Extraordinária, o Banco Liquidante e Escriturador deverá receber comunicação formal no dia anterior à data de Amortização Extraordinária, contendo as informações indicadas na Cláusula 5.3.1 acima.

O valor a ser pago aos Debenturistas a título de Amortização Extraordinária (“Valor de Amortização Extraordinária”) será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou ao saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data da Amortização Extraordinária, calculada nos termos do item 4.2.2 desta Escritura, sendo devido, adicionalmente, pela Emissora aos Debenturistas, um prêmio, incidente sobre o Valor de Amortização Extraordinária, equivalente a 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano, calculado sobre o período remanescente até a Data de Vencimento das Debêntures, apurado conforme fórmula a seguir:

$$\text{Prêmio} = P \times (\text{DU}) \times \text{PU}$$

onde:

P = 0,50% (cinquenta centésimos por cento);

DU = número de dias úteis contados a partir da data da Amortização Extraordinária até a Data de Vencimento;

PU = Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração, devida e não paga até a data da Amortização Extraordinária, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, o que ocorreu por último, até a data da Amortização Extraordinária.

O pagamento da Amortização Extraordinária deverá abranger todas as Debêntures em Circulação e será feito: (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP, para as Debêntures registradas no Cetip21, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP, e/ ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas, a ser realizado pelo Banco Liquidante e Escriturador, no caso de titulares das Debêntures que não estejam custodiadas na CETIP.

No caso de Amortização Extraordinária, os percentuais do Valor Nominal das Debêntures a ser amortizado conforme Cláusula 4.4 acima deverão ser ajustados para refletir o pagamento do valor da Amortização Extraordinária.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável.

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía 815 ações de sua emissão em tesouraria sendo 810 ordinárias e 5 preferenciais.

19.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação**01/12/2008****Cargo e/ou função**

A Companhia, seus acionistas controladores, diretos ou indiretos, membros do Conselho de Administração, diretores, membros do Conselho Fiscal, membros dos comitês ou de quaisquer órgãos com funções técnicas e consultivas, criados por disposição estatutária, empregados da Companhia que, em virtude de seu cargo, função ou posição, ou circunstancialmente, tenham acesso a Informações Relevantes, que, em virtude de seu cargo, função ou posição nos Acionistas Controladores, nas sociedades controladas e nas sociedades coligadas, tenha acesso ou conhecimento de informações relevantes, prestadores de serviços e qualquer pessoa que tenha aderido expressamente à Política de Negociação.

Principais características

A Companhia adota as regras estabelecidas na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) nº 358, de 3 de janeiro de 2002, quanto à negociação de valores mobiliários de sua emissão. Sendo assim, as pessoas vinculadas elencadas no item "b" acima são vedadas de negociar valores mobiliários de emissão da Companhia, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários, nos períodos e condições descritos no item "d" a seguir.

A Política de Negociação de Ações da Companhia tem por finalidade registrar e esclarecer os critérios e procedimentos a serem empregados pelas pessoas vinculadas para evitar que os valores mobiliários sejam por elas negociados mediante a utilização de informação privilegiada, prevenindo, assim, a ocorrência da prática de insider trading, isto é, a utilização de informação privilegiada de que a pessoa vinculada tenha conhecimento e da qual deva manter sigilo, por força do disposto no artigo 155, §§ 1º a 4º, da Lei das Sociedades por Ações e na Instrução da CVM nº 358, capaz de propiciar, para si ou para outrem, vantagem indevida, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiros, com valores mobiliários.

A referida política foi elaborada nos termos da legislação aplicável, sendo o Diretor de Relações com Investidores o responsável pelo seu acompanhamento e execução, competindo-lhe o dever de informar às pessoas vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação à negociação de valores mobiliários.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	<p>A negociação com valores mobiliários de emissão da Companhia é vedada para as pessoas vinculadas nos seguintes períodos:</p> <ol style="list-style-type: none">i. No período de 1 (um) mês que antecede o encerramento do exercício social, até a publicação do anúncio que colocar à disposição dos acionistas as demonstrações financeiras anuais da Companhia e demais documentos relacionados no artigo 133 da Lei das Sociedades por Ações;ii. Durante o período de 15 (quinze) dias anterior à divulgação das informações financeiras trimestrais;iii. Se estiver em curso a aquisição ou alienação, pela Companhia, de ações de sua própria emissão;iv. Se houver intenção de promover fusão, incorporação, cisão total ou parcial, transformação ou reorganização societária envolvendo a Companhia;v. Quando tiverem conhecimento de informação relevante ainda não divulgada ao mercado, até o momento em que tal divulgação for efetivada;vi. Nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela CVM; e/ouvii. Nos demais períodos declarados pelo Diretor de Relações com Investidores como períodos especiais de vedação à negociação. <p>Os administradores que se afastarem da administração da Companhia antes da divulgação pública de ato ou fato iniciado durante seu período de gestão não poderão negociar com valores mobiliários de emissão da Companhia (i) até a divulgação de tal ato ou fato relevante ao mercado; e (ii) mesmo após a divulgação do ato ou fato relevante ao mercado, caso a negociação por parte dos administradores possa interferir nas condições do referido ato ou fato, em prejuízo dos acionistas da Companhia ou dela própria.</p> <p>Para fiscalizar a negociação nos períodos acima elencados pelas pessoas vinculadas, a Companhia adota o seguinte procedimento de comunicação de informações sobre as negociações por administradores e acionistas controladores:</p> <p>Os administradores, os conselheiros fiscais e os membros de órgãos criados por disposição estatutária com funções técnicas ou consultivas deverão informar a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, de acionista controlador, de sociedades controladas e de sociedades coligadas, desde que se trate de companhias abertas, bem como as alterações nessas posições. Essa comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia e, por este, à CVM e à Bolsa de Valores, em formulário cujo modelo encontra-se no Anexo II da Política de Negociação de Ações da Companhia aprovada na reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 1º de dezembro de 2008.</p> <p>A comunicação à Companhia deve ser feita: (i) no primeiro dia útil após a sua investidura no cargo; e (ii) no prazo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio. A comunicação à CVM e à Bolsa de Valores deverá ser efetuada: (i) imediatamente após a investidura no cargo; e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o término do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição detida no período.</p> <p>Os acionistas controladores deverão comunicar detalhadamente à Companhia, à CVM e à Bolsa de Valores quaisquer negociações que vierem a ser efetuadas com valores mobiliários de emissão da Companhia, informando inclusive o preço, no prazo de 10 (dez) dias após o término do mês em que se verificar a negociação.</p> <p>Além disso, a negociação com Valores Mobiliários de emissão da Companhia por parte das pessoas vinculadas em violação às regras estabelecidas na Política de Negociação, na Instrução da CVM nº 358 e nos demais dispositivos legais e regulamentares aplicáveis poderá sujeitar o infrator a responder processo administrativo sancionador e à aplicação, pela CVM, de penalidades previstas no artigo 11 da Lei das Sociedades por Ações (advertência, multa de até 3 (três) vezes o montante da vantagem econômica obtida ou da perda evitada em decorrência do ilícito, suspensão ou inabilitação para o exercício dos cargos de administrador ou conselheiro fiscal de companhia aberta, de entidade do sistema</p>
--	---

20.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

A Companhia deve atender às exigências relativas à divulgação de informações previstas na Lei nº 6.404/74 ("Lei das Sociedades por Ações") e nos normativos expedidos pela CVM.

Nos termos da legislação brasileira sobre valores mobiliários, a Companhia deve divulgar qualquer acontecimento relevante relacionado aos seus negócios à CVM e à BM&FBOVESPA. A Companhia deve ainda publicar na imprensa aviso de tais acontecimentos relevantes. Um fato será havido por relevante se puder causar impacto ponderável sobre o preço dos valores mobiliários da Companhia, a decisão dos investidores de negociar valores mobiliários da Companhia ou a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer dos valores mobiliários da Companhia. Em circunstâncias especiais de proteção de interesse legítimo da Companhia, a mesma poderá apresentar à CVM pedido de tratamento confidencial dos fatos relevantes.

Divulgação de Informações Eventuais e Periódicas

De acordo com a regulamentação aplicável, a Companhia deve fornecer à CVM determinadas informações (i) periódicas, que incluem este Formulário de Referência, o Formulário Cadastral, as informações trimestrais, os relatórios trimestrais da administração e dos auditores independentes, editais de convocação e atas de assembleias gerais ordinárias e (ii) eventuais, tais como aviso aos acionistas, editais de convocação e atas de assembleias gerais extraordinárias, fatos relevantes, acordos de acionistas, entre outros.

Normas, regimentos e procedimentos internos

Além de sua Política de Divulgação (conforme abaixo definida) e dos procedimentos para evitar o uso de informação privilegiada contidos em sua Política de Negociação de Valores Mobiliários, acima descrita, a Companhia gerencia a divulgação das informações acerca de seus resultados, visando a garantir que sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva, através de políticas internas (normas administrativas) que versam sobre preparação de informações financeiras, consolidação e preparação de relatórios financeiros, processo de fechamento contábil e preparação das publicações exigidas pela lei e pela regulamentação. Essas políticas estabelecem procedimentos para gerar, revisar e aprovar demonstrações financeiras e os registros contábeis e procedimentos para preparar as publicações exigidas, observando critérios na elaboração da redação e o entendimento das informações pelo investidor comum. Elas definem responsabilidades, cronogramas e procedimentos a serem adotados na elaboração de informações financeiras e contábeis e de publicações.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

A Companhia possui uma Política de Divulgação de Informações Relevantes e Manutenção de Sigilo de Informações Relevantes ("Política de Divulgação"), nos termos da Instrução CVM nº 358, de 03 de janeiro de 2002, conforme alterada pela Instrução CVM nº 369, de 15 de março de 2007, pela Instrução CVM nº 449, de 15 de março de 2007 e pela Instrução CVM nº 547, de 5 de fevereiro de 2014. A política da Companhia foi aprovada em reunião do conselho de administração realizada em 15 de maio de 2008, posteriormente alterada em reunião do conselho de administração de 7 de maio de 2014, e é destinada aos seus acionistas controladores, administradores, membros do conselho fiscal, membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, empregados da Companhia que, em virtude de seu cargo, função ou posição, ou circunstancialmente, tenham acesso a informações relevantes, a quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição nos acionistas controladores, nas sociedades controladas e nas sociedades coligadas, tenha acesso ou conhecimento de informações relevantes, prestadores de serviços e qualquer pessoa que tenha aderido expressamente à Política de Divulgação (as "Pessoas Vinculadas"). Essa política estabelece regras de sigilo e confidencialidade, procedimentos relativos à manutenção de sigilo, bem como atribui responsabilidade direta e subsidiária pela divulgação de fato relevante ao diretor de relações com investidores e aos destinatários que tenham conhecimento pessoal de fato relevante, respectivamente.

A Política de Divulgação da Companhia tem por finalidade registrar e esclarecer os critérios e procedimentos a serem empregados pelo Diretor de Relações com Investidores e demais Pessoas Vinculadas no relacionamento com investidores, no que tange à divulgação de informações relevantes e a manutenção do sigilo de informações privilegiadas, de forma a desenvolver um fluxo contínuo de informações e manter realistas as expectativas dos investidores, através da imediata divulgação das informações relevantes dentro da mais ampla base possível. A Política de Divulgação de Informações Relevantes e Manutenção de Sigilo de Informações Relevantes da Companhia foi elaborada nos termos da legislação aplicável. Através dela, a Companhia assume o compromisso de divulgar informações de maneira oportuna, consistente e confiável, em consonância com as exigências legais, visando à melhor performance de seus valores mobiliários no mercado. É importante que esse procedimento tenha continuidade e uniformidade e que todos os segmentos da comunidade investidora tenham acesso equânime às informações relevantes da Companhia.

As partes relacionadas deverão aderir, mediante a assinatura do termo de adesão, à Política de Divulgação da Companhia, sendo que a Companhia manterá em sua sede social a relação das pessoas vinculadas e suas respectivas qualificações, indicando cargo ou função exercida, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas ou Jurídicas, conforme o caso. A relação será sempre mantida à disposição da CVM.

As pessoas vinculadas têm a obrigação de comunicar imediatamente à Companhia, por escrito, a alteração de qualquer de seus dados cadastrais. Mediante o recebimento de referida comunicação, a Companhia deverá imediatamente proceder à atualização do cadastro da pessoa vinculada.

Caso a Companhia, no curso de qualquer negociação ou discussão de assuntos a ela relacionados, mantenha contato e dê conhecimento de Informações Relevantes não divulgadas a terceiros que não sejam considerados pessoas vinculadas, poderá exigir de tais terceiros a assinatura de um termo de confidencialidade, nos termos do Anexo II à Política de Divulgação.

A pessoa vinculada que tiver conhecimento de informação relevante deverá, sempre que verificar a omissão na sua divulgação, relatar a irregularidade, por escrito, ao Diretor de Relações com Investidores. Na hipótese de, decorridos 5 (cinco) dias úteis da data em que foi realizada a referida comunicação e não se configurando a decisão de manter sigilo, tomada na forma do artigo 6º da Instrução da CVM nº 358, a pessoa vinculada constatar a omissão do Diretor de Relações com Investidores no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, a pessoa vinculada somente se eximirá de responsabilidade pela omissão de divulgação de Informação Relevante caso a comunique, imediatamente, à CVM.

A comunicação de informações relevantes à CVM e às Bolsas de Valores pelo Diretor de Relações com Investidores deve ser feita imediatamente por meio de documento escrito, descrevendo detalhadamente a informação relevante, de forma clara e precisa, em linguagem acessível ao público investidor, indicando, ainda, sempre que possível, os valores envolvidos e outros esclarecimentos que a Companhia entender necessário.

A informação relevante deve ser divulgada ao público por meio de anúncio, no mínimo, em um dos seguintes canais de comunicação: (i) jornais de grande circulação utilizados regularmente para tal fim pela Companhia, ou (ii) pelo menos 1 (um) portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade. O anúncio divulgado na forma "(i)" mencionada pode conter a descrição resumida da informação relevante, desde que indique endereço na Internet onde esteja disponível a descrição completa da informação relevante, em teor, no mínimo, idêntico ao texto enviado à CVM e às Bolsas de Valores.

Sempre que for veiculada informação relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa ou em reunião de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no País ou no exterior, a informação relevante será precedida ou divulgada simultaneamente à CVM, às Bolsas de Valores, entidade do mercado de balcão organizado em que os valores mobiliários da Companhia sejam negociados e ao público investidor em geral.

A Companhia, seus empregados, Diretores e quaisquer outras pessoas vinculadas, à exceção do Diretor de Relações com Investidores, não comentarão sobre rumores. Quando forem questionados sobre qualquer atividade ou boato envolvendo a Companhia que possa ser considerado informação relevante, tais pessoas deverão dirigir os referidos questionamentos à área de Relações com Investidores.

A informação relevante deverá ser divulgada antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores. Caso as Bolsas de Valores não operem simultaneamente, a divulgação será feita observando o horário de funcionamento das Bolsas de Valores localizadas no território brasileiro.

Caso seja imperativo que a divulgação de ato ou fato relevante ocorra durante o horário de negociação, o Diretor de Relações com Investidores poderá, ao comunicar o ato ou fato relevante, solicitar, simultaneamente, às Bolsas de Valores a suspensão da negociação dos Valores Mobiliários de emissão da Companhia, pelo tempo necessário à adequada disseminação da informação relevante.

A informação relevante somente poderá deixar de ser divulgada em caso excepcional, se o Diretor de Relações com Investidores e os Acionistas Controladores ou os Administradores da Companhia (conforme o caso), concluírem, de forma justificada, que sua divulgação pode colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

Além disso, caso a informação relevante esteja ligada a operações envolvendo diretamente os Acionistas Controladores e estes decidam por sua não divulgação, deverão informar o Diretor de Relações com Investidores da Companhia.

Nos demais casos, quando a informação relevante estiver ligada a operações envolvendo a Companhia, caberá aos Administradores decidir pela divulgação ou não da informação relevante e informar o Diretor de Relações com Investidores da Companhia. Os Acionistas Controladores e os Administradores, por meio do Diretor de Relações com Investidores da Companhia, poderão decidir por submeter à apreciação da CVM questão acerca da divulgação ao público de informação relevante que

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia. O requerimento deverá ser dirigido ao Presidente da CVM, em envelope lacrado, no qual deverá constar a palavra "Confidencial".

Os Acionistas Controladores e os Administradores ficam obrigados a, diretamente ou através do Diretor de Relações com Investidores, divulgar imediatamente a Informação Relevante, na hipótese de esta escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

As Pessoas Vinculadas devem guardar sigilo acerca de informações privilegiadas/relevantes às quais tenham acesso até que tais Informações Relevantes sejam divulgadas ao mercado, bem como zelar para que seus subordinados e terceiros de sua confiança também o façam. Devem, ainda, abster-se de discutir informações relevantes em lugares públicos. Da mesma forma, somente deverão tratar de assuntos relacionados à Informação Relevante com aqueles que dela tenham necessidade de ter conhecimento.

Para assegurar a manutenção do sigilo das informações relevantes e privilegiadas, devem ser adotadas, entre outras, as seguintes práticas:

- (i) manter todos os memorandos, correspondências e outros documentos que contenham informações relacionadas à Companhia, às Sociedades Controladas e às Sociedades Coligadas em local seguro, do qual somente a Pessoa em questão possua a chave (armário, gaveteiro etc.);
- (ii) evitar discussões a respeito de assuntos confidenciais da Companhia, das Sociedades Controladas ou das Sociedades Coligadas em locais em que a conversa possa ser ouvida por pessoas às quais o assunto não está endereçado (elevadores, restaurantes, etc.);
- (iii) não fazer quaisquer comentários sobre informações confidenciais da Companhia, das Sociedades Controladas ou das Sociedades Coligadas com familiares, colegas e conhecidos;
- (iv) não fornecer seu *login* e senha do computador profissional para outra pessoa, em hipótese alguma.

Em caso de dúvidas sobre o caráter relevante da informação recebida a respeito da Companhia, das Sociedades Controladas ou das Sociedades Coligadas, a Pessoa Relacionada deve: (i) evitar negociar com Valores Mobiliários e dar dicas de negociação a outrem até que se confirme que a informação em questão não é relevante ou venha a se tornar pública; e (ii) consultar a área de *Compliance* ou de Relações com Investidores da Companhia antes de negociar com Valores Mobiliários e dar dicas de negociação a outrem.

Caso qualquer Pessoa Relacionada verifique que (a) uma Informação Relevante ainda não divulgada ao público tornou-se do conhecimento de pessoas diversas das que (i) tiveram originalmente conhecimento ou (ii) decidiram manter sigilosa a Informação Relevante; e/ou (b) ocorreu oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários, tal Pessoa Relacionada deverá comunicar imediatamente tais fatos ao Diretor de Relações com Investidores.

Todo e qualquer funcionário da Companhia deve seguir os seguintes procedimentos:

- (i) não falar por telefone ou fazer qualquer tipo de contato com áreas de pesquisa ou venda de ações de bancos ou investidores de modo geral;
- (ii) caso seja abordado pelo público externo, redirecionar o contato para a Diretoria de Relações com Investidores; e
- (iii) antes de conceder entrevistas para a imprensa que abordem cenários futuros, consultar a Diretoria de Relações com Investidores para alinhar o discurso com a informação divulgada ao mercado.

É obrigatória a presença de um funcionário da Diretoria de Relações com Investidores em todas as entrevistas que contemplem ou possam contemplar cenários futuros da Companhia.

A Diretoria de Relações com Investidores poderá revisar modelos financeiros ou minutas de projeções e relatórios de analistas, unicamente com o objetivo de identificar premissas e parâmetros que contemplem dados de conhecimento público incorretos e que, por conseguinte, levem a conclusões irrealistas.

No período entre o término de cada trimestre e a data de divulgação dos respectivos resultados da Companhia, os funcionários da Diretoria de Relações com Investidores observarão um "período de silêncio", durante o qual não farão qualquer comentário, nem a respeito das estimativas dos analistas nem com relação às próprias previsões e/ou estimativas futuras de desempenho.

Quando questionada pelos analistas sobre as estimativas e projeções de resultados da Companhia, a Diretoria de Relações com Investidores: não ratificará nem rejeitará o resultado estimado ou projetado, e, excetuado o período de silêncio, poderá questionar ao analista se as premissas de sua projeção estão em linha com as projeções do mercado, ou apontar algum dado conhecido que tenha sido omitido ou erro específico em fato histórico que o analista tenha utilizado em sua estimativa de resultado.

Em razão de circunstâncias extraordinárias, a Diretoria de Relações com Investidores poderá entender cabível pronunciar-se sobre esses relatórios e, nesse caso, fará essa indicação através de ampla divulgação ao mercado, na forma prevista no artigo 3º da Instrução CVM nº 358.

As Pessoas Vinculadas responsáveis pelo descumprimento de qualquer disposição constante da Política de Divulgação da Companhia se obrigam a ressarcir a Companhia e/ou outras Pessoas Vinculadas e terceiros, de todos os prejuízos que venham a ser causados em decorrência, direta ou indireta, de tal violação.

A violação às regras estabelecidas na Política de Divulgação da Companhia, na Instrução CVM nº 358 e nos demais dispositivos legais e regulamentares aplicáveis poderá sujeitar o infrator a responder processo administrativo sancionador e à aplicação, pela CVM, das penalidades previstas no artigo 11 da

Lei nº6.385. A violação às disposições da Política de Divulgação da Companhia sujeitará a Pessoa Vinculada a responder a procedimento interno de caráter disciplinar, o qual poderá resultar, inclusive, na perda do emprego ou no término da relação de prestação de serviços à Companhia.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

Diretor de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

Não houve operações de aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante nos últimos três exercícios sociais que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não houve contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

22.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.