

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	5

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	6
3.2 - Medições não contábeis	7
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	8
3.4 - Política de destinação dos resultados	9
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	23
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	24
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	35
4.5 - Processos sigilosos relevantes	36
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	37
4.7 - Outras contingências relevantes	38
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	39

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado	40
--	----

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado	45
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado	47
5.4 - Outras informações relevantes	48

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	49
6.3 - Breve histórico	50
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas	52
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	53
6.7 - Outras informações relevantes	54

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas	55
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	56
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	57
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	60
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	61
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	81
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	82
7.8 - Relações de longo prazo relevantes	83
7.9 - Outras informações relevantes	85

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico	86
8.2 - Organograma do Grupo Econômico	87
8.3 - Operações de reestruturação	88
8.4 - Outras informações relevantes	91

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	92
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	94

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia	95
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	96
9.2 - Outras informações relevantes	97

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	98
10.2 - Resultado operacional e financeiro	114
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	116
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	117
10.5 - Políticas contábeis críticas	123
10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor	125
10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	126
10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	127
10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	128
10.10 - Plano de negócios	129
10.11 - Outros fatores com influência relevante	131

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	132
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	133

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa	134
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	136
12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76	138
12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	139
12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	140
12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	141
12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração	149
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	150

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	151
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	160
12.12 - Outras informações relevantes	161

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	162
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	164
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	167
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	168
13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	169
13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	170
13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	171
13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	172
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	173
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	174
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	175
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	176
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	177
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	178
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	179
13.16 - Outras informações relevantes	180

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	181
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	184
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	185

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	186
15. Controle	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	187
15.3 - Distribuição de capital	211
15.4 - Organograma dos acionistas	212
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	213
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	214
15.7 - Outras informações relevantes	215
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	216
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	217
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	221
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	222
17.2 - Aumentos do capital social	223
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	224
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	225
17.5 - Outras informações relevantes	226
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	227
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	229
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	230
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	231
18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos	233
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	237

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	238
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	239
18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	240
18.10 - Outras informações relevantes	241
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	244
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	245
19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social	246
19.4 - Outras informações relevantes	247
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	248
20.2 - Outras informações relevantes	249
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	250
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	251
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	253
21.4 - Outras informações relevantes	254
22. Negócios extraordinários	
22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor	255
22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	256
22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	257
22.4 - Outras informações relevantes	258

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Abel Alves Rochinha

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Teobaldo José Cavalcante Leal

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	708-0
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Canarim Auditores Associados
CPF/CNPJ	02.248.211/0001-73
Período de prestação de serviço	26/02/2007 a 31/12/2009
Descrição do serviço contratado	(i) Proceder todos os trabalhos de auditoria independente para a Companhia a partir do exercício de 2007, (ii) Emissão de cartas conforto na data da concessão do registro da Oferta pela CVM ao Banco Itaú BBA S.A. e ao Banco Santander (Brasil) S.A. sobre as informações financeiras oriundas das demonstrações financeiras ou registros contábeis constantes dos prospectos preliminar e definitivo incluídos nas demonstrações financeiras elaboradas dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2008 e de 2007 e nos relatórios de informações trimestrais (ITR's), pertinentes aos períodos de nove meses findo em 31 de março de 2009 e 2008, (iii) Seleção e exame da documentação comprobatória dos gastos referentes às aplicações de recursos nas obras do Programa de Eletrificação Rural e confronto entre o montante total das aplicações de recursos nas obras do programa de Eletrificação Rural da Companhia relativo ao crédito aberto pela Eletrobrás, com recursos da Reserva Geral de Reversão e o montante total de aplicações das obras do Programa de Eletrificação Rural.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	-
Justificativa da substituição	Padronização da empresa de auditoria independente para as empresas do grupo Endesa Brasil.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	-

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Érico Luiz Canarim	26/02/2007 a 31/12/2009	129.012.967-34	Avenida Rio Branco, 122, 4º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20040-001, Telefone (21) 22246431, Fax (21) 25070782, e-mail: audit@canarimauditores.com.br

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Consultores Ltda
CPF/CNPJ	02.189.924/0001-03
Período de prestação de serviço	25/03/2010 a 31/12/2010
Descrição do serviço contratado	Proceder todos os trabalhos de auditoria independente para a Companhia.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	-
Justificativa da substituição	Recomendação dos acionistas controladores.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	-

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Antônio Carlos Brandão de Sousa	25/03/2010 a 31/12/2010	892.965.757-53	Av. Presidente Wilson, 231, -, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20030-905, Telefone (21) 39810500, Fax (21) 39810600, e-mail: antoniobrandao@deloitte.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	471-5
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
CPF/CNPJ	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	13/04/2011
Descrição do serviço contratado	Revisões trimestrais e auditoria anual de acordo com as normas brasileiras de contabilidade para atendimento à CVM, auditoria do Interoffice Reporting para os controladores no exterior, auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL, auditoria dos projetos de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética para a ANEEL e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial para a ANEEL.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Em 2014, a remuneração total dos auditores independentes foi de 322.670,36 , relativos aos serviços de: Auditorias trimestrais e anual CVM e Interoffice Reporting 174.755,92 Auditoria demonstrações regulatórias ANEEL 100.399,44 Auditoria dos projetos de P&D e Efic. Energética 47.515,00
Justificativa da substituição	-
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	-

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcio Fampa Ostwald	13/04/2011	029.083.357-43	Praia de Botafogo, 370, 5º ao 8º andar, Botafogo, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 22250-040, Telefone (21) 32637114, Fax (21) 21091600, e-mail: marcio.f.ostwald@br.ey.com

2.3 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item foram divulgadas nos itens acima.

3.1 - Informações Financeiras - Individual

(Reais)	Exercício social (31/12/2014)	Exercício social (31/12/2013)	Exercício social (31/12/2012)
Patrimônio Líquido	1.715.844.000,00	1.566.323.000,00	1.560.330.000,00
Ativo Total	4.028.141.000,00	3.371.127.000,00	3.560.488.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	3.621.915.000,00	2.849.743.000,00	2.893.720.000,00
Resultado Bruto	662.619.000,00	453.824.000,00	689.097.000,00
Resultado Líquido	251.559.000,00	156.556.000,00	420.000.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	77.855.299	77.855.299	77.855.299
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	22,038885	20,118387	20,041410
Resultado Líquido por Ação	3,231110	2,010856	5,394623

3.2 - Medições não contábeis

O EBITDA (LAJIDA) é calculado utilizando-se o lucro antes do resultado financeiro, do imposto de renda e contribuição social, e da depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro, e não deve ser considerado como substituto para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional da Companhia ou como substituto para o fluxo de caixa como indicador de liquidez. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho da Coelce e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas.

A Administração da Companhia entende que o EBITDA é um indicador interessante para analisar o desempenho econômico operacional da Companhia em função de não ser 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, sendo normalmente utilizado por investidores e analistas de mercado.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA (LAJIDA) e do EBIT (LAJIR) deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações contábeis da companhia. De acordo com o artigo 10 da referida instrução, a mesma produz efeito nas divulgações a partir de 1º de janeiro de 2013. Sendo assim, segue abaixo a conciliação dos cálculos acima citados referentes aos três últimos exercícios sociais da Companhia:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	2014	2013	2012
Lucro Líquido do Período	251.559	156.556	420.000
(+) Tributo sobre o Lucro	-12.304	9.686	180.626
(+) Resultado Financeiro	277.888	82.805	-58.070
(=) EBIT	517.143	249.047	542.556
(+) Depreciações e Amortizações	184.425	152.904	114.567
(=) EBITDA	701.568	401.951	657.123

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

3.3. Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente.

Em 14 de janeiro de 2015 a Companhia Energética do Ceará – Coelce, sociedade anônima de capital aberto, inscrita no CPF/MF sob o nº. 07.047.251/0001-70, comunica ao mercado que foi aprovada a alteração da denominação social de seu acionista controlador de Endesa Brasil S.A. para **Enel Brasil S.A.** com efeito retroativo a 12 de dezembro de 2014.

3.4 - Política de destinação dos resultados

A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalizada. A destinação de resultados da Companhia é feito exclusivamente de acordo com o seu estatuto social, no qual estão definidas as seguintes regras:

“CAPITULO VI - DO EXERCÍCIO SOCIAL E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

ARTIGO 28 - O exercício social encerra-se em 31 de dezembro de cada ano e obedecerá, quanto às demonstrações financeiras, aos preceitos da legislação federal sobre energia elétrica, a legislação sobre as sociedades por ações e ao presente Estatuto.

ARTIGO 29 - Juntamente com o Relatório de Administração e respectivas Demonstrações Financeiras, o Conselho de Administração submeterá à Assembleia Geral Ordinária propostas da Diretoria sobre a destinação do lucro líquido do exercício, observados os preceitos dos artigos específicos da Lei nº 6.404/76, e as seguintes disposições:

(i) a COELCE poderá conceder aos empregados uma participação sobre os lucros líquidos e/ou resultados do exercício, nos termos da legislação em vigor;

(ii) do lucro do exercício serão feitas as seguintes deduções:

(a) 5% (cinco por cento) para constituição do “Fundo de Reserva Legal” até atingir 20% (vinte por cento) do Capital Social corrigido anualmente;

(b) 25 % (vinte e cinco por cento), no mínimo, para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos neste Estatuto para as ações preferenciais;

(c) quando se justificar serão obrigatoriamente destacadas as parcelas do lucro líquido para a constituição de reservas para contingências e de lucros a realizar, nos termos dos artigos 195 e 197 da Lei nº 6.404/76;

(d) o lucro remanescente, após o dividendo mínimo obrigatório previsto na alínea (b) acima e ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral por proposta do Conselho de Administração, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital subscrito.

(e) o lucro que não for destinado à formação de reservas, nem retido nos termos do art. 196 da Lei nº 6.404/76 será distribuído como dividendo, conforme deliberar a Assembleia Geral.

ARTIGO 30 - O dividendo obrigatório previsto na lei e neste Estatuto não será distribuído no exercício social em que os órgãos da administração da Companhia informarem à Assembleia Geral, com parecer favorável do Conselho Fiscal, não ser tal distribuição compatível com a situação financeira da Companhia.

PARÁGRAFO ÚNICO - O dividendo que deixar de ser distribuído nos termos deste artigo será registrado como reserva especial e, se não absorvido por prejuízos em exercícios subsequentes será distribuído aos acionistas assim que permitir a situação financeira da Companhia.

ARTIGO 31 - Os órgãos da Administração da Companhia, ad referendum da Assembleia Geral, poderão declarar dividendos intermediários, sob quaisquer das modalidades facultadas pelo art. 204 da Lei nº 6.404/76, mediante levantamento de balanço intermediário. Os dividendos intermediários serão deduzidos do montante dos dividendos devidos ao encerramento de cada exercício social.

PARÁGRAFO ÚNICO - Os órgãos da administração da Companhia poderão pagar ou creditar aos acionistas o valor dos juros sobre capital próprio, observados os termos e condições previstos no Art. 9º da Lei Nº 9.249/95, de 26/12/95, na Deliberação CVM Nº 207/96, e demais legislação e regulamentação pertinentes, o qual, nos termos do disposto no Parágrafo 7º, do Art. 9º, da Lei nº 9.249/95 e legislação e regulamentação pertinentes, poderá ser imputados ao valor do dividendo obrigatório e do dividendo estatutário das ações preferenciais, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

ARTIGO 32 - Os dividendos serão pagos no prazo de 60 (sessenta) dias da data em que forem declarados, salvo disposição em contrário da Assembleia Geral, mas sempre dentro do exercício social.

ARTIGO 33 - Os dividendos não reclamados no prazo de três anos, contados nos termos do art. 287 da Lei das Sociedades por Ações, reverterão em benefício da Companhia.”

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	167.238.666,69	96.036.271,25	386.364.485,46
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	25,000000	80,000000	55,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	15,000000	9,995100	26,920000
Dividendo distribuído total	41.809.666,67	76.829.016,00	213.995.000,00
Lucro líquido retido	118.179.808,84	19.207.254,25	172.369.485,46
Data da aprovação da retenção	27/01/2015	16/04/2014	29/04/2013

Lucro líquido retido		Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório							
Ordinária		25.813.328,69	31/12/2015	47.434.309,00	31/12/2014	132.120.720,24	10/12/2013
Preferencial	Preferencial Classe A	15.172.197,46	31/12/2015	27.880.275,00	31/12/2014	77.656.069,84	10/12/2013
Preferencial	Preferencial Classe B	824.140,52	31/12/2015				
Preferencial	Preferencial Classe B			1.514.432,00	31/12/2014		
Preferencial	Preferencial Classe B					4.218.209,92	10/12/2013

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

Nos 3 últimos exercícios sociais, não foram declarados dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2014	2.312.297.000,00	Índice de Endividamento	38,00000000	

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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Garantia Flutuante	21.237.000,00	42.475.000,00	26.547.000,00	7.375.000,00	97.634.000,00
Quirografárias	808.633.000,00	671.796.000,00	464.297.000,00	269.937.000,00	2.214.663.000,00
Total	829.870.000,00	714.271.000,00	490.844.000,00	277.312.000,00	2.312.297.000,00
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item foram divulgadas nos itens acima.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

a) Riscos relacionados à Companhia

A insuficiência de indenização por parte do Governo Federal na hipótese de extinção da concessão e bens reversíveis da Emissora, pode causar um efeito relevante adverso sobre os negócios, resultados e situação financeira da Emissora, bem como sobre seu valor de mercado e sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

O Governo Federal tem autoridade para extinguir as concessões da Emissora antes do seu término em caso de falência ou dissolução da Emissora. A legislação brasileira também estabelece que as concessões poderão ser extintas antes de seu término por meio de uma ação de encampação, justificada pelo interesse público. De acordo com a legislação brasileira, uma encampação exigiria o pagamento antecipado de indenização por parte do Governo Federal, a título de reparação pelos prejuízos da Emissora.

Adicionalmente, em caso de descumprimento do Contrato de Concessão ou da legislação aplicável, a Emissora estará sujeita à caducidade das concessões, ou seja, tais concessões poderão ser extintas por decretos dos poderes concedentes e após instauração de processo administrativo e comprovação da inadimplência. A declaração da caducidade ocorre sem indenização prévia, havendo indenização apenas de parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. Declarada a caducidade, o Poder Concedente não é responsável por quaisquer encargos, ônus, obrigações ou compromissos com terceiros ou com empregados das concessionárias. Em todos os casos aqui descritos, a extinção antecipada da concessão terá um efeito adverso relevante sobre os negócios, resultados e situação financeira da Emissora, bem como sobre seu valor de mercado e sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

A Coelce está sujeita a riscos relacionados a disputas judiciais e administrativas, as quais podem afetar de forma adversa os seus resultados e/ou sua condição financeira.

A Companhia possui ações de natureza tributária, cível e trabalhista, que não estão provisionadas, pois envolvem risco de perda classificado pela Administração e por seus advogados e consultores legais como possível. As contingências passivas estão assim representadas:

	31/12/2014	31/12/2013
Trabalhistas (a)	41.085	33.013
Cíveis (b)	644.569	385.664
Fiscais (c)	396.678	326.441
Juizados especiais	8.135	10.430
	<u>1.090.467</u>	<u>755.548</u>

Uma decisão adversa referente a qualquer procedimento administrativo ou processo judicial existente, ou mesmo futuro, poderá ter um efeito adverso relevante sobre os negócios da Emissora, seus resultados e/ou sobre sua condição financeira.

A Companhia tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos resultantes da inadequada prestação de serviços de distribuição de energia elétrica. As apólices de seguros da Companhia poderão não cobrir inteiramente quaisquer prejuízos resultantes da inadequada prestação de serviços de distribuição de energia elétrica.

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 de distribuição de energia elétrica, tais como interrupções abruptas no suprimento ou interferências de voltagem.

A Companhia contrata seguro de risco operacional para cobertura de perdas resultantes de incêndio, raio, explosões, enchentes, quebra de maquinário, dano elétrico e queda de energia elétrica em todas as subestações, prédios e instalações, bem como para perdas materiais e pessoais resultantes de acidentes de trânsito. A Companhia contrata também seguro de responsabilidade civil para a cobertura de danos pessoais e materiais causados a terceiros e contrata, ainda, apólices de seguro de transporte nacional e internacional, cobrindo os riscos nos transportes dos equipamentos nacionais e importados. As apólices de seguros da Companhia poderão não ser suficientes para a cobertura integral de todos os passivos que poderão surgir no decorrer dos negócios da Companhia.

Caso as diretrizes de administração de riscos futuros do Grupo Enel exijam a diminuição da cobertura dos seguros abaixo dos níveis atuais, ou caso a Companhia não seja capaz de contratar seguros em termos comparáveis aos atuais, o resultado das operações da Companhia poderá ser adversamente afetado caso esta incorra em passivos que não estejam totalmente cobertos por suas apólices de seguro.

As disposições restritivas dos contratos de financiamento da Emissora podem afetar adversamente a capacidade de operar seus negócios e de efetuar os pagamentos relativos às suas dívidas.

Os contratos de financiamento que regem as dívidas da Emissora contêm restrições e limitações que poderiam restringir significativamente a forma pela qual a Emissora opera seus negócios. Por exemplo, a Emissora é obrigada a observar disposições de *cross default*, restrições à sua capacidade de contratar novas dívidas, bem como determinados índices financeiros. Qualquer inadimplemento dos contratos financeiros pode levar os credores a exigir o pagamento do valor devido imediatamente e, ainda, pode causar o vencimento antecipado de outros contratos financeiros celebrados pela Emissora, o que poderia influenciar

4.1 - Descrição dos fatores de risco

negativamente a capacidade de a Emissora honrar com seus compromissos financeiros, inclusive com os pagamentos relativos às suas dívidas.

Se a Emissora não conseguir controlar com sucesso as suas perdas de energia, os resultados de suas operações e sua situação financeira poderão ser adversamente afetados.

A Emissora sofre dois tipos de perdas de energia: técnicas e comerciais. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso normal da atividade de distribuição de energia elétrica. As perdas comerciais são resultantes de ligações ilegais e fraude por parte dos Consumidores, ou seja, configuram o furto de energia elétrica. As perdas totais de energia da Emissora no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014 foi de 12,72% e em 2013 e 2012 foram de 12,48% e 12,59%, respectivamente. A Emissora não pode assegurar que as estratégias a serem implementadas para combater perdas de energia elétrica serão eficazes. Uma parcela de suas perdas de energia elétrica não poderá ser repassada por meio de aumento das tarifas, e não é possível assegurar que as medidas do Governo em resposta a uma possível escassez de energia no futuro, bem como um aumento nas perdas de energia, não venham a afetar adversamente a situação financeira e os resultados operacionais da Emissora.

Se a Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. estiver impedida, por qualquer motivo, de fornecer energia para a Emissora, os resultados das operações e a situação financeira da Emissora poderão ser adversamente afetados.

Em 31 de agosto de 2001, a Emissora e a Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A., uma sociedade do Grupo Enel, celebraram contrato de compra e venda de energia elétrica, homologado pela ANEEL, por meio do qual a Emissora se obrigou a comprar e adquirir, no ponto de referência do submercado da Emissora, uma quantidade anual de energia equivalente a 2.690 GWh por um período de 20 anos, contado a partir de 27 de dezembro de 2003, quantidade esta que representa aproximadamente 33% da quantidade total de energia comprada pela Emissora em 2008.

Caso a Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. esteja impedida, por qualquer motivo, de fornecer energia para a Emissora, nos termos do contrato referido acima, a Emissora poderá ser obrigada a adquirir energia no mercado "spot" e/ou em contratos bilaterais com terceiros a custos maiores e/ou condições menos vantajosas do que aqueles atualmente mantidos com a Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. Caso não haja repasse de tais custos adicionais para as tarifas da Companhia, em valores suficientes e prazo hábil, a condição financeira e os resultados operacionais da Emissora poderão ser adversamente afetados.

O não cumprimento da legislação ambiental aplicável ou de determinações judiciais ou administrativas relacionadas à Emissora referentes à aspectos ambientais, bem como a criação de regulamentação ambiental mais rigorosa, poderá causar impacto adverso relevante na imagem, no resultado operacional e/ou na condição financeira da Companhia.

Os equipamentos, instalações e operações da Companhia estão sujeitos à legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal, bem como à fiscalização por agências governamentais responsáveis pela verificação de cumprimento dessa legislação e pela implementação de políticas ambientais e de segurança do trabalho. Essa legislação inclui, por exemplo, a necessidade de obtenção de licenças para a instalação e operação de determinados equipamentos e atividades, a obrigatoriedade de obtenção de autorizações para a supressão de vegetação e intervenções em áreas protegidas, bem como para o armazenamento, tratamento e destinação final adequada de resíduos. Tais agências podem impor sanções administrativas contra a Companhia em virtude de não-atendimento da legislação aplicável. Essas sanções poderão incluir, entre outras, a imposição de multas, o embargo de obras ou de atividades, a suspensão parcial ou total da atividade, bem como a suspensão ou cancelamento de licenças concedidas, a perda ou restrições de incentivos fiscais, linhas de financiamento de estabelecimentos oficiais de crédito e a proibição de contratar com o poder público. Caso a legislação ambiental e de segurança do trabalho se torne mais rigorosa, a Companhia poderá ser forçada a aumentar os gastos com investimentos para atender a esta legislação. A demora ou a recusa dos órgãos ambientais em emitir ou renovar licenças ou autorizações, ou a incapacidade da Companhia de obter as licenças ambientais pertinentes e/ou renovar as licenças ambientais atualmente existentes, bem como de atender às exigências formuladas pelos órgãos ambientais para tal finalidade, pode impedir o início ou a continuidade de serviços prestados pela Companhia. Tais fatos podem afetar de maneira adversa a situação financeira e/ou resultado operacional da Companhia.

Além disso, a inobservância, pela Companhia, da legislação ambiental pode acarretar, além da obrigação de reparar danos diretos e indiretos que eventualmente sejam causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, a aplicação de sanções de natureza penal contra a Companhia e seus administradores, que podem incluir, no caso das sanções impostas contra a Companhia, a imposição de multas, a suspensão parcial ou total da atividade e a proibição de contratar com o poder público ou dele obter subsídios, subvenções e doações, podendo ter impacto negativo nas receitas da Companhia ou, ainda, inviabilizar a captação de recursos junto ao mercado financeiro. A personalidade jurídica da Companhia poderá também ser desconsiderada para garantir a reparação dos danos ambientais que porventura a Companhia venha a causar.

Sem prejuízo do disposto acima, a inobservância pela Companhia da legislação ambiental, assim como o descumprimento de termos de ajustamento de conduta, termos de compromisso e/ou acordos judiciais por ela celebrados poderá causar impacto adverso relevante na imagem, no resultado operacional e/ou na condição financeira da Companhia.

b) Riscos relacionados ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

O acionista controlador exerce influência significativa sobre a Companhia. A Enel SpA, por meio da Enel Brasil S.A. e da Enersis S.A., detém poderes de voto suficientes para nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia, bem como detém poderes de voto para tomar decisões estratégicas, financeiras, societárias e outras decisões pertinentes às demais áreas de negócio que venham a divergir das expectativas ou preferências dos acionistas não controladores. O acionista controlador exerce influência significativa sobre a Companhia. Muitas destas decisões, no entrando,

4.1 - Descrição dos fatores de risco

estão sujeitas às devidas aprovações pela entidade reguladora setorial, neste caso, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, o que reduz o risco de uma mudança substancial no *core business* da Companhia.

c) Riscos relacionados aos seus acionistas

Não aplicável.

d) Riscos relacionados as suas controladas e coligadas

Não aplicável.

e) Riscos relacionados aos seus fornecedores

A terceirização de parte substancial das atividades da Coelce pode ter um efeito adverso relevante nos seus resultados e/ou na sua condição financeira caso tal terceirização venha a ser considerada como vínculo empregatício para fins da legislação aplicável ou caso venha a ser considerada ilegal pelo Poder Judiciário.

As concessionárias de serviços de energia elétrica, tal como a Emissora, bem como as de telefonia, tem terceirizado parte de suas atividades com base no art.25 da Lei de Concessões (8.987), a qual expressamente permite a terceirização de serviços acessórios, inerentes e correlatos.

Todavia, existe grande celeuma jurídica acerca da possibilidade de se terceirizar ou não atividades fins, na qual se discute se as atividades acessórias, inerentes e correlatas possuem ou não aquela natureza. Esse tema está sendo discutido na Justiça do Trabalho, sem possuir, contudo, decisão pacificada a favor das concessionárias.

No caso específico da Emissora, o Tribunal Superior do Trabalho, em recurso julgado pela sua Quinta Turma, decidiu pela impossibilidade de terceirização de atividades consideradas "atividades-fim" da companhia, contra qual decisão foi interposto recurso à Seção de Dissídios Individuais – SDI 1, o qual aguarda julgamento. Destarte, recentemente, a Coelce obteve decisão do Supremo Tribunal Federal – STF suspendendo os efeitos dessa decisão por entender que houve afronta à cláusula de reserva de plenário pela decisão do TST. Assim, no momento, a Emissora está autorizada a manter a terceirização dos serviços contratados.

Se a Companhia ganhar o processo, poderá manter a terceirização. Caso o entendimento da justiça em julgamentos futuros seja contrário, inclusive naqueles relativos às atividades desenvolvidas pela Companhia, a Emissora poderá ser obrigada a substituir os terceirizados por ela contratados, primarizando tais contratações, o que poderá acarretar custos significativos para a Companhia, afetando, conseqüentemente, de forma relevante e adversa, os seus resultados operacionais e/ou a sua condição financeira.

Ressalte-se que o modelo da terceirização ainda traz à emissora outros custos, pois na hipótese de uma ou mais empresas terceirizadas não cumprirem com quaisquer de suas obrigações trabalhistas, previdenciárias e/ou fiscais, a Emissora pode vir a ser condenada judicialmente a arcar com tais obrigações.

A Coelce é obrigada a realizar desembolsos de capital significativos para o atendimento do Programa Luz para Todos, criado pelo Governo Federal. Caso a Eletrobrás demore muito tempo para efetuar o repasse dos recursos financeiros despendidos pela Coelce no âmbito do Programa Luz para Todos, poderá haver um descasamento do fluxo de caixa da Coelce afetando, adversamente, seus resultados e/ou condição financeira.

A Emissora é parte integrante do Programa Luz para Todos criado pelo Governo Federal e, conseqüentemente, é responsável pela implementação de projetos que visam à distribuição de energia elétrica em zonas menos desenvolvidas do Estado do Ceará. Considerando que a Emissora realiza investimentos significativos para permitir a implementação de referidos projetos previamente à liberação de recursos pelo Governo Federal (i.e., em um primeiro momento, a Emissora utiliza recursos próprios para desenvolvimento do Programa Luz para Todos), o atraso no respectivo repasse desses recursos pela Eletrobrás poderá causar um descasamento do fluxo de caixa da Emissora e, como resultado, afetar adversamente sua capacidade de pagamento e condição financeira.

f) Riscos relacionados aos seus clientes

Se a Emissora não conseguir controlar com sucesso a inadimplência de seus clientes, os resultados de suas operações e sua situação financeira poderão ser adversamente afetados.

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo total das contas vencidas era de aproximadamente R\$337 milhões enquanto o índice de cobrabilidade da Companhia, medida como valores arrecadados sobre valores faturados, com relação aos últimos doze meses da data de apuração.

A Emissora não pode assegurar que conseguirá implementar todas as ações necessárias para reduzir o inadimplemento de seus clientes, e tampouco que, uma vez implementadas, tais medidas garantirão a eliminação da inadimplência.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente, o corte de fornecimento de energia pela Companhia em caso de inadimplemento dos seus clientes pode ser questionado na justiça e, ainda, discute-se no legislativo a possibilidade de alteração nos procedimentos de corte de energia permitido às distribuidoras de energia, sendo que não há como assegurar que decisões judiciais contrárias à Emissora com relação ao corte de fornecimento de energia e/ou que alterações nos procedimentos de corte de energia não ocasionarão efeitos adversos aos negócios e à situação financeira da Emissora.

O aumento dos índices de inadimplência da Emissora podem afetar a arrecadação da Emissora, o que, consequentemente, poderá afetar a sua situação financeira e os seus resultados operacionais.

Classe de consumidores	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				31/12/2014	31/12/2013
Circulante					
Fornecimento	162.879	120.127	53.963	336.969	274.756
Encargo emergencial	-	-	2.457	2.457	2.487
Créditos junto a clientes com ações judiciais (a)	-	-	65.980	65.980	64.948
Consumidores livres	3.468	-	-	3.468	3.466
Consumidores baixa renda	-	37.318	-	37.318	47.541
Parcelamento de débitos	12.447	-	-	12.447	15.764
Fornecimento não faturado	140.186	-	-	140.186	118.778
Contas a receber com partes relacionadas - vide Nota 20	-	-	40	40	49
Outros créditos	2.405	3.632	(55)	5.982	1.009
Subtotal	321.385	161.077	122.385	604.847	528.798
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(97.933)	(97.933)	(93.307)
Total circulante	321.385	161.077	24.452	506.914	435.491
Não circulante					
Comercialização na CCEE	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos	7.231	-	-	7.231	7.152
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(536)	-	(15.289)	(15.825)	(16.657)
Total não circulante	6.695	-	-	6.695	5.784

g) Riscos relacionados ao setores da economia nos quais o emissor atue

Para riscos relacionados a fatores macroeconômicos que possam afetar a Companhia, vide item 5.1 deste Formulário

h) à regulação dos setores em que o emissor atue

A Companhia está sujeita a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelo Governo Federal, e não tem como prever o efeito de eventuais alterações na regulamentação/legislação em vigor sobre seus negócios e resultados operacionais.

A principal atividade da Companhia, qual seja a distribuição de energia elétrica, e a de seus concorrentes são reguladas e supervisionadas pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos reguladores exerceram historicamente um importante grau de autoridade sobre os negócios da Companhia. Nos últimos anos, o Governo Federal implementou novas políticas relacionadas ao setor elétrico brasileiro. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, promulgada em 15 de março de 2004, por exemplo, regula as operações de companhias do setor elétrico, através da implementação de portarias, resoluções e outras diretrizes governamentais, devendo-se notar que tais regras poderão ser alteradas se os leilões de energia nova não garantirem a ampliação da capacidade de distribuição.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira, a ANEEL está autorizada a regular diversos aspectos dos negócios da Companhia, inclusive com relação à necessidade de investimentos, à realização de despesas adicionais e à determinação das tarifas cobradas, bem como limitar o repasse do preço da energia comprada às tarifas cobradas pela Companhia. Na hipótese da ANEEL desconsiderar a constituição da CVA e a Companhia seja obrigada a efetuar gastos adicionais não provisionados e encontre-se impossibilitada de ajustar, tempestivamente, suas tarifas junto aos consumidores, os seus resultados podem ser adversamente afetados.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, dentre outras restrições, que caso a energia contratada esteja aquém da real demanda de energia, além de pagamento de penalidade a ser estabelecida pela ANEEL, a Companhia compra esse déficit de energia ao preço da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE sem poder assegurar que esse custo será repassado para as tarifas dos consumidores. Além disso, a Companhia fica também com a obrigação de compensar a defasagem com contratos de compra de energia com prazos menores (que normalmente são negociados com preços maiores), o que impossibilitaria a Companhia de repassar integralmente aos consumidores os custos adicionais resultantes dessas compras. Adicionalmente, caso a energia contratada exceda a real demanda de energia em mais de 3,0%, a Companhia também estará impossibilitada de repassar esses custos excedentes aos consumidores, sendo que esse excedente de energia é negociado na liquidação financeira da CCEE ao preço da liquidação, podendo resultar em perda para a Companhia caso o preço da liquidação seja inferior ao custo de compra.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A condição financeira e os resultados operacionais da Companhia podem ser negativamente afetados caso a ANEEL não aprove os reajustes de suas tarifas de distribuição em termos favoráveis.

As tarifas de distribuição da Companhia são estabelecidas de acordo com seu Contrato de Concessão e estão sujeitas à aprovação da ANEEL. O Contrato de Concessão estabelece um mecanismo de controle de preços que permite 3 tipos de reajustes nas tarifas de distribuição:

- o reajuste periódico anual, que tem como objetivo compensar os efeitos da inflação e repassar aos consumidores certas alterações da estrutura de custos da Companhia que estejam fora de seu controle, tais como o custo da energia elétrica que é adquirida de certas fontes e determinados impostos;
- a revisão periódica, realizada a cada 5 ou 4 (dependendo da empresa) anos pela ANEEL, para realinhar as tarifas da Companhia com os seus custos e para fixar um índice baseado na eficiência operacional da Companhia, o qual será aplicado contra o índice de inflação dos futuros reajustes periódicos anuais, cujo objetivo é remunerar a administração eficiente dos custos da Companhia e, ao mesmo tempo, compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores; e
- a revisão extraordinária, que pode ser pleiteada pela Companhia sempre que houver um desequilíbrio econômico e financeiro na concessão devido a uma mudança inesperada e significativa nos custos.

A Companhia não pode afirmar que os reajustes e revisões de tarifas de distribuição serão aprovados pela ANEEL em termos favoráveis. Além disso, caso esses reajustes e/ou revisões não sejam concedidos pela ANEEL em tempo hábil ou de forma integral, a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser afetados adversamente.

Dessa forma, na hipótese de alterações imprevistas nas condições originais de contratação, caso os reajustes tarifários ou, ainda, a aplicação da cláusula de restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro não gerem, tempestivamente, um aumento do fluxo de caixa, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia podem ser afetados adversamente.

Os reajustes sobre as tarifas aprovadas pela ANEEL estão sujeitos a contestações, o que pode afetar adversamente a receita operacional e/ou a condição financeira da Emissora.

Quaisquer revisões e reajustes tarifários por parte da Companhia estão sujeitos à aprovação pela ANEEL, bem como aos limites estabelecidos no Contrato de Concessão e na legislação brasileira aplicável, tal como a Lei de Concessões e as resoluções da ANEEL. Os índices apurados por meio dessas revisões e reajustes tarifários, ainda que homologados pela ANEEL, podem ser objeto de contestações judiciais por parte dos consumidores, da Ordem dos Advogados do Brasil, de órgãos governamentais, por meio, por exemplo, de comissões parlamentares de inquérito e por parte do Ministério Público na defesa dos interesses difusos dos consumidores da área de concessão da Companhia, dada a natureza de serviço público essencial da atividade da Companhia. Nesse sentido, mudanças metodológicas, impostas pelo poder concedente no Contrato de Concessão, relativas ao cálculo dos reajustes tarifários anuais e revisões tarifárias, além de eventuais decisões favoráveis aos questionamentos relacionados a revisões e reajustes tarifários concedidos pela ANEEL, podem afetar negativamente a imagem da Emissora, bem como sua receita operacional e condição financeira.

A Companhia pode ser penalizada pela ANEEL pelo não atendimento das obrigações contidas no Contrato de Concessão, o que pode acarretar multas e outras penalidades e, dependendo da gravidade do inadimplemento, a caducidade da Concessão.

As atividades de distribuição da Companhia são conduzidas em conformidade com o Contrato de Concessão. A ANEEL poderá impor penalidades à Companhia caso ela deixe de cumprir com qualquer disposição contida no referido contrato. As penalidades aplicáveis dependem da extensão da gravidade da não conformidade e incluem:

- advertências;
- multas por infração, limitadas a 2% do faturamento da concessionária nos doze meses anteriores à data da lavratura do auto de infração;
- impedimentos à construção de novas instalações ou à compra de novos equipamentos;
- restrições sobre a operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária de participação em processos licitatórios de novas concessões;
- suspensão do repasse de recursos do poder concedente em caso de inadimplência intrassetorial;
- suspensão da aplicação de reajuste/revisão em caso de inadimplência intrassetorial;
- intervenção na administração da empresa inadimplente por parte da ANEEL; ou
- caducidade da concessão.

A ANEEL, além das penalidades descritas acima, também poderá intervir na concessão para assegurar a observância às leis e regulamentações aplicáveis.

Ainda, o Governo Federal tem autoridade para extinguir o Contrato de Concessão antes de seu término: (i) no caso de falência ou dissolução da Companhia; (ii) no caso de inexecução, total ou parcial, do Contrato de Concessão; ou (iii) caso a Companhia não atenda aos termos e às condições estabelecidas no Contrato de Concessão, bem como às obrigações legais e regulatórias aplicáveis.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

O término antecipado ou a não-renovação do Contrato de Concessão, a imposição de multas ou penalidades severas por parte da ANEEL, ou a intervenção da ANEEL na Concessão, poderão ter um efeito adverso sobre os negócios, os resultados operacionais e a situação financeira da Companhia, sem mencionar os efeitos sobre o valor de mercado dos valores mobiliários e sua emissão, bem como sobre a sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

A Concessão, por meio da qual a Companhia está autorizada a realizar atividades de distribuição, está sujeita à extinção sob certas circunstâncias, e a Companhia pode não ser capaz de recuperar o valor integral investido caso a Concessão seja extinta.

A Companhia executa suas atividades de distribuição de acordo com o Contrato de Concessão. O prazo da concessão é de 30 anos, o qual expirará em 9 de dezembro de 2026, e este poderá ser renovado caso certas condições sejam atendidas. Contudo, nos termos da Lei de Concessões, o Governo Federal tem autoridade para extinguir a concessão antes do seu término, em caso de falência ou dissolução da Companhia. A legislação brasileira também estabelece que as concessões poderão ser extintas antes de seu término por meio de uma ação de encampação, justificada pelo interesse público. De acordo com a legislação brasileira, uma encampação exigiria o pagamento antecipado de indenização por parte do Governo Federal, a título de reparação pelos prejuízos sofridos pela Companhia. A caducidade da Concessão poderá ser declarada caso a Companhia não atenda aos termos e às condições estabelecidas no Contrato de Concessão, bem como às obrigações legais e regulatórias aplicáveis.

Caso o Governo Federal declare a extinção da Concessão da Companhia antes do seu término, por qualquer motivo, a indenização a que esta tem direito pela parte não-amortizada de seu investimento poderá não ser suficiente para a recuperação do valor integral do investimento feito. Em todos os casos descritos, a extinção antecipada da Concessão da Companhia terá um efeito adverso relevante sobre os seus negócios, resultados e situação financeira, sem mencionar os efeitos sobre os valores mobiliários de sua emissão, bem como sobre a sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

Estimativas incorretas da demanda de energia para as áreas de concessão de distribuição da Companhia poderão afetar adversamente os seus resultados operacionais. A Companhia pode não conseguir repassar integralmente, através de suas tarifas, os custos de compras de energia devido à necessidade de aquisição de energia elétrica por meio de contratos de curto prazo.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que as distribuidoras de energia elétrica devem contratar antecipadamente, por meio de leilões públicos, toda a demanda de energia prevista para suas áreas de concessão de distribuição para os 5 anos subsequentes. Caso a demanda prevista esteja incorreta e a Companhia adquira energia elétrica em quantidade maior ou menor do que a necessária, a Companhia pode ser impedida de repassar integralmente os custos da compra de energia aos consumidores e ficar sujeita a multas impostas pela ANEEL.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, dentre outras restrições, que caso a energia contratada esteja aquém da real demanda de energia, além de pagamento de penalidade a ser estabelecida pela ANEEL, a Companhia compra esse déficit de energia ao preço da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE sem poder assegurar que esse custo será repassado para as tarifas dos consumidores. Além disso, a Companhia fica também com a obrigação de compensar a defasagem com contratos de compra de energia com prazos menores (que normalmente são negociados com preços maiores), o que impossibilitaria a Companhia de repassar integralmente aos consumidores os custos adicionais resultantes dessas compras. Adicionalmente, caso a energia contratada exceda a real demanda de energia em mais de 3,0%, a Companhia também estará impossibilitada de repassar esses custos excedentes aos consumidores, sendo que esse excedente de energia é negociado na liquidação financeira da CCEE ao preço da liquidação, podendo resultar em perda para a Companhia caso o preço da liquidação seja inferior ao custo de compra.

A Companhia não pode garantir que sua previsão para a demanda de energia será correta. Caso haja variações significativas entre as previsões de demanda de energia e o volume de energia adquirida, os resultados de suas operações poderão ser afetados adversamente.

Além disso, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico limita a capacidade de repassar o custo da energia adquirida pela Companhia aos consumidores, caso esses custos excedam o Valor de Referência Anual estabelecido pela ANEEL, o que, consequentemente, poderia afetar os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

Um novo racionamento de energia, em função da falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia e/ou condições hidrológicas adversas podem afetar negativamente o faturamento e a geração de caixa da Companhia.

A energia hidrelétrica é uma das principais fontes de eletricidade do Brasil. A baixa média pluviométrica nos anos anteriores a 2001 acarretou redução dos níveis dos reservatórios e baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. O programa de racionamento determinou uma redução no consumo de energia elétrica de consumidores industriais, comerciais e residenciais da ordem de 15% a 25% entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

O faturamento da Companhia entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 (período do racionamento) foi 10% inferior a igual período iniciado em junho de 2000 e 33% inferior a igual período iniciado em junho de 2002. A geração de caixa da Companhia também foi afetada negativamente durante o racionamento.

A falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia, somada à diminuição do nível de água dos reservatórios brasileiros, podem levar o Governo Federal a tomar novas medidas para redução do consumo de energia que poderão ter um impacto negativo na economia brasileira, no faturamento e na geração de caixa da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Tendo em vista que uma parte substancial dos ativos da Companhia é dedicada ao fornecimento de um serviço público essencial, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência, e não estarão sujeitos a penhora para garantia de juízo.

Parte substancial dos ativos da Companhia é considerada como dedicada ao fornecimento de serviço público essencial pelos tribunais brasileiros. Deste modo, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantia de juízo e, nesses casos, de acordo com os termos da Concessão e da legislação brasileira, serão revertidos para o Governo Federal.

A indenização recebida pela Companhia poderá ser menor do que o valor de mercado dos ativos. Essas restrições à liquidação e penhora poderão diminuir significativamente os valores a que os investidores da Companhia teriam direito em caso de liquidação, além de poder ter efeito adverso sobre a capacidade da Companhia de obter financiamentos, o que, consequentemente, afetaria de forma adversa os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

Impacto do Programa de "Universalização" do Governo Federal

Em 2002, o Governo Federal deu início à implementação de um programa de "universalização" com o objetivo de fornecer eletricidade a consumidores de baixo consumo. De acordo com o programa, as empresas de distribuição de energia devem arcar com os custos iniciais de eletricidade para clientes cuja potência declarada dos equipamentos elétricos não ultrapasse 50kW.

Além disso, em 2003 foi criado o Programa Luz para Todos alocando recursos dos fundos setoriais (CDE e RGR) e dos Estados para financiar a universalização do acesso a energia elétrica nas áreas rurais.

Se a Companhia não cumprir o objetivo determinado no programa, poderá ser apenas nas revisões tarifárias até o cumprimento de tais metas. Devido às suas características geográficas e sócio-econômicas, este programa pode exigir despesas operacionais e dispêndios de capital significativos da Companhia.

O Estado do Ceará tem um grande número de consumidores que se enquadram nos quesitos exigidos por este programa. Além disso, o Governo Federal poderá impor à Companhia ônus adicionais no futuro no âmbito do próprio programa de universalização ou de outros programas existentes ou que venham a ser implementados, os quais podem aumentar significativamente os dispêndios de capital e custos operacionais da Companhia e afetar negativamente a sua situação financeira e os seus resultados operacionais.

Tendo em vista que uma parte substancial dos ativos da Companhia é dedicada ao fornecimento de um serviço público essencial, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência, e não estarão sujeitos a penhora para garantia de juízo. Parte substancial dos ativos da Companhia é considerada como dedicada ao fornecimento de serviço público essencial pelos tribunais brasileiros. Deste modo, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantia de juízo e, nesses casos, de acordo com os termos da Concessão e da legislação brasileira, serão revertidos para o Governo Federal.

A indenização recebida pela Companhia poderá ser menor do que o valor de mercado dos ativos. Essas restrições à liquidação e penhora poderão diminuir significativamente os valores a que os investidores da Companhia teriam direito em caso de liquidação, além de poder ter efeito adverso sobre a capacidade da Companhia de obter financiamentos, o que, consequentemente, afetaria de forma adversa os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

O projeto de Reforma das Agências Reguladoras pode afetar a competência da ANEEL.

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 reguladoras e os Ministérios a que estiverem vinculadas, e (ii) de ouvidoria nas agências reguladoras, 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 reguladora, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República.

Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

Projetos de lei em tramitação no Congresso Nacional poderão alterar a Lei de Concessões e Lei Federal nº 9.427/96.

Tramita no Congresso Nacional o projeto de lei nº 3.245/2008, que visa acrescentar o artigo 13-A à Lei de Concessões, o qual preverá que a prestação de serviços públicos essenciais aos consumidores de baixa renda será subsidiada por meio da instituição de tarifa social. O parágrafo único do artigo 13-A ainda definirá o fornecimento de energia elétrica como serviço público essencial. Também tramita no Congresso Nacional o projeto de lei nº 4.942/2009 que, se aprovado, poderá dificultar o procedimento de suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento. Assim, a suspensão do fornecimento de energia somente será admitida mediante sentença judicial, quando frustrados os meios ordinários de cobrança, devendo ser comunicada com antecedência mínima de 15 dias ao poder público local ou ao Poder Executivo Estadual, quando puder prejudicar a prestação de serviço público ou essencial à população.

As alterações em discussão, se aprovadas, poderão afetar negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A fiscalização do Tribunal de Contas da União Federal nos procedimentos adotados pela ANEEL poderá afetar adversamente a metodologia de revisão e reajuste de tarifas de energia elétrica.

O Tribunal de Contas da União acompanhou e fiscalizou o procedimento de revisão tarifária de algumas empresas do setor elétrico, conduzido pela ANEEL no ano de 2003, e proferiu acórdãos nos processos referentes às empresas Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A., Light e Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, nos quais elaborou diversas considerações, críticas e determinações à ANEEL, referentes à metodologia da revisão. Caso o Tribunal de Contas da União venha a fiscalizar o procedimento de revisão tarifária da Companhia, o seu respectivo posicionamento poderá afetar adversamente a metodologia de revisão e reajuste da Companhia, afetando, consequentemente, o resultado operacional e a condição financeira da Companhia.

i) aos países estrangeiros onde o emissor atue

O Brasil é o único país em que o emissor atua, não estando, portanto, sujeito a fatores de risco associados aos países estrangeiros.

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

4.2. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros.

A Companhia tem como prática a análise constante dos riscos aos quais está exposta e que possam afetar seus negócios, situação financeira e os resultados das suas operações de forma adversa. Os riscos de mercado ao qual a Companhia está exposta estão descritos no item 4.1. Atualmente, a Companhia não tem expectativas de redução ou aumento em sua exposição relativa a esses riscos.

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

4.3. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

- a. juízo*
- b. instância*
- c. data de instauração*
- d. partes no processo*
- e. valores, bens ou direitos envolvidos*
- f. principais fatos*
- g. se a chance de perda é:*
 - i. provável*
 - ii. possível*
 - iii. remota*
- h. análise do impacto em caso de perda do processo*

Encontram-se relacionados neste Formulário de Referência todos os processos administrativos e judiciais em andamento, nos quais a Companhia figura como parte devedora, classificados como relevantes. Na avaliação da relevância, a Companhia, além de se ater à capacidade do processo de impactar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou seus negócios, considerou também outros fatores que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os riscos de imagem inerentes a determinada prática da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Os valores envolvidos são avaliados pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos, sendo as contingências de perda classificadas em provável, possível ou remota, considerando os critérios determinados nas normas contábeis emitidas pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis – CPC. A Companhia mantém provisionados apenas os valores relativos aos processos que estão classificados dentre os de risco de perda "provável".

A seguir, são apresentados os detalhes dos processos administrativos e judiciais, nos quais a Companhia figura como parte, que não estão sob sigilo e que são relevantes para os negócios da Companhia.

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

	Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado
1	Fiscal	DRF	Instância Superior	30/12/1998	Coelce	Receita Federal	8.533.382,47	-
2	Fiscal	STJ	Instância Superior	02/06/2003	Coelce	Fazenda Nacional	Recuperação	-
3	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	29/12/2004	SEFAZ	Coelce	13.013.127,08	-
4	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	29/11/2006	SEFAZ	Coelce	25.012.230,76	-

Formulário de Referência - 2015 - CIA ENERG CEARA - COELCE

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes								
							30.729.905,73	-
5	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	16/02/2007	SEFAZ	Coelce		
6	Fiscal	STF	Instância Superior	02/05/2001	Coelce	Fazenda Nacional	Recuperação	-
7	Fiscal	STJ	Instância Superior	28/03/2003	Coelce	Fazenda Municipal	18.424.783,80	-
8	Fiscal	STJ	Instância Superior	13/03/2000	Coelce	Fazenda Nacional	Recuperação	-
9	Fiscal	9ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	21/02/2001	Coelce	SEFAZ	Recuperação	-
10	Fiscal	CARF	2ª Instância	31/07/1997	Receita Federal	Coelce	16.206.195,09	-

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

									Declaração de inexistência do ISSQN incidente sobre arrendamento, subarrendamento, direito de passagem ou permissão de uso, compartilhamento ou não, de ferrovia, auto-estrada, postes, cabos, dutos, o qual abrange contrato de "uso mútuo de postes".		Não há impacto. Recuperação de valores
11	Fiscal	STJ	1ª Instância	16/12/2004	Coelce	Fazenda Municipal	Recuperação		-	Remota	
12	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	09/05/2008	SEFAZ	Coelce	196.795.121,62		-	Remota	Impacto em caixa e resultado
13	Fiscal	9ª Vara Federal em Fortaleza- CE	Instância Superior	19/01/2009	Fazenda Nacional	Coelce	19.572.509,04		-	Possível	Impacto em caixa e resultado
14	Fiscal	Tribunal de Justiça	1ª Instância	02/10/2009	SEFAZ	Coelce	25.422.104,72		-	Possível	Impacto em caixa e resultado
15	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	19/01/2001	SEFAZ	Coelce	5.743.746,84		-	Possível	Impacto em caixa e resultado
16	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	19/01/2001	SEFAZ	Coelce	5.751.330,32		-	Possível	Impacto em caixa e resultado
17	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	19/01/2001	SEFAZ	Coelce	5.661.660,68		-	Possível	Impacto em caixa e resultado

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

									1997.		
18	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	28/01/2004	SEFAZ	Coelce	1.465.735,29	-	Auto lavrado para exigir créditos de ICMS oriundos do não recolhimento por parte de Coelce diante do Termo de acordo 035/91, com respeito ao período de janeiro a dezembro de 1998.	Possível	Impacto em caixa e resultado
19	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	16/02/2007	SEFAZ	Coelce	4.521.683,18	-	Auto lavrado pelo não recolhimento do ICMS nas operações consideradas não tributadas no ano 2002.	Possível	Impacto em caixa e resultado
20	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	04/04/2008	SEFAZ	Coelce	4.373.126,19	-	Auto apresentado para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição bens para o ativo fixo.	Possível	Impacto em caixa e resultado
21	Fiscal	TJ-CE	1ª Instância	06/05/2005	Coelce	SEFAZ	2.137.673,97	-	Anular os débitos tributários consequentes do Auto nº 2002.12163-7, com respeito à transferência de créditos no exercício do ano 2001.	Possível	Impacto em caixa e resultado
22	Fiscal	TJ-CE	2ª Instância	01/08/2005	SEFAZ	Coelce	1.974.800,12	-	Desconstituir os títulos executivos decorrentes dos Autos nº 2002.12160-7 e 2002.12162-7 (transferência de créditos durante os exercícios dos anos 1999 e 2000) já objetos da ação anulatória nº 2004.02.27497-0, a qual aguarda julgamento de primeira instância.	Possível	Impacto em caixa e resultado
23	Fiscal	TJ-CE	1ª Instância	08/08/2007	Coelce	Fazenda Municipal	5.501.186,90	-	Suspender a exigibilidade e, no mérito, anular os créditos tributários cobrados nos processos administrativos nº 53161/02, 521571/02 e 55569/02.	Possível	Impacto em caixa e resultado
24	Fiscal	TJ-CE	1ª Instância	31/07/2009	Fazenda Municipal	Coelce	3.082.973,45	-	Execução fiscal para a cobrança de ISS por diferença nas declarações.	Possível	Impacto em caixa e resultado
25	Fiscal	SEFIN - For	2ª Instância	07/05/2010	Fazenda Municipal	Coelce	1.174.770,86	-	Auto lavrado para a cobrança de ISS referente ao ano de 2007 sobre serviços de atividades acessórias, tais como: chamada, reconexão, e emissão de 2ª via de fatura.	Possível	Impacto em caixa e resultado

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

							1.868.794,90	-	Demanda administrativa para a cobrança do IRPJ relativo ao segundo trimestre do ano de 1998 diante do não recolhimento apontado pela auditoria interna da Fazenda Nacional em revisão das declarações apresentadas.	Possível	Impacto em caixa e resultado
26	Fiscal	CARF	2ª Instância	08/08/2003	Receita Federal	Coelce					
27	Fiscal	TJ-CE	2ª Instância	02/04/2000	Fazenda Municipal	Coelce	4.791.386,95	-	Execução fiscal (processo nº 2000.0133.7452-5/0) de Auto relativo ao não recolhimento do ISS sobre a taxa de administração da TIP.	Possível	Impacto em caixa e resultado
28	Fiscal	TJ-CE	2ª Instância	26/03/2001	Fazenda Municipal	Coelce	5.426.946,61	-	Execução fiscal para a cobrança de ISS e IPTU referentes às certidões de dívida ativa de nº 133/94 a 146/94.	Possível	Impacto em caixa e resultado
29	Fiscal	TJ-CE	2ª Instância	17/06/2011	SEFAZ	Coelce	20.907.631,79	-	Auto lavrado para a cobrança de ICMS do ano 2006 em virtude do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis a consumidores classificados como "baixa renda".	Possível	Impacto em caixa e resultado
30	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	21/12/2012	SEFAZ	Coelce	16.111.079,19	-	Auto lavrado para a cobrança de ICMS relativo ao ano 2007, por apropriação a maior de créditos de ICMS oriundos da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado.	Possível	Impacto em caixa e resultado
31	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	21/12/2012	SEFAZ	Coelce	23.326.325,73	-	Auto lavrado para a cobrança de ICMS no exercício de 2007 em virtude do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis a consumidores classificados como "baixa renda".	Possível	Impacto em caixa e resultado
32	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	21/12/2010	SEFAZ	Coelce	20.863.072,16	-	Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência contratada.	Remota	Impacto em caixa e resultado

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

							33.074.645,53	-	Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência contratada.	Remota	Impacto em caixa e resultado
33	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	17/06/2011	SEFAZ	Coelce					
							38.495.707,05	-	Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência contratada.	Remota	Impacto em caixa e resultado
34	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	01/08/2012	SEFAZ	Coelce					
							2.018.409,75		Auto lavrado para exigir créditos do ICMS oriundos de divergência entre a receita bruta contabilizada e total de receita informada na DAICMS (declaração à fazenda estadual dos valores a pagar-se de ICMS).	Possível	Impacto em caixa e resultado
35	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	17/06/2011	SEFAZ	Coelce					
							19.876.318,27	-	Auto apresentado para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição bens para o ativo fixo.	Possível	Impacto em caixa e resultado
36	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	18/12/2013	SEFAZ	Coelce					
							12.824.452,44		Auto lavrado para a cobrança do ICMS do ano 2008 que resulta da questão do extorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda".	Possível	Impacto em caixa e resultado
37	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	18/12/2013	SEFAZ	Coelce					
							5.427.409,63		Auto lavrado para exigir créditos do ICMS oriundos de divergência entre a receita bruta contabilizada e total de receita informada na DAICMS (declaração à fazenda estadual dos valores a pagar-se de ICMS).	Possível	Impacto em caixa e resultado
38	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	18/12/2013	SEFAZ	Coelce					
							34.810.081,21		Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência	Remota	Impacto em caixa e resultado
39	Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	18/12/2013	SEFAZ	Coelce					

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes									contratada.		
40	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	23/10/2014	SEFAZ	Coelce	42.865.348,90		Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência contratada.	Remota	Impacto em caixa e resultado
41	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	28/02/2014	SEFAZ	Coelce	33.575.348,63		Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência contratada.	Remota	Impacto em caixa e resultado
42	Fiscal	Receita Federal	2ª Instância	03/11/2014	Receita Federal	Coelce	35.185.554,13		Contrariando práctica de todo el sector de distribución de energía, el entendimiento y exigencia de ANEEL, pareceres de expertos y sus propias auditorías fiscales anteriores, la hacienda publica federal incoó acta a Coelce por rechazar la toma de créditos para fines de determinación del PIS/COFINS en el año 2011, calculados sobre la amortización de activos fijos, bajo el argumento que venta de mercancía no da derecho a dichos créditos, sin considerar que ellos son esenciales a la realización de la actividad.	Remota	Impacto em caixa e resultado
43	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	30/06/2014	SEFAZ	Coelce	20.045.357,40		Auto lavrado para a cobrança do ICMS do ano 2009 que resulta da questão do extorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda".	Possível	Impacto em caixa e resultado

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

44	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	30/06/2014	SEFAZ	Coelce	2.428.908,61		Auto apresentado para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição bens para o ativo fixo.	Possível	Impacto em caixa e resultado
45	Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	17/06/2011	SEFAZ	Coelce	6.076.143,54		Auto apresentado para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição bens para o ativo fixo.	Possível	Impacto em caixa e resultado
46	Cível	STJ	Instância Superior	18/10/1994	Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa)	Coelce	53.975.746,98	2.428.908,61	tarifaço	provavel	Pagamento dos valores indevidamente cobrados no período de congelamento das tarifas (mar-nov/1986)
47	Cível	TJCE	2ª Instância	09/07/1998	Indústria Barbalhense de Cimento Portland S.A - IBACIP	Coelce	48.476.201,56	387.809,61	tarifaço	provavel	Pagamento dos valores indevidamente cobrados no período de congelamento das tarifas (mar-nov/1986)
48	Cível	TJCE	2ª Instância	01/09/1995	Pelágio Oliveira S.A.	Coelce	22.732.277,82	181.858,22	tarifaço	provavel	Pagamento dos valores indevidamente cobrados no período de congelamento das tarifas (mar-nov/1986)
49	Cível	TJCE	2ª Instância	30/04/1997	Carbomil Química S/A	Coelce	12.903.012,29	-	Nulidade de contrato - pedido de indenização	possivel	Cancelamento do débito contido no Termo de Confissão de Dívida assinado por Carbomil e o pagamento de indenização
50	Cível	TJCE	1ª Instância	06/07/2001	Cooperva - Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú	Coelce	67.598.579,55	-	Revisional de Aluguel de Rede	possivel	Revisão do contrato de aluguel a partir do início do processo
51	Cível	TJCE	2ª Instância	15/08/1997	Libra - Ligas do Brasil S/A	Coelce	32.504.605,01	-	Nulidade de contrato - pedido de indenização	remota	Cancelamento do débito contido no Termo de Confissão de Dívida assinado por LIBRA e o pagamento de indenização.
52	Cível	TJCE	1ª Instância	22/09/2006	Spic - Sociedade de Projetos e instalações Ltda	Coelce	14.253.305,27	-	Recisão contratual - Perdas e Danos	possivel	Pagamento da Indenização Pleiteada
53	Cível	TJCE	2ª Instância	09/02/2007	Defensoria Pública del Estado de Ceará	Coelce	Indeterminada	68.687,43	Declaração de Ilegalidade da Cobrança dos Termos de Ocorrência - TOI	provavel	A condenação importará na obrigação de internalizarmos todos os empregados das empresas parceiras.
54	Cível	TJCE	1ª Instância	28/08/2002	Inácio Arruda e Outros	Coelce	Indeterminada	-	Anulação da venda da coelce ao consórcio investluz	remota	A condenação importará na anulação de todos os TOI's emitidos e a devolução em dobro do que foi recebido pela Coelce em razão desse

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes											procedimento
55	Cível	TRF	2ª Instância	14/10/2005	Ministerio Público Federal	CGTF, Coelce e Aneel	Indeterminada	-	Declaração de ilegalidade de reajuste tarifário 2005	remota	A condenação importará na anulação da venda da Coelce
56	Cível	TRF	1ª Instância	27/01/2010	Ministerio Público Federal	CGTF, Coelce e Aneel	Indeterminada	-	Declaração de ilegalidade de reajuste tarifário 2008	possível	A condenação importará na anulação do reajuste concedido e a devolução em dobro do que foi recebido pela coelce em razão aumento.
57	Cível	STJ	3ª Instância	04/05/2005	OAB (CE)	Coelce e Aneel	Indeterminada	-	Declaração de ilegalidade de reajuste tarifário 2005	remota	A condenação importará na anulação do reajuste concedido e a devolução em dobro do que foi recebido pela coelce em razão aumento.
58	Cível	TJCE	1ª Instância	14/06/2010	Decon/Procon	Coelce	Indeterminada	-	Declaração de Ilegalidade da Cobrança da parcela dos PIS/COFINS dos consumidores	remota	A condenação importará na anulação do reajuste concedido e a devolução em dobro do que foi recebido pela coelce em razão aumento.
59	Cível	STF	1ª Instância	30/11/2012	Ministério Público Federal	Coelce e Aneel	302.139.672,39	-	Declaração de ilegalidade de revisão tarifário 2012	possível	O pagamento dos valores cobrados pela concessionária relativos ao PIS/COFINS
60	Trabalhista	TRT	1ª Instância	01/10/2000	Ministério Público do Trabalho e Sindeleto	Coelce	Indeterminada	60.919,13	Declaração de Ilegalidade da Terceirização	provável	A condenação importará na devolução imediata dos valores que serão devolvidos de forma fracionada nas revisões tarifárias de 2013 e 2014

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

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

4.4. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estejam sob sigilo, em que o emissor ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores do emissor ou de suas controladas, informando:

Processo n.º 0130716-56.2012.8.06.0001

Local: 8ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Fortaleza

Autor: Estado do Ceará (ex-controlador)

Réu: Companhia Energética do Ceará – COELCE

Objeto: Indenização por aparelhos danificados em razão de suposta falha no fornecimento de energia.

Processo n.º 0838248-69.2014.8.06.0001

Local: 5ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Fortaleza

Autor: Estado do Ceará (ex-controlador)

Réu: Companhia Energética do Ceará – COELCE

Objeto: Indenização por aparelhos danificados em razão de suposta falha no fornecimento de energia.

Informações pertinentes aos processos citados:

Valores, bens ou direitos envolvidos:

Pleito para indenização por aparelhos danificados em razão de suposta falha no fornecimento de energia.

Principais fatos:

Aparelhos danificados em razão de suposta falha no fornecimento de energia.

Se a chance de perda é:

Provável

Análise do impacto em caso de perda:

Pagamento do valor por conta dos direitos pleiteados.

Valor provisionado, se houver provisão

Não há provisão

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5. Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos

Na presente data, não há processos sigilosos relevantes em que a Companhia seja parte.

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

4.6 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e que em conjunto sejam relevantes, em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros, e indicando:

	Natureza do Processo	Tipo de Ação	Explicação Sumária	Número total de ações	Valor total envolvido nas ações (R\$ Milhões)	Valor total provisionado nas ações (R\$ Milhões)
1	Cível	Acidente	Ações ajuizadas em função dos acidentes sofridos por terceiros, tais como i) morte por eletroplessão, ii) danos físicos causados por acidente na rede, ii) acidentes de trânsito	198	152,13	18,63
2	Cível	Corte	Ação ajuizadas em função de procedimento de suspensão do fornecimento de energia elétrica indevido	588	33,86	2,96
3	Cível	Termos de Ocorrência	Ações ajuizadas em função de procedimento de constatação de irregularidade em unidade consumidora (pedido de devolução de valores pagos e indenização por danos morais).	612	28,76	1,13
4	Cível	Tarifaço	Ações ajuizadas em razão do reajuste das tarifas de energia elétrica aplicado pela Ampla, com base nas portarias 38 e 45 do DNAEE (tarifaço), em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil	133	196,17	6,15
5	Cível	Ação Civil Pública/Ação Popular	Ações intentadas por entes públicos que prevêm a responsabilização do infrator no por danos causados no meio ambiente, ao consumidor e outro interesse difuso ou coletivo.	6	Indeterminado	Não há.
6	Trabalhista	Ação Civil Pública	Ações intentadas por entes públicos que prevêm a responsabilização do infrator no por infração a legislação trabalhista, principalmente em relação a terceirização dos serviços prestados.	4	Indeterminado	0,46
7	Trabalhista	Ação Indenizatória	Ações intentadas por empregados próprios ou de empresas parceiras com o objetivo de receber indenizações por danos morais em razão de assédio moral.	23	13,05	4,07
				Total	423,97	33,40

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7. Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores

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

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

4.8. Em relação às regras do país de origem do emissor estrangeiro e às regras do país no qual os valores mobiliários do emissor estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem, identificar:

- i. restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos*
- ii. restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários*
- iii. hipóteses de cancelamento de registro*
- iv. outras questões do interesse dos investidores*

Não aplicável, pois o país de origem da Companhia é o mesmo país onde os valores mobiliários do emissor estão custodiados.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

A linha de negócio da Companhia está concentrada na distribuição de energia elétrica em toda a área de concessão do Estado do Ceará. Dentro da sua estratégia, sintonizada com a gestão financeira de melhores práticas para minimização de riscos financeiros, e observando os aspectos regulatórios, a Companhia identifica os seguintes fatores de riscos que podem afetar seus negócios:

(a) Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de câmbio, que aumentem as despesas financeiras e os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado.

Os contratos de DMLP com variação em moeda estrangeira contratados com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro, não estão vinculados a contratos de swap. Apesar da exposição cambial deste contrato de DMLP, o percentual de exposição cambial está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 0,94% da dívida total, na posição de 31 de dezembro de 2014.

(b) Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. Para minimizar esse risco, a Companhia prioriza a contratação de empréstimos com taxas pré-fixadas (BNB e Eletrobrás) e atrelados a outros índices menos voláteis às oscilações do mercado financeiro, como a TJLP (BNDES).

Em relação aos empréstimos indexados a taxas variáveis, a companhia monitora as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas. Baseada nessa análise, em 2012, a Companhia realizou contratação de derivativos para fazer “swap” contra este risco, alterando o risco de taxa de juros (CDI) para taxa pré-fixada.

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia caso as variações nas taxas de juros e índices de inflação acumulados de janeiro a dezembro de 2014 fosse igual aos índices esperados para 2015, segundo projeções baseadas na curva futura da BM&F:

		Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Aumento / Redução em pontos base			
Passivos financeiros			
CDI	1,41%	(1.145)	(1.145)
IPCA	4,97%	(677)	(677)
Total		(1.822)	(1.822)

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 31 de dezembro de 2014 estão dispostos abaixo:

A estimativa do valor de mercado das operações de swaps foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela BM&FBOVESPA na posição de 31 de dezembro de 2014.

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank	585	5.569	4.984

As análises de sensibilidade demonstradas são estabelecidas com o uso de cenários e análise de stress dos indicadores, demonstrando o efeito destas variações na dívida total.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

(c) Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Esse risco é avaliado como baixo, considerando a pulverização do número de clientes. Adicionalmente, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base nos critérios estabelecidos pela legislação regulatória aliada à análise dos riscos de perdas dos valores vencidos de clientes, questões judiciais e um percentual sobre dívidas parceladas. A Companhia considera isso suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Abaixo segue um demonstrativo do saldo da provisão para créditos de liquidação duvidosa:

Classe de consumidores	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				31/12/2014	31/12/2013
Circulante					
Fornecimento	162.879	120.127	53.963	336.969	274.756
Encargo emergencial	-	-	2.457	2.457	2.487
Créditos junto a clientes com ações judiciais (a)	-	-	65.980	65.980	64.948
Consumidores livres	3.468	-	-	3.468	3.466
Consumidores baixa renda	-	37.318	-	37.318	47.541
Parcelamento de débitos	12.447	-	-	12.447	15.764
Fornecimento não faturado	140.186	-	-	140.186	118.778
Contas a receber com partes relacionadas - vide Nota 20	-	-	40	40	49
Outros créditos	2.405	3.632	(55)	5.982	1.009
Subtotal	321.385	161.077	122.385	604.847	528.798
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(97.933)	(97.933)	(93.307)
Total circulante	321.385	161.077	24.452	506.914	435.491
Não circulante					
Comercialização na CCEE	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos	7.231	-	-	7.231	7.152
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(536)	-	(15.289)	(15.825)	(16.657)
Total não circulante	6.695	-	-	6.695	5.784

(d) Risco de crédito de contrapartes – Derivados e Aplicações Financeiras

As aplicações financeiras incorrem no risco dos emissores de títulos e valores mobiliários que integram a carteira de investimentos não cumprirem com suas obrigações de pagar tanto o principal como os respectivos juros de suas dívidas para com a Companhia. Esse risco tenderá a ser maior em virtude de aplicações de recursos em títulos de dívida privada. Alterações na avaliação do risco de crédito do emissor podem acarretar oscilações no preço de negociação dos títulos que compõem a carteira de investimentos e acarretar perda de patrimônio líquido em caso de inadimplemento, liquidação, falência, intervenção, entre outros. Para reduzir este tipo de risco a Companhia faz criteriosa análise dos emissores de dívida e possui aplicações somente em títulos privados de bancos de primeira linha. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatível às variações do CDI. Dada a natureza e característica das aplicações financeiras, as mesmas já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

Em 31 de dezembro de 2014 e 2013, as aplicações financeiras classificadas como equivalentes de caixa são compostas da seguinte forma:

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
CDB (Aplicações diretas)	101.474	67.761
CDB (Fundos exclusivos)	13.063	8.181
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	23.854	7.538
Total	138.391	83.480

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2014 havia 1(um) contrato de *swap* de CDI para taxa fixa, a fim de diminuir a exposição às flutuações dos índices de mercado.

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia detinha operações de *swap* conforme demonstrado abaixo:

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

					Valores de referência	
					Moeda local	
					31/12/2014	31/12/2013
Descrição	Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição		
Contratos de swaps						
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	8/11/2012	17/10/2016	CDI + 0,97%aa 9,43%	-BRL 5.569	-BRL 6.692
		Valor justo	Efeito acumulado (valor a receber)			
Contraparte	Descrição	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	
HSBC BANK BRASIL S.A.	(+) Ativo	104.566	103.870	-	-	
	(-) Passivo	98.997	97.178	-	-	
	(=) Ajuste	5.569	6.692	5.569	6.692	

As operações de derivativos são realizadas a fim de proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos “Investment Grade” com “expertise” necessária para as operações. A Companhia tem por política não negociar e/ou contratar derivativos especulativos.

(e) Risco de escassez de energia

Corresponde ao risco de escassez na oferta de energia elétrica por parte das usinas hidroelétricas por eventuais atrasos do período chuvoso, associado ao crescimento de demanda acima do planejado, podendo ocasionar perdas para a Companhia em função do aumento de custos ou redução de receitas com a adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS não houve previsão de um novo programa de racionamento em 2014. Além disso, estão ocorrendo algumas campanhas de consumo de energia consciente, que visam mitigar esse risco.

(f) Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (covenants financeiros), bem como o cumprimento da legislação ambiental vigente. O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida. Essas restrições são monitoradas adequadamente e não limitam a capacidade de condução normal das operações. Em 31 de dezembro de 2014 a companhia cumpria com todas as cláusulas de covenants financeiros e não financeiros.

Os riscos apontados acima estão diretamente relacionados aos riscos relacionados a fatores macroeconômicos, quais sejam.

O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Condições políticas e econômicas adversas podem acarretar um efeito adverso para a Companhia.

A Companhia não tem controle sobre as medidas e políticas que o Governo Federal pode vir a adotar no futuro, e tampouco pode prevê-las. Os negócios, condições financeiras e resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados por tais intervenções, bem como por outros fatores, tais como:

- aumentos na taxa de inflação;
- políticas cambiais;
- crescimento econômico nacional;
- instabilidade social;
- diminuição de liquidez dos mercados domésticos de capital e de empréstimo;
- ambiente regulatório pertinente às atividades da Companhia;
- políticas monetárias e taxas de juros;
- controles sobre importação e exportação;
- políticas fiscais e alterações na legislação tributária;
- alterações nas normas trabalhistas; e
- outras questões políticas, diplomáticas, sociais, econômicas e ambientais no Brasil ou que afetem o Brasil.

Medidas do Governo para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação sobre eventuais atos futuros do Governo, podem gerar incertezas sobre a economia brasileira e uma maior volatilidade no mercado de capitais doméstico, afetando adversamente os negócios, a condição financeira e os resultados da Companhia.

Em caso de crises financeira e de crédito mundial poderão afetar de maneira adversa o crescimento econômico do Brasil, limitar o acesso da Emissora aos mercados financeiros e de capitais e, consequentemente, prejudicar seus negócios e condição financeira.

A Emissora até o momento não enfrentou problemas de liquidez, porém caso a situação dos mercados financeiros não melhore, sua capacidade de acesso aos mercados de capitais ou financeiro poderá sofrer restrições em um momento no qual deseje, ou precise, acessar tais mercados, o que poderá prejudicar sua capacidade de reação face a condições econômicas e comerciais adversas, bem como poderia dificultar ou impedir a realização de projetos considerados relevantes pela Companhia. Além disso, a crise financeira e de crédito poderá afetar os atuais clientes da Emissora ou a capacidade de seus fornecedores cumprirem

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

pontualmente com entregas pactuadas, fazendo com que os mesmos venham a inadimplir suas obrigações junto à Emissora. Um agravamento da crise financeira e de crédito poderá prejudicar a demanda pelos serviços da Emissora e sua capacidade de financiar seu crescimento futuro e refinar dívidas pré-existentes, o que, consequentemente, poderia afetar adversamente os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Emissora.

A instabilidade política pode prejudicar os resultados operacionais da Companhia.

O desempenho da economia brasileira tem sido historicamente influenciado pelo cenário político nacional. No passado, as crises políticas afetaram a confiança dos investidores e do público em geral, resultando na desaceleração da economia, o que prejudicou o preço de mercado dos valores mobiliários de companhias listadas para negociação em bolsa de valores.

Nos últimos anos, políticos brasileiros têm sido acusados de condutas antiéticas ou ilegais. Essas acusações, atualmente investigadas pelo Congresso Nacional, incluem financiamento de campanhas e violações nas práticas eleitorais, influência de autoridades do Governo Federal em troca de apoio político e outras supostas acusações de corrupção. No período de 2007 a 2008, diversos membros do partido do atual presidente do Brasil e do Governo Federal, incluindo o presidente do partido do presidente do País, renunciaram. Não podemos prever quais serão os efeitos dessas acusações e investigações nas condições políticas e econômicas brasileiras.

Em 17 de março de 2014 foi iniciada uma investigação ("Operação Jato") realizada pela Polícia Federal do Brasil, com o cumprimento de mais de uma centena de mandados de busca e apreensão, prisões temporária, preventivas e conduções coercitivas, tendo como objetivo apurar um esquema de lavagem de dinheiro suspeito de movimentar mais de dez bilhões de reais. É considerado pela Polícia Federal, como a maior investigação de corrupção da história do País. A operação recebeu esse nome devido ao uso de uma rede de lavanderias e postos de combustíveis pela quadrilha para movimentar os valores de origem ilícita, supostamente, desde 1997. A denúncia inicial partiu do empresário Hermes Magnus, em 2008, quando o grupo de acusados tentou lavar dinheiro na sua empresa Dunel Indústria e Comércio, fabricante de máquinas e equipamentos para certificação. A partir da denúncia inicial, foram empreendidas diligências investigativas que culminaram com a identificação de quatro grandes grupos criminosos, chefiados por Carlos Habib Chater, Alberto Youssef, Nelma Mitsue Penasso Kodama e Raul Henrique Srour.

Em janeiro de 2015, o Ministério Público Federal lançou um portal que reúne uma série de informações, como número de pessoas sob investigação, quantidade de procedimentos instaurados e a íntegra das denúncias apresentadas pelo MPF. A página foi produzida pela força-tarefa que cuida da Operação, em parceria com a Secretaria de Comunicação da Procuradoria-Geral da República (PGR).

A instabilidade da taxa de câmbio pode prejudicar a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Nas últimas 4 décadas, a moeda brasileira tem se valorizado e desvalorizado periodicamente. Ao longo desse período, o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e uma série de políticas cambiais, inclusive controles de câmbio, desvalorizações súbitas, mini desvalorizações (durante as quais a frequência dos ajustes oscilou entre diária e mensal) e sistemas de câmbio flutuante.

Nos últimos anos, houve uma volatilidade significativa do Real em relação ao Dólar e outras moedas. Desde 1999, as taxas de câmbio tem sido definidas pelo mercado. A taxa de câmbio entre o Real e o Dólar tem variado significativamente nos últimos anos. Adicionalmente, a desvalorização do Real frente ao Dólar também pode criar pressões inflacionárias adicionais no Brasil, dificultar o acesso aos mercados financeiros e de capitais internacionais e pode resultar na imediata intervenção do Governo Federal, incluindo políticas governamentais restritivas. Por outro lado, a valorização do Real frente ao Dólar pode resultar na deterioração das reservas do Brasil e de sua balança de pagamentos, bem como afetar as exportações. Qualquer uma dessas circunstâncias poderá afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e valores mobiliários de emissão da Companhia, bem como a capacidade de pagamento da Companhia com relação às suas dívidas.

A Companhia pode ser adversamente afetada pela política monetária do Governo Federal

Caso o Governo Federal aumente as taxas de juros ou adote outras medidas com relação à política monetária que resultem em um aumento significativo das taxas de juros, as despesas financeiras da Companhia poderão aumentar, afetando negativamente o resultado financeiro da Companhia.

A inflação e as medidas do Governo Federal para combatê-la podem afetar adversamente a economia brasileira e o mercado de valores mobiliários brasileiro, bem como a condução dos negócios da Companhia.

Ao longo de sua história, o Brasil registrou taxas de inflação extremamente altas. Determinadas medidas do Governo Federal para combatê-la tiveram um impacto significativamente negativo sobre a economia brasileira. No passado, as medidas adotadas para combater a inflação, bem como a especulação sobre tais medidas, geraram um clima de incerteza econômica no Brasil e aumentaram a volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro.

Medidas futuras tomadas pelo Governo Federal, inclusive intervenção no mercado de câmbio e atos para ajustar ou fixar o valor do Real poderão causar aumento da inflação e produzir efeitos prejudiciais relevantes nos negócios da Companhia, incluindo um aumento nos custos de financiamento.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Caso não haja o repasse do aumento dos custos decorrentes da inflação para o preço das tarifas cobradas pela Companhia a seus clientes em valores suficientes e prazo hábil para cobrir os crescentes custos operacionais da Companhia, tal aumento de custos poderá afetar adversamente a Companhia. Pressões inflacionárias podem levar à intervenção do Governo Federal sobre a economia, incluindo a implementação de políticas governamentais, que poderão ter um efeito adverso na Companhia.

Eventos políticos, econômicos e sociais e a percepção de riscos em outros países, sobretudo de economias emergentes, podem afetar adversamente a economia brasileira e a Companhia.

O mercado brasileiro de valores mobiliários é influenciado pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em graus variados, pelas condições de mercado em outros países da América Latina e de outras economias emergentes. Ainda que as condições econômicas sejam diferentes em cada país, a reação dos investidores aos acontecimentos de um país pode levar o mercado de capitais de outros países a sofrer flutuações.

No passado recente, eventos políticos, econômicos e sociais em países de economia emergente, incluindo os da América Latina, afetaram adversamente a disponibilidade de crédito para empresas brasileiras no mercado externo, resultando em saída significativa de recursos do País e na diminuição na quantidade de moeda estrangeira investida no País.

Caso ocorram eventos políticos, econômicos e sociais em outros países de economia emergente que afetem relativamente o País, pelas razões indicadas acima, isso poderá ter um efeito adverso na Companhia.

Alterações nas leis tributárias brasileiras podem ter um impacto adverso nos resultados operacionais da Companhia.

O Governo Federal regularmente implementa mudanças nas leis tributárias brasileiras. Estas mudanças incluem ajustes na alíquota aplicável e, ocasionalmente, imposição de tributos temporários cujos recursos são alocados para certos fins determinados pelo Governo Federal. Essas medidas podem aumentar as obrigações fiscais da Companhia, o que, por sua vez, afetaria adversamente seus resultados operacionais.

Caso não haja o repasse desses tributos adicionais aos consumidores da Companhia em valores suficientes e prazo hábil, os resultados operacionais da Companhia e sua condição financeira podem ser adversamente afetados.

O Confisco temporário ou expropriação permanente dos ativos da Emissora pode afetar adversamente sua condição financeira e resultados operacionais.

A União pode retomar o serviço de distribuição de energia elétrica da Emissora em casos de razão de 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 e nos resultados operacionais da Emissora e não se pode garantir que a eventual compensação seja adequada ou que tal pagamento seja realizado em tempo.

A perda da Concessão pela Companhia afetaria significativamente sua capacidade de continuar suas operações, o que, consequentemente, ocasionaria um efeito adverso relevante em seu resultado operacional e/ou em sua condição financeira.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

a) riscos para os quais se busca proteção

A Companhia está exposta, principalmente, ao risco de mercado decorrente das variações nas taxas de juros e de câmbio, que impacta o valor justo e o fluxo de caixa de suas operações financeiras.

b) estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

c) instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

A Companhia contrata instrumentos de proteção, incluindo aplicações financeiras e operações de derivativos como swaps. Não é permitida alavancagem em operações de derivativos e tais operações são contratadas com o exclusivo fim de proteção de riscos de taxas de juros e de câmbio.

d) parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

Gerenciamento de Riscos dos Instrumentos Financeiros

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela administração, a Companhia utiliza-se de cálculos de VaR – Value at Risk, Mark to Market, Stress Testing e Duration dos instrumentos para avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos. Além disso, A Companhia atende aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley tendo, portanto, políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição dos riscos.

Valorização dos Instrumentos Financeiros

A estimativa do valor de mercado dos instrumentos financeiros foi elaborada através de modelo de precificação, aplicadas individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base informações obtidas pelo site da BM&FBovespa e ANDIMA.

Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título) obtido da curva de juros de mercado em reais.

e) se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos

Instrumentos Derivativos

Conforme comentado anteriormente, a Sociedade e suas controladas possuem por prática utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos.

O instrumento de proteção contratado pela Companhia é um swap de moeda sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de chamada de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que o derivativo contratado da Companhia possui prazo perfeitamente alinhado com a respectiva dívida protegida, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, a respectiva dívida foi designada para o registro contábil a valor justo. As demais dívidas continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo.

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial incorridos no respectivo endividamento protegido.

f) estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Governança corporativa

Os membros do conselho de administração e da diretoria da Companhia estimulam a adoção de diretrizes e indicadores para acompanhar a evolução do desempenho da Companhia nos aspectos econômico, social e ambiental. Todas as áreas da estrutura organizacional são responsáveis por transformar os conceitos em ações integradas às suas atividades. Entre esses indicadores

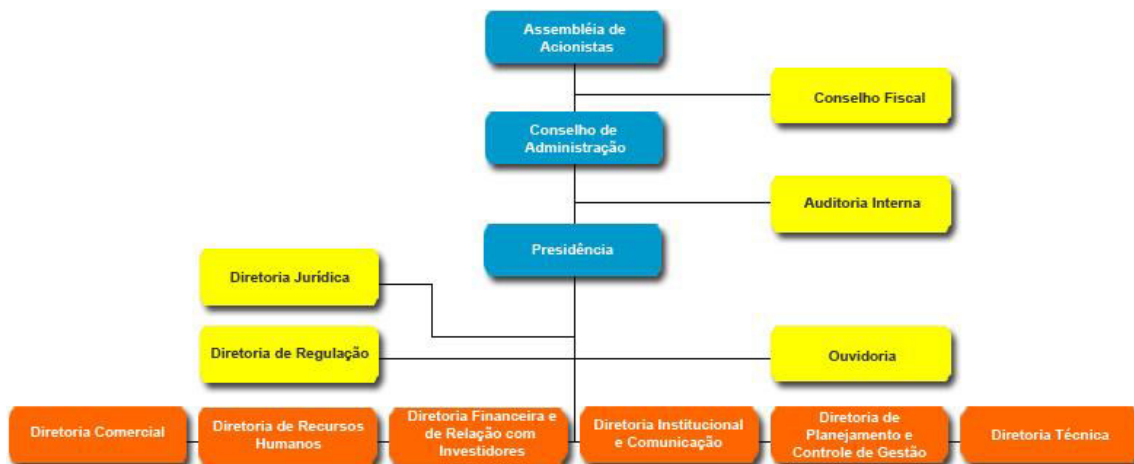
5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

estão os da *Global Reporting Initiative* (GRI), o questionário do Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social e o balanço social do Ibase.

A diretoria da Companhia avalia o desempenho estratégico por meio das informações apresentadas semanalmente nas reuniões executivas e, mensalmente, nas reuniões de resultados. Com as informações consolidadas, são elaborados informativos mensais, enviados aos gestores. O êxito das estratégias é avaliado pela área de planejamento e controle, com a cooperação da área de finanças e relações com investidores. Aspectos econômicos, ambientais e sociais também são analisados a cada trimestre pelo conselho de administração da Companhia. Decisões e informações relevantes são comunicadas aos órgãos reguladores do setor, como a CVM e ANEEL.

Estrutura de governança

A estrutura de governança da Coelce é integrada por órgãos que atuam em sinergia para o alcance de resultados econômicos, financeiros, sociais e ambientais, com base no planejamento estratégico da empresa.



Gestão de riscos

A Coelce mantém uma gestão constante dos riscos inerentes ao seu negócio, de modo a antecipar e prever possíveis impactos de fatores externos ao seu desempenho, tanto no âmbito operacional como no financeiro. O processo é orientado pelo Princípio da Precaução, segundo o qual a ausência de certeza científica não deve ser utilizada como razão para postergar medidas eficazes e economicamente viáveis para prevenir a ameaça de danos sérios ou irreversíveis de degradação ambiental ou à saúde humana.

Riscos Financeiros – Para administrar os riscos associados à gestão financeira, a Coelce conta com o suporte da área de gestão de riscos financeiros, que avalia periodicamente seus níveis de exposição e recomenda operações e ações corretivas para o cumprimento da Norma de Riscos Financeiros e Patrimoniais. Volatilidades de taxas de juros e câmbio podem ter impacto sobre despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos e sobre a rentabilidade das aplicações de disponibilidades de caixa. Esses riscos são geridos por meio da adoção de instrumentos financeiros de proteção, como operações de *swap* e derivativos, buscando a melhor relação de custo de capital de longo prazo e a preservação dos níveis adequados de liquidez e segurança.

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

Como parte do Grupo Enel, que possui títulos negociados na bolsa de valores de Nova Iorque, a Companhia se adequou aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley, criando uma área de controle interno, que tem a função principal de monitorar e garantir a eficácia dos planos de ação para gerenciar os riscos relacionados à atividade.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

Não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta no último exercício social, ou na política de gerenciamento de risco adotada.

5.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item 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	05/07/1971
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade Anônima
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	13/07/1995

6.3 - Breve histórico

A Companhia é resultado da unificação das quatro empresas distribuidoras de energia elétrica existentes no Estado do Ceará (Cenorte, Celca, Cerne e Conefor), tendo sido criada pela Lei Estadual nº 9.477, de 5 de julho de 1971, por escritura pública lavrada em 30 de agosto de 1971, arquivada na JUCEC e publicada no Diário Oficial do Estado do Ceará em 2 de setembro de 1971, autorizada para prestação do serviço público de energia pelo Decreto nº 69.469, de 5 de novembro de 1971 tendo como principais acionistas as Prefeituras Municipais do Estado do Ceará, a Eletrobrás e o Governo Estadual.

Em 2 de abril de 1998, a Companhia foi privatizada por meio de leilão público, realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, passando a ser administrada pelo consórcio Distriluz, formado pela, Enersis, Chilectra e CERJ (atual Ampla Energia).

Após a privatização, o Contrato de Concessão foi assinado em maio de 1998, outorgando à Companhia 30 anos de direitos exclusivos sobre a distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará, ou seja, até dezembro de 2028.

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada diretamente pela Enel Brasil S.A

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,6 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,8 milhões de habitantes.

Em 2014, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com a manutenção do rating corporativo da Companhia de brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce.

A Coelce encerrou o ano de 2014 com 3.625.208 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,6 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2013. Esse crescimento representa um acréscimo de 124.985 novos consumidores à base comercial da Companhia no ano de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 81.372 e 28.043 novos consumidores, respectivamente.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 142 milhões.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou 2014 com um crescimento de 3,3% em relação a 2013. A Companhia fechou 2014 com 1.271 clientes livres.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2014 apresentou um incremento de 498 GWh em relação ao ano de 2013. Este crescimento é o efeito de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 561 GWh, parcialmente compensado, por (ii) um menor volume de energia transportada para os clientes livres no ano de 2014, que foi 63 GWh inferior ao registrado em 2013. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

RECONHECIMENTOS E PREMIAÇÕES

Prêmio Abradee

Pelo 6º ano consecutivo, a Coelce ficou entre as três melhores distribuidoras do Brasil, pela 16ª edição (2014) do Prêmio ABRADEE, premiação que a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica concede anualmente às distribuidoras de energia do país. A Companhia conquistou ainda, o 1º lugar nacional em Responsabilidade Social.

Prêmio Nacional da Qualidade

A Coelce foi reconhecida pela segunda vez consecutiva como empresa Premiada no Prêmio Nacional da Qualidade 2014, o maior reconhecimento público feito pela Fundação Nacional da Qualidade (FNQ) à excelência da gestão das organizações brasileiras. Ser premiada significa ter pontuação considerada "excelente" na maior parte dos oito critérios avaliados – Liderança, Estratégias e Planos, Clientes, Sociedade, Informações e Conhecimento, Pessoas, Processos e Resultados – e ainda atender aos 13 fundamentos da excelência. A Coelce já foi Destaque em Clientes em 2009; Finalista em 2010; Premiada em 2011 e em 2014. Em 2012 e 2013, por regras do Prêmio, a distribuidora não concorreu. E pelo fato de ser sido premiada em 2011, a empresa participou do Prêmio Iberoamericano de Qualidade e também obteve o reconhecimento máximo.

Great Place to Work

Pesquisa que analisa e reconhece os melhores ambientes de trabalho em mais de 49 países em todo o mundo. Pela 7ª vez consecutiva a Coelce permanece no seito grupo das 100 empresas consideradas um excelente lugar para se trabalhar no Brasil.

150 Melhores Empresas para se Trabalhar pela Revista Exame

Em setembro de 2014, a Coelce foi classificada, pela 9ª vez consecutiva, uma das 150 Melhores Empresas para se Trabalhar no Brasil.

Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)

6.3 - Breve histórico

O ISE tem como objetivo medir o retorno de ações de empresas que tem comprometimento com a responsabilidade social, ambiental e econômica. Pela nona vez consecutiva, a Coelce está presente na carteira de ações, que irá vigorar de jan/2015 a dez/2015.

CIER (Comisión de Integración Energética Regional)

O CIER mede o índice de satisfação dos clientes com a qualidade percebida (ISCAL), este ano a disputa do prêmio ficaram entre 67 companhias iberoamericanas, sendo que estas companhias participantes se encontram em 15 países diferentes. A Companhia foi premiada na Categoria Bronze, com a pontuação de 86,8 para o ISCAL (Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida)

Ranking de Qualidade de Serviço – Aneel

Em março de 2014, foi divulgado o ranking de qualidade de serviço de todas as distribuidoras do país, e a Coelce foi eleita a distribuidora de energia elétrica com a melhor qualidade de serviço do país, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, pelo segundo ano (2011 e 2013). O ranking é elaborado com base no indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC), formado a partir da comparação dos valores apurados de DEC e FEC das distribuidoras em relação aos limites estabelecidos pela Aneel.

Selo Empresa Amiga da Criança

Coelce conquistou pelo 8º ano consecutivos, o selo da Fundação Abrinq, que distingue as empresas que têm a infância e a juventude entre suas preocupações, cumprindo diversos critérios e desenvolvendo diversas ações para esse público.

Prêmio Aberje

O programa Conta Verde foi campeão na categoria “Comunicação de Programas Voltados à Sustentabilidade Empresarial” da Regional Norte/Nordeste e no prêmio nacional da Associação Brasileira de Comunicação Empresarial.

Prêmio Contribuintes

A Coelce foi destaque na categoria Combustíveis, Energia e Comunicação. O Prêmio Contribuintes evidencia as empresas que, cada vez mais, pautam suas políticas de trabalho aliadas à prática social.

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

Com efeito retroativo a 12 de dezembro de 2014, foi aprovada a alteração da denominação social de seu acionista controlador de Endesa Brasil S.A. para Enel Brasil S.A.

OPA

No dia 14 de janeiro de 2014, A Companhia comunicou ao mercado que foi informada, naquela data, que a Enersis S.A., sua acionista controladora indireta, sociedade anônima chilena de capital aberto com sede na Cidade de Santiago, Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, em reunião de seu Conselho de Administração realizada naquela data, aprovou a realização de uma Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações (OPA), juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 361, de 5 de março de 2002 (Instrução CVM 361/02), conforme alterada, com o objetivo de adquirir até a totalidade das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais Classe A, e Ações Preferenciais Classe B de emissão da Companhia em circulação no mercado.

O Leilão da OPA ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2014, tendo a Enersis S.A. adquirido 2.964.650 Ações Ordinárias; 8.818.006 Ações Preferenciais Classe A e 424 Ações Preferenciais Classe B. Em razão das aquisições acima, o grupo econômico da Enersis S.A. passou a deter, direta e indiretamente, (i) 47.026.083 Ações Ordinárias, representativas de, aproximadamente, 97,83% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,40% do capital social da Companhia; (ii) 10.588.006 Ações Preferenciais Classe "A", representativas de, aproximadamente, 37,48% do total de Ações Preferenciais Classe "A" de emissão da Companhia e 13,60% do capital social da Companhia; e (iii) 424 Ações Preferenciais Classe "B", representativas de, aproximadamente, 0,03% do total de Ações Preferenciais Classe "B" de emissão da Companhia e 0,00054% do capital social da Companhia.

Tendo em vista que a Enersis S.A. adquiriu mais de 2/3 do total de Ações Ordinárias em circulação, está obrigada, diretamente ou por meio de outra sociedade por ela controlada direta ou indiretamente, a adquirir, nas condições estabelecidas no Edital da OPA, Ações Ordinárias em circulação de qualquer(s) interessado(s) em vendê-las, pelo prazo de 3 meses contado de 17 de fevereiro de 2014, conforme estabelecido na Cláusula 10.2 do Edital da OPA, e nos termos do §2º do artigo 10 da Instrução CVM 361/02.

No dia 19 de maio, a Enersis S.A. comunicou, ainda, que, somando as ações por ela adquiridas através da OPA Voluntária e durante o Período Adicional, adquiriu um total de 3.002.812 ações ordinárias, 8.818.006 ações Preferenciais Classe "A" e 424 Ações Preferenciais Classe "B", com um investimento total no montante de R\$ 579 milhões. Consequentemente, o grupo econômico da Ofertante passou a deter, direta e indiretamente, aproximadamente, 74,05% do capital social total da Companhia.

Incorporação da Inversiones Sudamerica pela Enersis S.A.

Em 01 de outubro de 2013, em decorrência de operação ocorrida no Chile, a sociedade Inversiones Sudamerica Limitada foi dissolvida e extinta de pleno direito por haver se tornado uma subsidiária integral da Enersis S.A. Em decorrência desta operação, todos os ativos de propriedade de Inversiones Sudamerica Limitada foram transferidos para a sua única acionista, a Enersis S.A., inclusive suas participações societárias na Endesa Brasil S.A., Ampla Energia e Serviços S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Incorporação da Investluz S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A. pela Endesa Brasil S.A.

Em 21 de novembro de 2013 foi realizada operação de incorporação da Ampla Investimentos e Serviços S.A. e da Investluz S.A. pela Endesa Brasil S.A. Em razão desta operação, a Endesa Brasil S.A. passou a ser a controladora direta da Companhia Energética do Ceará - COELCE, com 58,86% de participação no capital social e 91,66% no capital votante.

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

Até a presente data, não foi protocolado nenhum pedido fundado em valor relevante requerendo a falência da Companhia, nem pedido de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

6.7 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item foram divulgadas nos itens acima.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

O objeto social da Emissora prevê as seguintes atividades e negócios:

(i) produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, execução de serviços correlatos que lhes venham ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e o desenvolvimento de atividades associadas aos serviços, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades;

(ii) a realização de estudos, planejamentos, projetos, construção e operação de sistemas de produção, transformação, transporte e armazenamento, distribuição e comércio de energia de qualquer origem ou natureza, na forma de concessão, autorização e permissão que lhes forem outorgados, com jurisdição na área territorial do Estado do Ceará, e outras áreas definidas pelo Poder Concedente;

(iii) o estudo, projeto e execução de planos e programas de pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia, em especial as renováveis, ações que desenvolverá diretamente ou em cooperação com outras instituições;

(iv) o estudo, a elaboração e execução, no setor de energia, de planos e programas de desenvolvimento econômico e social em regiões de interesse da comunidade e da companhia, diretamente ou em colaboração com órgãos estatais ou privados, podendo, também, fornecer dados, informações e assistência técnica à iniciativa pública ou privada que revele empenho em implantar atividades econômicas e sociais necessárias ao desenvolvimento; e

(v) a prática de demais atos que se fizerem necessários ao objeto social, bem como a participação no capital social de outras companhias no Brasil ou no exterior, cujas finalidades sejam a exploração de serviços públicos de energia elétrica, incluindo os ligados à produção, geração, transmissão e distribuição.

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,6 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,8 milhões de habitantes.

A Coelce encerrou o ano de 2014 com 3.625.208 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,6 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2013. Esse crescimento representa um acréscimo de 124.985 novos consumidores à base comercial da Companhia no ano de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 81.372 e 28.043 novos consumidores, respectivamente.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 142 milhões.



Número de Clientes	Exercícios Sociais findos em 31 de dezembro de					
	2014	Var. %	2013	Var. %	2012	Var. %
Mercado Cativo	3.294.473	3,30%	3.188.198	3,90%	3.068.295	3,40%
Residencial - Convencional	1.362.412	6,40%	1.281.040	5,50%	1.214.709	-1,80%
Residencial - Baixa Renda	1.227.942	-0,60%	1.235.736	2,00%	1.211.463	7,90%
Industrial	6.104	1,10%	6.001	2,10%	5.878	0,20%
Comercial	176.549	1,80%	173.329	2,80%	168.617	2,50%
Rural	476.276	6,30%	448.233	5,50%	424.885	7,30%
Setor Público	45.190	3,00%	43.859	2,60%	42.743	3,00%
Clientes Livres	71	4,40%	68	58,10%	43	19,40%
Industrial	38	5,60%	36	2,90%	35	25,00%
Comercial	33	3,10%	32	300,00%	8	-
Revenda	2	-	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.294.546	3,30%	3.188.268	3,90%	3.068.340	3,40%
Consumo Próprio	387	21,00%	379	60,60%	236	6,80%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	330.275	6,00%	311.508	15,60%	269.587	5,20%
Total - Número de Consumidores	3.625.208	3,60%	3.500.155	4,90%	3.338.163	3,50%

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

a) produtos e serviços comercializados

A Companhia tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica.

b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor

A segregação da receita 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.

	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
Receita Líquida (R\$ mil)	3.621.915	2.849.743	2.893.720

c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor

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 da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

	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
Lucro Líquido (R\$ mil)	251.559	156.556	420.000

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a) características do processo de produção

Por ser uma Companhia eminentemente distribuidora de energia elétrica, a Companhia depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas companhias de geração de energia elétrica.

Para o atendimento do seu mercado, a Coelce firma contratos de compra de energia de longo prazo. Atualmente, a COELCE possui contratos até o ano de 2044. Por conta das variações na economia e consequente impacto no mercado, periodicamente é feito uso dos mecanismos de ajustes de contratos para adequação aos limites regulatórios, seja cedendo ou adquirindo contratos.

b) características do processo de distribuição

Área de Concessão – Estado do Ceará

A Coelce é responsável pela distribuição de energia elétrica do Estado do Ceará, sendo eleita a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil pela ABRADÉE, por seis anos consecutivos, de 2009 até 2014. A Companhia atende uma população de 8,8 milhões de pessoas (conforme dados obtidos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE) nos 184 municípios do Estado, em um território de 149 mil quilômetros quadrados.

A Coelce encerrou o ano de 2014 com 3.625.208 unidades consumidoras* ("consumidores"), 3,6% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2013. Esse crescimento representa um acréscimo de 124.985 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 81.372 e 28.043 novos consumidores, respectivamente.

Ao final de 2014, empregava 6.345 colaboradores, sendo 1.213 próprios e 5.132 de empresas parceiras. Sua sede está localizada na capital, Fortaleza, onde também possui uma central de atendimento emergencial, responsável pela Região Metropolitana. Conta ainda com mais seis unidades administrativas e 201 lojas de atendimento.

Sistema de Distribuição – Rede Básica

O Estado do Ceará é suprido através de linhas de transmissão da rede básica em 500kV e 230KV, a saber: (i) uma linha de transmissão de 500kV derivada da Usina Hidroelétrica de Luiz Gonzaga, passando pelas subestações de Milagres, Quixada e Fortaleza II; (ii) duas linhas de transmissão de 500kV derivada da Subestação Presidente Dutra, passando pelas subestações de Teresina II, Sobral III e Fortaleza II; (iii) três linhas de transmissão de 230kV derivadas do complexo das Usinas de Paulo Afonso, passando pelas subestações de Bom Nome, Milagres, Iço (via derivação da linha de transmissão 04 M3 entre as subestações de Milagres e Banabuiú), Banabuiú, Russas (via anel fechado entre as subestações Banabuiú, Mossoró e Russas) e Fortaleza I; (iv) duas linhas de transmissão de 230kV derivadas da Usina Hidroelétrica de Boa Esperança, passando pelas subestações Teresina I; (v) uma linha de transmissão derivada da subestação de Teresina I, passando pelas subestações de Piripiri, Sobral II e Cauipe; (vi) três linhas de transmissão derivadas da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Cauipe. (vii) três linhas de transmissão de 230kV derivadas da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Fortaleza I; (viii) dois circuitos (duplo) em 230kV derivados da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Delmiro Gouveia e dois circuitos 230kV derivados da subestação de Sobral III, passando pela subestação de Sobral II.

As subestações pertencentes à rede básica em 500kV e 230kV que atendem ao estado do Ceará são: (i) subestação de Sobral III (seccionadora/abaixadora 1x600MVA – 500/230kV); (ii) subestação de Fortaleza II (seccionadora/abaixadora 3 x 600MVA – 500/230kV); (iii) subestação de Milagres (abaixadora 1x600MVA – 500/230kV); (iv) subestação de Quixada (seccionadora); (v) subestação de Milagres (seccionadora/abaixadora 2 x 100MVA – 230/69 kV); (vi) subestação de Taua (abaixadora 1 x 100MVA – 230/69 kV); (vii) subestação de Iço (seccionadora/abaixadora 1 x 100MVA – 230/69 kV); (viii) subestação de Banabuiú (seccionadora/abaixadora 2 x 33MVA + 1 X 50MVA – 230/69kV); (ix) subestação de Russas (seccionadora/abaixadora 2 x 100MVA – 230/69kV); (x) subestação de Delmiro Gouveia (abaixadora 4 x 100MVA – 230/69kV); (xi) subestação de Fortaleza I (abaixadora 4 x 100MVA – 230/69kV); (xii) subestação de Pici (abaixadora 2 x 100MVA – 230/69kV) (xiii) subestação de Cauipe (seccionadora/abaixadora 2 x 100MVA – 230/69kV); e (xiv) subestação de Sobral II (seccionadora/abaixadora 3 x 100MVA – 230/69kV).

Sistema de Distribuição – Alta Tensão

As linhas que abastecem as subestações de distribuição da Companhia e consumidores classe A 3 (classe de tensão 72,5kV) têm origem a partir das subestações 230/69kV.

O subsistema elétrico suprido através de cada uma destas subestações define uma região elétrica de operação, também denominada de ponto de entrega ou ponto de suprimento em 69kV. Atualmente há três em operação na Cidade de Fortaleza (Fortaleza, Pici e Delmiro Gouveia), um na Região Metropolitana de Fortaleza (Cauipe), um na região Norte do Estado (Sobral II) e Cinco nas regiões Centro-Oeste, Centro e Sul do Estado (Milagres, Tauaço, Banabuiú e Russas II).

c) características dos mercados de atuação, em especial:

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 se tornem consumidores livres, o que lhes possibilita contratar a compra de energia elétrica diretamente de geradoras ou comercializadoras. Quando esses clientes escolhem outro fornecedor de energia elétrica, podem negociar o preço da energia (*commodity*) com o fornecedor de sua escolha e pagam uma

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

transmissão, onde a distribuidora recebe os custos envolvidos na distribuição e a remuneração do seu ativo, uma vez que a energia apenas é repassada para o cliente na tarifa.

A Companhia fechou 2014 com 71 clientes livres, um acréscimo de 3 novos clientes, que representa um incremento de 4,4% em relação ao número registrado no fechamento de 2013.

ii. condições de competição nos mercados

Atualmente, as distribuidoras adquirem parte da energia necessária para atendimento de seu mercado cativo por meio dos contratos iniciais, pelos quais o suprimento de energia é realizado a preços regulados pelo poder concedente (União). Esse suprimento, com preço mais baratos, proporciona o repasse de custos menores aos consumidores finais através das tarifas de fornecimento.

As recontrações devido à descontração dos contratos iniciais ocorrerão por meio de leilão, e certamente serão a preços competitivos já que serão realizados com as "energias velhas". Essa perspectiva de negociação no *pool* de energias descontraídas com os distribuidores deve-se ao fato do Governo Federal promover a modicidade tarifária para os consumidores cativos.

Considerando a condição a ser aplicada pelo modelo do setor elétrico, para contratação de energia necessária ao atendimento da expansão do mercado, cujas contratações serão realizadas através do *pool* por mecanismo de licitação, espera-se que o resultado seja a preços competitivos, contribuindo para a modicidade das tarifas das distribuidoras.

As concessionárias distribuidoras não poderão desenvolver atividades de geração, de transmissão e de venda direta de energia elétrica para consumidores livres, exceto quando praticarem tarifas reguladas. O modelo elimina a possibilidade de contratação bilateral entre distribuidores e geradores, não permitindo tampouco a livre contratação entre empresas relacionadas, preservando, entretanto, os contratos já homologados pela ANEEL.

As novas regras mantêm a possibilidade da comercialização de energia livremente negociada para os grandes consumidores, que, atendendo certas condições, poderão adquirir energia diretamente de comercializadoras e produtores independentes. Para exercer essa opção, deverão atender as condições contratuais, e na inexistência dessas, só poderão exercer a opção de serem livres no intervalo entre 12 e 36 meses a partir da manifestação formal à concessionária. O prazo para retornar à condição de consumidor cativo é de cinco anos, podendo este prazo ser reduzido a critério da distribuidora. Aquele que exercer a opção por ser livre deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito à penalidade pelo descumprimento dessa obrigação.

O modelo reduziu as possibilidades de concorrência entre distribuidoras, auto-produtores e produtores independentes, principalmente se a energia destes for de origem de novas gerações que possuem preços mais elevados.

Por outro lado, a implementação do realinhamento tarifário, determinado pelo Governo Federal, causará a elevação do custo da energia de preço regulado das distribuidoras para os consumidores finais atendidos nos níveis de tensões A1, A3 e A4, fato que certamente estimulará a auto-produção ou contratação diretamente de produtores independentes.

Em um esforço para promover o aumento da concorrência, a ANEEL, em março de 1998, estabeleceu limites à concentração de certos serviços e atividades do setor elétrico. Em 2000, a ANEEL estabeleceu novos limites à concentração de tais serviços, de acordo com os quais, com exceção de empresas que participam do Programa Nacional de Privatização (que precisam apenas cumprir tais limites desde que sua reestruturação societária final seja consumada):

- nenhuma geradora, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada da região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% da capacidade instalada da região norte/nordeste;
- nenhuma distribuidora, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá responder por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado de distribuição na região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado de distribuição na região norte/nordeste;
- nenhuma companhia de comercialização, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá negociar mais de 20% da energia comercial final do Brasil (consumidores finais), 20% da energia elétrica comercial intermediária do Brasil (entre empresas), e 25% do mercado comercial total do Brasil (consumidores e empresas); e
- nenhuma distribuidora poderá adquirir de geradora afiliada ou gerar por si mais de 30% das necessidades de energia total de seus consumidores cativos (denominado limite de auto-contratação). As geradoras e distribuidoras sujeitas aos limites acima são companhias ou consórcios detentores de concessões, permissões ou autorizações, conforme o caso, para gerar ou distribuir energia elétrica, ou agentes que detêm ações do grupo de controle da empresa geradora ou distribuidora. No caso de agente que detenha ações do grupo de controle de empresa geradora ou distribuidora, o cálculo de tais limites toma por base o número de ações ordinárias da companhia detidas pelo agente nestas empresas. No caso de sociedade de responsabilidade limitada, o cálculo toma por base a participação do agente no capital da companhia. A chamada auto-contratação (autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica de empreendimento de geração próprio) não será mais permitida, exceto em relação a contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras poderão, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no ACR e a geradora vencedora da licitação for uma parte relacionada da distribuidora.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

O consumo e, consequentemente, a venda de energia elétrica oscilam em decorrência da variação de temperatura e da atividade comercial e industrial. Assim, as vendas da Companhia são maiores no verão, em razão das temperaturas elevadas, e à proximidade das festas de final de ano, em razão do aumento da atividade industrial e comercial.

Trimestre	2014 % do Volume Anual de Energia	2013 % do Volume Anual de Energia	2012 % do Volume Anual de Energia	Média
1° TRI	24,8%	24,3%	23,9%	24,3%
2° TRI	23,7%	24,4%	24,5%	24,2%
3° TRI	25,3%	24,8%	25,3%	25,1%
4° TRI	26,2%	26,5%	26,3%	26,3%

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 em seus preços

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu a contratação 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 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.

A tabela abaixo indica a quantidade total de energia comprada pela Coelce de cada fornecedor nos períodos indicados.

	Compra de energia (GWh)				
	2014	Var. %	2013	Var. %	2012
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	2.690	-	2.690	-	2.690
Centrais Elétricas - FURNAS	1.343	2,5%	1.377	18,2%	1.684
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	1.613	0,9%	1.599	36,2%	1.174
Companhia Energética de São Paulo - CESP	348	38,5%	566	17,7%	688
Eletronorte	592	57,9%	375	23,3%	489
COPEL	155	36,7%	245	49,1%	481
CEMIG	135	70,2%	453	21,1%	374
PROINFA	233	3,1%	226	3,2%	219
Outros	2.775	5,6%	2.627	0,2%	2.631
Total - Compra de Energia s/ CCEE	11.161	0,5%	11.101	6,4%	10.430
Liquidação na CCEE	552	53,3%	360	168,7%	-134
Total - Compra de Energia	11.713	2,2%	11.461	11,3%	10.296

Além disso, a volatilidade no preço da energia elétrica adquirida é, geralmente, causada por flutuações de carga, causas hidrológicas, falha de equipamentos e variação do preço do combustível.

No curto prazo, a baixa volatilidade é devida aos grandes reservatórios existentes, cuja capacidade permite facilmente a transferência de energia de horários fora da ponta, para horários na ponta.

Já no médio prazo, a volatilidade é mais expressiva e ocorre porque sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da demanda sob condições hidrológicas adversas, o que ocorre com baixa frequência, ou seja, na maior parte do tempo há excedente temporário de energia, o que resulta em preços baixos. Por outro lado, se um período de seca ocorre, o preço pode crescer drasticamente e até alcançar o custo de racionamento, como em 2010. Basicamente, esta alta acentuada do preço em situações de secas ocorre pela necessidade de despachar térmicas para atender a demanda e evitar o esvaziamento “total” dos reservatórios do sistema.

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

A Companhia não possui clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Histórico

A Constituição Federal brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, tais serviços eram explorados principalmente pelo Governo Federal. Nos últimos anos, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico brasileiro. Em geral, essas medidas visavam aumentar a participação do investimento privado e eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, aumentando, dessa forma, a concorrência no setor.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- Em 13 de fevereiro de 1995, o Governo Federal promulgou a Lei de Concessões, que regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal, e, em 7 de julho de 1995, a Lei do Setor Elétrico, que estabeleceu normas para outorga e prorrogação das concessões de serviços públicos existentes e desverticalização dos serviços de energia elétrica. Tais leis, em conjunto: (i) exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) permitiram, gradualmente, que determinados consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa, designados Consumidores Livres, adquirissem energia elétrica diretamente de concessionárias, permissionárias ou autorizadas, tendo a opção, desta forma, de escolher seu fornecedor de energia; (iii) criaram a figura dos chamados Produtores Independentes de Energia Elétrica que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, distribuidoras, comercializadoras, dentre outros; (iv) concederam aos Consumidores Livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; e (v) eliminaram a necessidade, por parte das concessionárias, de obter concessão, por meio de licitações, para construção e operação de usinas hidrelétricas com capacidade entre 1MW a 50MW, as PCHs, as quais passaram a estar sujeitas a simples autorização;
- Em 15 de agosto de 1995, por meio da Emenda Constitucional nº 6, foi autorizado o investimento estrangeiro no setor elétrico brasileiro. No período anterior à emenda em questão, basicamente todas as concessões do setor elétrico eram detidas por pessoa física brasileira ou pessoa jurídica controlada por pessoa(s) física(s) brasileira(s) ou pelo Governo Federal;
- A partir de 1995, uma parcela das participações representativas do bloco de controle de geradoras e distribuidoras detidas pela Eletrobrás, pela União e por vários Estados foi vendida a investidores privados;
- A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a ANEEL com suas atribuições de órgão regulador e, em 6 de agosto de 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE por meio da Lei nº 9.478. Antes de 1997, o setor elétrico no Brasil era totalmente regulado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, que atuava por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. O DNAEE, além de outras, possuía competência para outorgar concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e desempenhava importante papel no processo de fixação de tarifas. Atualmente, a competência para fixação de tarifas é atribuída à ANEEL, uma autarquia independente por força da lei que a criou. Já a outorga de concessões compete ao Governo Federal, como Poder Concedente, que atua por meio do MME. Entretanto, o exercício de tal competência também foi delegado à ANEEL por meio de Decreto Presidencial nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003;
- Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei do Setor Elétrico, destinada a reformar a estrutura básica do setor elétrico que dispôs sobre as seguintes matérias:
 - (i) criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (substituído pela atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) e pela determinação dos preços de curto prazo;
 - (ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras fizessem os Contratos Iniciais, teoricamente, compromissos de take-or-pay, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais foi assegurar que as distribuidoras tivessem acesso ao fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às geradoras de energia elétrica durante o período de transição (2002-2005) que culminaria no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;
 - (iii) criação do Operador Nacional do Sistema - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN;
 - (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica;
 - (v) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização);
 - (vi) estabelecimento de restrições de concentração a titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e
 - (vii) a nomeação do BNDES, como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.
- Em 2000, o Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, criou o Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os benefícios conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluíam:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

(i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com a regulamentação do MME;

(ii) garantia de repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termoeletricas até o limite do valor normativo, de acordo com a regulamentação da ANEEL, e

(iii) acesso garantido a programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico;

- Ainda em 2000, a Lei nº 9.991/00, determinou que concessionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica passassem a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico - P&D. As empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e PCHs estão isentas desta obrigação;

- Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Como consequência desta crise, o Governo Federal implementou medidas que incluíram:

(i) a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e

(ii) a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE (por meio da Medida Provisória nº 2.198- 5/2001), que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões afetadas pelo racionamento, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução. As metas para redução do consumo das classes residenciais e industriais chegavam a 20%;

- Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa de Racionamento, em razão do aumento da oferta (graças à elevação significativa dos níveis dos reservatórios) e da redução moderada da demanda. Em 29 de abril de 2002, o Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438/02, conforme alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, promulgou novas medidas, tais como:

(a) previsão da RTE, com vistas a ressarcir as distribuidoras e geradoras das perdas financeiras provenientes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;

(b) criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA, com o objetivo de criar certos incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e biomassa. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes alternativas durante o período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as quais se incumbem 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. Em sua fase inicial, o PROINFA está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300MW. A maioria dos projetos que se qualificaram para os benefícios oferecidos pelo PROINFA entraram em operação a partir de 30 de dezembro de 2008; e

(c) estabelecimento de regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, que consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50Kw, em tensão inferior a 2,3 kV, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas as 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 concessionária distribuidora. Os recursos provenientes das multas impostas serão aplicados prioritariamente no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL.

(d) mudança nas condições de enquadramento dos consumidores residenciais de baixa renda;

- Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor, tendo por meta precípua proporcionar, aos consumidores, fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi regulamentada por decretos presidenciais dentre os quais o Decreto nº 5.163/04, o qual dispôs, principalmente, sobre a comercialização de energia elétrica.

Concessões

A Lei das Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com o regulamento vigente do setor elétrico.

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica 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 exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitada a prorrogação dentro do prazo estabelecido.

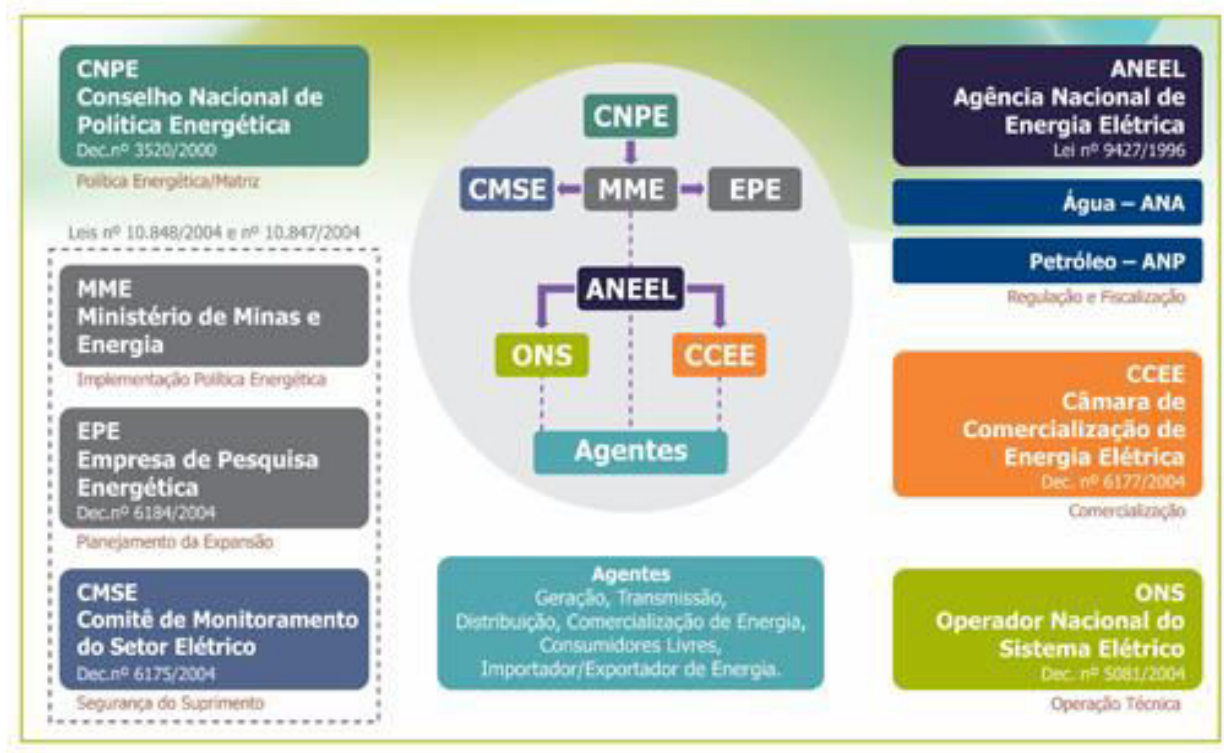
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades das concessionárias, inclusive a Companhia, serão prorrogadas pelo Poder Concedente.

As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida, abaixo.

- Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.
- Servidões. O Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa ou de desapropriação, em benefício de uma concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária ou do Poder Concedente.
- Responsabilidade Objetiva. A concessionária é a responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa.
- Mudanças no controle societário. O Poder Concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária.
- Intervenção do Poder Concedente. O Poder Concedente poderá intervir na concessão com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das condições contratuais, obrigações regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias contado da intervenção, um representante do Poder Concedente deverá iniciar um procedimento administrativo no qual é assegurado à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado por decreto do Poder Concedente ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído em 180 dias após a entrada em vigor do decreto, cessa a intervenção e a concessão retorna à concessionária. A administração da concessão também retornará à concessionária caso o interventor decida pela não extinção da concessão e o seu termo contratual ainda não tenha expirado.
- Extinção antes do Termo Contratual. A extinção do contrato de concessão poderá ser determinada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a retomada do serviço pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão, por razões relativas ao interesse público, as quais deverão ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. A caducidade deverá ser declarada pelo Poder Concedente após a ANEEL ou o MME terem expedido um ato normativo indicando: (i) a falha da concessionária em cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão; (ii) que a concessionária não tem mais a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) que a concessionária não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados. Nos casos de caducidade, deverão ser descontados da indenização os valores das multas contratuais e dos danos por ela causados.
- Termo contratual. Quando do advento do termo contratual, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica, serão revertidos ao Poder Concedente. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.
- Penalidades. A regulamentação da ANEEL prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, licenças, autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% do faturamento da concessionária (deduzido o ICMS), no período de 12 meses imediatamente anterior à notificação de aplicação da sanção. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da ANEEL, relativos a: (i) celebração de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre a receita dos serviços de energia; ou (iii) alterações no controle do detentor da autorização, permissão ou concessão. No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a agência pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades



Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para prestar assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão do setor energético brasileiro, atuando como Poder Concedente em nome do Governo Federal e tendo como sua principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica. Entretanto, por meio de Decreto Presidencial, o exercício efetivo de tais atribuições foi delegado à ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Respeitada a competência do MME, o setor elétrico brasileiro é regulado também pela ANEEL, autarquia federal autônoma. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e com as atribuições a ela delegadas pelo Governo Federal, por meio do MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentação para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradoras de energia elétrica; (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de distribuição e transmissão; e (v) supervisionar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor multas aplicáveis.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998. O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, formada pelos Consumidores Livres e empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar 3 membros da Diretoria do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no SIN, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação da geração e transmissão; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica (propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão); e (vi) a proposição de normas para operação do sistema de transmissão para posterior aprovação pela ANEEL, e a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Em 2004, o Governo Federal editou decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, a partir de 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades, ativos e passivos.

A CCEE foi criada por força da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, sob a forma de pessoa jurídica de direito privado e sob a regulação e fiscalização da ANEEL. A finalidade da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, promovendo, desde que delegado pela ANEEL, os leilões de compra e venda de energia elétrica. A CCEE será responsável: (i) pelo registro de todos os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR e os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como dos montantes de potência e energia dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre – ACL; e (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado, dentre outras atribuições.

A CCEE é integrada pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica e pelos Consumidores Livres e o seu conselho de administração será composto de 5 membros, sendo 4 indicados pelos referidos agentes e um pelo MME, que ocupa o cargo de presidente.

Em 26 de outubro de 2004, por meio da Resolução Normativa nº 109, a ANEEL instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou um decreto que criou a EPE e aprovou o seu Estatuto Social. A EPE é uma empresa pública federal, cuja criação foi autorizada por lei, sendo responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados (carvão mineral, fontes energéticas renováveis, dentre outros), bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Em agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que cria o CMSE, que é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE consistem em: (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas a (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil com tarifas adequadas, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

(a) a criação de 2 ambientes paralelos para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos, chamado de Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado a atividades não reguladas, do qual podem participar os geradores, Consumidores Livres, PIE e agentes comercializadores e que permitirá um certo grau de competição em relação ao Ambiente de Contratação Regulada, qual seja, o Ambiente de Contratação Livre;

(b) obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% (cem por cento) da sua demanda;

(c) restrições a determinadas atividades das distribuidoras, que incluir a proibição de venda de eletricidade aos Consumidores Livres a preços não regulamentados e de desenvolver atividades de geração e transmissão de energia elétrica, de forma a assegurar que estas se concentrem somente em sua atividade principal, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos;

(d) existência de Garantia Física de lastro de geração para toda energia comercializada em contratos, sendo que Garantia Física de Lastro é a capacidade declarada de geração de energia declarada pela usina, de geração para toda energia comercializada em contratos;

(e) proibição das distribuidoras venderem energia a Consumidores Livres a preços não regulamentados e desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica são obrigadas a comprar energia elétrica a que as distribuidoras comprem energia aos mais baixos preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes relacionadas; e

(g) respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a proporcionar estabilidade às transações efetuadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Privatização criado pelo Governo Federal em 1990 visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

A Desverticalização no Âmbito do Marco Regulatório

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995.

O processo de desverticalização tem como objetivos: (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto Geração Distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a Consumidores Livres situados fora de sua área de concessão; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários à prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam (i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados; (ii) ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh/ano; e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou à sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005. Esse prazo poderia ser prorrogado pela ANEEL, uma única vez, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas, paralelamente, em 2 diferentes segmentos de mercado: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por entidades não-reguladas, tais como Consumidores Livres e comercializadoras.

A energia gerada por (i) projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo ("Geração Distribuída"); (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e (iii) Usina Hidrelétrica de Itaipu Binacional ("Itaipu"), não estarão sujeitas a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e comprada pelas distribuidoras do Sul e Sudeste do País. A ANEEL é responsável pelo cálculo das cotas de Itaipu que cabem a cada distribuidora, sendo tais cotas proporcionais ao mercado de cada distribuidora. O preço da energia de Itaipu é dado em Dólar, consequentemente, os preços estão sujeitos à variação cambial. Vale lembrar que os custos de aquisição de energia são meramente repassados às tarifas.

A aquisição pelas distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas, PCHs devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

O Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, as empresas de distribuição compram suas necessidades projetadas de energia para a distribuição a seus consumidores cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica (referidos em conjunto como "Agentes Vendedores") por meio de 2 espécies de acordos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia e assumem o risco no caso de o fornecimento ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, ou das variações de preços dos combustíveis (geradores térmicos), e demais riscos inerentes à geração, sendo então

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os consumidores não são obrigados a comprar energia elétrica de determinadas fontes, desde que sejam necessárias para cumprir seus compromissos contratuais.

De outra forma, nos termos de um Contrato de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Neste caso, a receita da geradora é garantida e os custos variáveis de despacho são assumidos pelas distribuidoras.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa de demanda por parte das distribuidoras é o principal fator levado em conta quando da determinação da quantidade de energia que o sistema como um todo deverá contratar. De acordo com o modelo, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia. A insuficiência de energia para suprir todo o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras.

As contratações entre as distribuidoras e empreendimentos de geração existentes poderão prever entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 3 e, no máximo, 15 anos. As contratações entre as distribuidoras e novos empreendimentos de geração poderão prever entrega da energia a partir do 3º ou do 5º ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos.

As distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia adquirida por meio de leilões. Nesse repasse, determinados desvios de volumes para maior e para menor são admitidos em virtude da impossibilidade das distribuidoras de declararem montantes exatos e com antecedência em relação à sua demanda de energia elétrica para um determinado período.

As distribuidoras possuem diversos mecanismos para ajustar seu portfólio de contratos ao requisito de carga. As distribuidoras contam com leilões de ajuste e a possibilidade de compra de energia de pequenos geradores localizados dentro de sua área de concessão, podendo ainda ceder e adquirir contratos entre si. Além disso, no caso da saída de consumidores livres podem reduzir seus contratos junto aos geradores.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as licitações para novas instalações de geração hidrelétrica indiquem, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ACR.

Redução Compulsória no Consumo

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, em uma situação na qual o Governo Federal venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia em determinada região, todos os Contratos de Quantidade de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados pela CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

O Ambiente de Contratação Livre – ACL

No Ambiente de Contratação Livre é realizada a compra e venda de energia entre concessionárias de geração, PIE, Autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e Consumidores Livres.

O mercado livre compreende atualmente cerca de 25% da carga do país. Seus contratos são livremente negociados, as negociações podem ser simplesmente bilaterais, licitações privadas, ou através de leilões privados promovidos tanto por ofertantes (geradores ou comercializadoras), quanto demandantes (consumidores livres e comercializadoras). Os contratos são negociados com diversos prazos de fornecimento, de curto, médio e longo prazos, com distintas condições de entrega, desde o fornecimento contínuo ao fornecimento com montantes variáveis ao longo do ano e ainda flexíveis para um determinado mês, de maneira que os contratos estão permanentemente refletindo características do consumo, assim como as restrições físicas e econômicas dos fornecedores. Os preços bilaterais refletem tanto as condições conjunturais como estruturais, sendo bastante relacionados às expectativas de preços spot e às condições de suprimento futuro.

Eliminação da Auto-Contratação (Self-Dealing)

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a consumidores cativos é efetuada no ACR, a autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica adquirida de partes relacionadas não é mais permitida (self-dealing), exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras podem, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas, quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no ACR e a geradora vencedora da licitação for uma parte relacionada da distribuidora.

Regras Específicas do Ambiente de Contratação Regulada - ACR

As regras sobre a comercialização de energia elétrica no ACR requerem que as distribuidoras atendam à totalidade de seu mercado, principalmente por meio dos leilões de compra de energia. Cabe ao MME a definição do montante total de energia a ser contratado no ACR e a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões a cada ano.

Em linhas gerais, a partir de 2005, todo agente de distribuição, gerador, comercializador, autoprodutor ou Consumidor Livre deve declarar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, para cada um dos 5 anos subsequentes. Cada agente de distribuição deve declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes ou de energia proveniente de novos empreendimentos, os montantes de energia que deve contratar nos leilões. Além disto, as distribuidoras devem especificar a parcela de contratação que pretendem dedicar ao atendimento a consumidores potencialmente livres, quais sejam, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades de geração têm ocorrido: (i) 5 anos antes do início da entrega da energia (denominados leilões "A-5"); e (ii) 3 anos antes do início da entrega (denominados leilões "A-3"). Haverá, ainda, leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia (leilões "A-1") e para ajustes de mercado, com início de entrega em até 4 meses posteriores ao respectivo leilão. Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, especialmente no que diz respeito à utilização do critério de menor tarifa no julgamento.

Os vencedores de cada leilão de energia realizado no ACR devem firmar os CCEAR com cada distribuidora, em proporção às respectivas declarações de necessidade das distribuidoras. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste, no qual os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição interessado. Os CCEAR provenientes dos leilões "A-5" ou "A-3" terão prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEAR provenientes dos leilões "A-1" terão prazo de 5 a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste terão prazo máximo de 2 anos.

Para os CCEAR decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, há 3 possibilidades de redução das quantidades contratadas, quais sejam: (i) compensação pela saída de consumidores potencialmente, livres do Ambiente de Contratação Regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4% ao ano do montante anual contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação às variações de montantes de energia estipuladas nos contratos de geração firmados antes de 17 de março de 2004, desde que previstas anteriormente a tal data ou relativas a ampliações de PCHs.

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, foi criado o valor de referência anual ("Valor de Referência Anual"), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3", calculado para o conjunto de todas as distribuidoras, o qual será o limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para a contratação de geração distribuída.

O Valor de Referência Anual é um estímulo para que as distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões "A-5", cujo custo de aquisição é, teoricamente, inferior ao da energia contratada nos leilões "A-3" e o Valor de Referência Anual é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos 3 primeiros anos de vigência dos contratos de energia provenientes de novos empreendimentos. A partir do quarto ano, os custos individuais de aquisição são repassados integralmente. Há de se ressaltar a existência das seguintes limitações ao repasse dos custos de aquisição de energia pelas distribuidoras:

- impossibilidade de repasse dos custos referentes à contratação de energia elétrica correspondente a mais de 103% de sua demanda real, com o objetivo de incentivar as distribuidoras a sobre-contratarem e, admitindo o nível de incerteza na previsão de suas necessidades, o MME estabeleceu que as distribuidoras terão o direito de repassar integralmente a seus respectivos consumidores os custos relacionados à energia elétrica por elas adquirida, inclusive a um nível de sobre-contratação de até 103%;
- quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em 2% a demanda, o direito de repasse deste excedente estará limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos aos leilões "A-5" e "A-3";
- caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação – correspondente a 96% da quantidade de energia elétrica dos contratos que se extinguirem no ano dos leilões, subtraídas eventuais reduções, o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor;
- no período compreendido entre 2005 e 2008, a contratação de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões "A-1" não poderá exceder a 1% da demanda das distribuidoras, observado que o repasse do custo referente à parcela que exceder este limite estará limitado a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2005 até 2008;
- O MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes;
- caso as distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua necessidade no ano civil, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) e o Valor de Referência Anual, sem prejuízo da aplicação de penalidades.

Outra opção de gerenciar os riscos de desvios de mercado é o Mecanismo de Sobras e Déficits (MCSD) no qual as distribuidoras podem trocar contratos a preço de custo. Neste mecanismo as distribuidoras deficitárias poderão absorver: (i) CCEAR de energia existente associados prioritariamente a redução de CCEAR por distribuidoras que tiverem saída de consumidores para o mercado livre; (ii) redução de CCEAR por distribuidoras que tiverem novos contratos bilaterais iniciando, desde que firmados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou relativos à ampliação de PCHs; e (iii) redução de CCEAR por distribuidoras que apresentaram variação de mercado acima do previsto. Também está previsto a modalidade de MCSD após o final do ano, momento em que as distribuidoras deficitárias cederiam contratos, a preço de custo, àquelas que estejam com déficit, sem causar perdas para as cedentes.

Leilões de Energia já realizados nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Leilões de Energia Existente

Entende-se por energia existente a energia elétrica produzida por empreendimentos de geração que não sejam classificados como empreendimentos de geração de energia nova, conforme descrito no item abaixo.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 7 de dezembro de 2004, foi realizado o 1º leilão de energia existente, com preços médios de R\$57,51/MWh para entrega de energia entre 2005 e 2012, R\$67,33/MWh para energia entregue entre 2006 e 2013 e R\$75,46/MWh para energia entregue entre 2007 e 2014. O volume de energia vendido foi de 9.054 MW médios para entrega entre 2005 e 2012, 6.782 MW médios para entrega entre 2006 e 2013 e 1.172 MW médios para entrega entre 2007 e 2014.

- 2º Leilão de Energia Existente

Nos dias 2 e 3 de abril de 2005, foi realizado o 2º leilão de energia existente, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Foi vendido no leilão um total de 1.325MW médios, correspondente a apenas 23% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008. Tal energia foi vendida a um preço médio de R\$83,13/MWh. A energia que seria vendida para entrega em 2009 foi automaticamente excluída do leilão, em conformidade com as regras estabelecidas pelo MME, tendo em vista que o preço para tal produto, durante o leilão, ficou abaixo das expectativas de mercado, resultando na retirada das ofertas por parte das geradoras.

- 3º e 4º Leilões de Energia Existente

Em 11 de outubro de 2005, foram realizados o 3º e 4º leilões de energia existente, com preços médios de R\$63,00/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R\$95,00/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102MW médios para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166MW médios para entrega entre 2009 e 2016.

- 5º Leilão de Energia Existente

Em 14 de dezembro de 2006, foi realizado o 5º leilão de energia existente, com preço médio de R\$104,74/MWh para entrega de energia entre 2007 e 2015. O volume de energia vendido foi de 204 MW médios para entrega entre 2007 e 2015.

- 6º Leilão de Energia Existente

Em 06 de dezembro de 2007, haveria o 6º leilão de energia existente, no entanto, este não foi realizado pois não houve oferta de energia.

- 7º Leilão de Energia Existente

Em 28 de novembro de 2008, haveria o 7º leilão de energia existente, no entanto, este não foi realizado porque os vendedores não apresentaram Garantia Financeira.

- 8º Leilão de Energia Existente

Em 30 de novembro de 2009, foi realizado o 8º leilão de energia existente, com preço médio de R\$ 98,91/MWh para início de suprimento em janeiro de 2010. O volume total de energia vendida foi de 84 MW médios com prazo de 5 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos e térmicos.

- 9º Leilão de Energia Existente

Em 10 de dezembro de 2010, foi realizado o 9º leilão de energia existente, com preço médio de R\$ 105,04/MWh para início de suprimento em janeiro de 2011. O volume total de energia vendida foi de 98 MW médios com prazo de 3 anos de duração para Empreendimentos Hidrelétricos e Térmicos.

- 10º Leilão de Energia Existente

Em 30 de novembro de 2011, foi realizado o 10º leilão de energia existente, com preço médio de R\$ 79,99/MWh para início de suprimento em janeiro de 2012. O volume total de energia vendida foi de 195 MW médios com prazo de 3 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

Leilão de Energia Existente A-1

Realizado em 05 de dezembro de 2014, onde foram negociados 622 MW.médios, o que representa 80% de frustração. Com início de fornecimento em 01 de janeiro de 2015, com prazos de 3 anos. As Companhias do Grupo Enel (Ampla e Coelce) compraram 39 MWm.

Leilões de Energia Nova

Entende-se por energia nova a energia elétrica produzida por empreendimentos de geração que até a data de publicação do respectivo edital de leilão (i) não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou (ii) sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 16 de dezembro de 2005, foi realizado o 1º leilão de energia nova. O resultado foi a comercialização de um total de 3.284MW médios por meio de contratos com duração de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos e de 15 anos para os empreendimentos termelétricos. No primeiro leilão de energia nova, 64% dos participantes foram empresas do setor público, tendo a Petrobras representado 38% e a Eletrobrás 20%. Somente 855MW médios negociados referem-se aos novos empreendimentos que não tinham concessão ou autorização previamente outorgadas pela ANEEL. Desses 855MW médios, somente 29% refere-se a investimentos do setor privado. Um dos fatores que contribuiu para a baixa participação de investidores privados foi o preço mínimo estipulado pelo Governo Federal para a contratação de energia hidrelétrica: R\$116,00/MWh. Tal valor foi considerado insuficiente para o retorno do investimento em praticamente todos os empreendimentos, segundo os investidores.

• 2º Leilão de Energia Nova

Em 29 de junho de 2006, foi realizado o 2º leilão de energia nova. Este leilão teve energia proveniente de 2 tipos de fontes geradoras: Hidrelétrica e Termoelétrica. O primeiro teve o preço médio negociado em R\$126,77/MWh e um volume vendido de 1.028 MW médios para início de suprimento em 2009 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R\$132,39/MWh e um volume vendido de 654 MW médios para início de suprimento em 2009 e com 15 anos de duração.

• 3º Leilão de Energia Nova

Em 10 de outubro de 2006, foi realizado o 3º leilão de energia nova. Este leilão teve energia proveniente de 2 tipos de fontes geradoras: Hidrelétrica e Termoelétrica. O primeiro teve o preço médio negociado em R\$120,86/MWh e um volume vendido de 569 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R\$137,44/MWh e um volume vendido de 535 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 15 anos de duração.

• 4º Leilão de Energia Nova

Em 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º leilão de energia nova. Este leilão foi de energia proveniente de Termoelétrica. O preço médio negociado foi de R\$134,67/MWh e um volume vendido de 1.034 MW médios para início de suprimento em 2010 e com 15 anos de duração.

• 5º Leilão de Energia Nova

Em 16 de outubro de 2007, foi realizado o 5º leilão de energia nova. Este leilão teve energia de Hidrelétricas e Termoelétricas. O primeiro teve o preço médio negociado em R\$129,14/MWh e um volume vendido de 715 MW médios para início de suprimento em 2012 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R\$128,37/MWh e um volume vendido de 1.597 MW médios para início de suprimento em 2012 e com 15 anos de duração.

• 6º Leilão de Energia Nova

Em 17 de setembro de 2008, foi realizado o 6º leilão de energia nova. Este leilão foi de energia proveniente de Outras Fontes. O preço médio negociado foi de R\$128,42/MWh e um volume vendido de 1.076 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 15 anos de duração.

• 7º Leilão de Energia Nova

Em 30 de setembro de 2008, foi realizado o 7º leilão de energia nova, com preço médio de R\$141,78/MWh para início de suprimento em janeiro de 2013. O volume de energia vendido foi de 3.125 MW médios com prazo de duração de 15 (outras fontes) a 30 (hidrelétricas) anos.

• 8º Leilão de Energia Nova

Em 27 de agosto de 2009, foi realizado o 8º leilão de energia nova, com preço médio de R\$144,50/MWh para início de suprimento em janeiro de 2012. O volume total de energia vendido foi de 11.000 MW com prazo de duração de 15 (outras fontes) a 30 (hidrelétricas) anos.

• 9º Leilão de Energia Nova

Em 21 de dezembro de 2009, haveria o 9º leilão de energia nova, no entanto, este não foi realizado porque os vendedores não apresentaram Garantia Financeira.

• 10º Leilão de Energia Nova

Em 30 de julho de 2010, foi realizado o 10º leilão de energia nova, com preço médio de R\$ 99,48/MWh para início de suprimento em janeiro de 2015. O volume total de energia vendida foi de 327 MW médios com prazo de 30 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

• 11º Leilão de Energia Nova

Em 17 de dezembro de 2010, foi realizado o 11º leilão de energia nova, com preço médio de R\$ 67,31/MWh para início de suprimento em janeiro de 2015. O volume total de energia vendida foi de 968 MW médios com prazo de 30 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

• 12º Leilão de Energia Nova

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 11 de dezembro de 2011, foi realizado o 12º leilão de energia nova, com preço médio de R\$ 102,07/MWh para início de suprimento em março de 2014. O volume total de energia vendido foi de 1.536 MW médios com prazo de duração de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

- 13º Leilão de Energia Nova

Em 20 de dezembro de 2011, foi realizado o 13º leilão de energia nova, com preço médio de R\$ 102,18/MWh para início de suprimento em janeiro de 2016. O volume total de energia vendido foi de 555 MW médios com prazo de duração de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

- 14º Leilão de Energia Nova

O certame foi cancelado pelo Ministério de Minas e Energia – MME. O cancelamento foi oficializado pela Portaria MME 602/2012, publicada em 30/11/2012, no Diário Oficial da União.

- 15º Leilão de Energia Nova

Em 14 de dezembro de 2012, foi realizado o 15º Leilão de Energia Nova, com preço médio de 91,25 R\$/MWh para início de suprimento em janeiro de 2017. O volume total de energia vendida foi de 303,5 MW médios com prazo de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

Leilão de Energia Nova A-3

Em 06 de junho de 2014, foi realizado o Leilão de Energia Nova A-3 onde foram negociados 395 MW.médios de 22 usinas com preço médio de R\$ 126,18 R\$/MWh. O início do fornecimento será em 01 de janeiro de 2017, com prazos de 30 e 20 anos. As Companhias do Grupo Enel (Ampla e Coelce) compraram 31 MWm, resultado de 58% de frustração do certame.

Leilão de Energia Nova A-5

Realizado em 28 de novembro de 2014, foram negociados 2.743 MW.médios de 51 usinas com preço médio de R\$ 196,11 R\$/MWh. O início do fornecimento será em 01 de janeiro de 2019, com prazos de 30 e 25 anos. As Companhias do Grupo Enel (Ampla e Coelce) compraram 187 MWm, 4% acima da quantidade declarada.

Leilões de Ajuste

Os Leilões de Ajuste são realizados para possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. Em tal modalidade, os leilões têm prazo de suprimento de até 2 anos e o montante total de energia contratado nos mesmos não poderá exceder a 1% da carga total contratada de cada agente de distribuição, exceto nos anos de 2008 e 2009, quando este limite de contratação será de 5%.

- 1º Leilão de Ajuste

Em 31 de agosto de 2005 haveria o 1º leilão de ajuste, mas este não foi realizado por ausência de comprador.

- 2º Leilão de Ajuste

Em 1º de junho de 2006, foi realizado o 2º leilão de ajuste, com preço médio de R\$29,12/MWh (para contratos de 3 meses) e R\$34,39 /MWh (para contratos de 6 meses). O volume de energia vendido foi de 17,5 MW médios para início de suprimento em 01 de julho de 2006 com prazo de 3 a 6 meses de duração.

- 3º Leilão de Ajuste

Em 29 de outubro de 2006, foi realizado o 3º leilão de ajuste, com preço médio de R\$75,96/MWh. O volume de energia vendido foi de 10 MW médios com prazo de 3 meses de duração.

- 4º Leilão de Ajuste

Em 29 de Março de 2007, foi realizado o 4º leilão de ajuste, com preço médio de R\$53,93/MWh. O volume de energia vendido foi de 189 MW médios com prazo de 4 a 9 meses de duração.

- 5º Leilão de Ajuste

Em 28 de junho 2007, seria realizado o 5º leilão de ajuste, mas este não foi realizado por ausência de proponentes (vendedores).

- 6º Leilão de Ajuste

Em 27 de setembro de 2007, foi realizado o 6º leilão de ajuste, com preço médio de R\$138,24/MWh para entrega de energia entre outubro de 2007 a janeiro de 2008. O volume de energia vendido foi de 477 MW médios com prazo de 3 a 12 meses de duração.

- 7º Leilão de Ajuste

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

9º Leilão de Ajuste, com preço médio de R\$140,21/MWh para entrega de energia entre julho e outubro de 2008. O volume de energia vendido foi de 109 MW médios com prazo de 3 a 6 meses de duração.

- 8º Leilão de Ajuste

Em 23 de setembro de 2008, foi realizado o 8º leilão de ajuste, com preço médio de R\$164,55/MWh para entrega de energia entre outubro de 2008 e janeiro de 2009. O volume de energia vendido foi de 233 MW médios com prazo de 3 a 6 meses de duração.

- 9º Leilão de Ajuste

Em 20 de fevereiro de 2009, foi realizado o 9º leilão de ajuste, com preço médio de R\$145,67/MWh para entrega de energia entre março a junho de 2009. O volume de energia vendido foi de 1.536 MW médios com prazo de 4 a 10 meses de duração.

- 10º Leilão de Ajuste

Em 17 de fevereiro de 2011, foi realizado o 10º leilão de ajuste, com preço médio de R\$ 109,84/MWh para entrega de energia entre março a dezembro de 2011. O volume de energia vendido foi de 310 MW médios com prazo de 4 a 10 meses de duração.

- 11º Leilão de Ajuste

Em 30 de setembro de 2011, foi realizado o 11º leilão de ajuste, com preço médio de R\$ 63,88/MWh para entrega de energia entre outubro de 2011 a dezembro de 2012. O volume de energia vendido foi de 2.105 MW médios com prazo de 3 a 12 meses de duração.

- 12º Leilão de Ajuste

Em 29 de março de 2012, foi realizado o 12º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 13,48 MW médios com prazo de três a nove meses de duração. O preço médio do leilão foi de R\$ 142,46/MWh.

- 13º Leilão de Ajuste

Em 14 de junho de 2012, foi realizado o 13º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 36,67 MW médios com prazo de três a seis meses de duração. Os preços deste leilão variam entre R\$ 114,51/MWh a R\$ 128,04/MWh.

- 14º Leilão de Ajuste

Em 29 de setembro de 2012, foi realizado o 14º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 16,12 MW médios com prazo de três a doze meses de duração. Os preços deste leilão variam entre R\$ 130,73/MWh a R\$ 139,13/MWh.

Leilões de Fontes Alternativas

- 1º Leilão de Fontes Alternativas

Em 18 de junho de 2007, foi realizado o 1º leilão de fontes alternativas, com preço médio de R\$137,32/MWh para início de entrega de energia em 1º de janeiro de 2010. O volume de energia vendido foi de 186 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos e 15 anos para outras fontes.

- 2º Leilão de Fontes Alternativas

Em 26 de agosto de 2010, foi realizado o 2º Leilão de Fontes Alternativas, comercializado ao preço de R\$135,48/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2013. O volume de energia vendido foi de 714,3 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos e 20 para térmicos.

Leilão UHE Santo Antônio

Em 10 de dezembro de 2007, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Santo Antônio, comercializado ao preço de R\$78,87/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2012.

Leilão UHE Jirau

Em 19 de maio de 2008, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Jirau, comercializada ao preço de R\$71,37/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2013.

Leilão UHE Belo Monte

Em 24 de abril de 2010, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Belo Monte, comercializada ao preço de R\$77,97/MWh para entrega de energia a partir de fevereiro de 2015. O volume de energia vendido foi de 3.031,20 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos.

Contratos celebrados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico expressamente determina que os contratos celebrados pelas distribuidoras de energia elétrica e aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos, aumento de preços ou quantidades de energia elétrica já contratadas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

Após a criação da ANEEL, em 1997, a agência passou a regular as tarifas praticadas pelas distribuidoras, tendo por base seu Contrato de Concessão que estabelece, dentre outros, as tarifas a serem praticadas e os respectivos critérios de reajuste/revisão destas tarifas. Nesse ambiente regulatório, a tarifa é diferenciada de acordo com o tipo de consumidor (classe de consumo) e a tensão do fornecimento (grupo/subgrupo).

Reajustes e Revisões Tarifárias

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

No dia 15 de abril de 2015, ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário da COELCE, com impacto positivo de € +2 milhões (R\$ 5,4 milhões) em 2014 no orçamento. O índice de ajuste médio percebido pelos consumidores é de +16,77%.

A ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em 2 parcelas correspondentes aos seguintes custos: (i) custos não-gerenciáveis pela distribuidora, chamados custos da Parcela A; e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B.

Os custos da Parcela A incluem, os seguintes itens:

- custos de aquisição de energia elétrica obtidos dos leilões públicos promovidos pela ANEEL;
- custos de aquisição de energia elétrica de Itaipu (apenas nas concessionárias que adquirem energia da usina de Itaipu);
- custos de aquisição de energia elétrica, conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; e
- encargos setoriais: CCC, CDE, RGR, TFSEE, PROINFA, ONS, ESS.

O repasse do custo de aquisição de energia elétrica sob contratos de fornecimento celebrados antes da vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico às tarifas está sujeito a um limite máximo baseado no Valor Normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia (tais como energia hidrelétrica, energia termelétrica ou fontes alternativas de energia). O Valor Normativo é reajustado anualmente para refletir aumentos nos custos incorridos pelas geradoras. Este reajuste leva em consideração: (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda estrangeira (Dólar e inflação americana); e (iii) os custos de combustível (tal como gás natural). Os custos incorridos em moeda estrangeira não podem ultrapassar 25% dos custos das geradoras.

A Parcela B compreende os custos que estão sob o controle das concessionárias (custos operacionais, remuneração do capital e quota de reintegração regulatória). A cada reajuste, a Parcela B é obtida como resultado da subtração da Parcela A da Receita total auferida no período de Referência, que é definido como o período transcorrido entre o último reajuste e o que está em processamento, ou seja, a Parcela B é obtida residualmente.

O Reajuste Anual das tarifas baseia-se em uma fórmula paramétrica, definida no Contrato de Concessão. Nele, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. Em outubro de 2001, foi criado o mecanismo da CVA, para compensação das variações de valores de itens dos custos não gerenciáveis ocorridas entre reajustes tarifários anuais das distribuidoras de energia. A CVA é contabilizada no balanço patrimonial das distribuidoras e o seu saldo corrigido mensalmente pela taxa de juros Selic, podendo ser um ativo ou passivo regulatório. Na data do reajuste anual, se o saldo da CVA indicar um direito a receber para a distribuidora, a ANEEL deverá homologar o respectivo acréscimo para as tarifas. Se o saldo da CVA indicar uma obrigação a ressarcir o consumidor, a ANEEL deverá homologar o respectivo decréscimo para as tarifas.

A Revisão Tarifária Periódica ocorre a cada 4 ou 5 anos (cada contrato de concessão tem um período distinto). Essas revisões são realizadas pela ANEEL tendo como princípios: as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

Desta forma, nos processos de Revisão Tarifária Periódica implementados pela ANEEL, todos os custos da Parcela B são recalculados com vistas a assegurar que a Parcela B seja suficiente para: (i) a cobertura dos custos operacionais eficientes; e (ii) a remuneração adequada dos investimentos prudentes considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora. É ainda na Revisão Tarifária que se determina o Fator X.

O Fator X é utilizado para ajustar o IGP-M empregado nos reajustes anuais subsequentes. Até o 2º ciclo de Revisão Tarifária, o Fator X é calculado com base em 2 componentes: (i) Xa, estabelecido a cada ano, é calculado considerando a diferença entre os índices de inflação IPCA e o IGP-M multiplicada pelos custos totais com pessoal, material e serviços da distribuidora (uma vez que esses aumentos se baseiam no IPCA e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M); e (ii) Xe, estabelecido a cada revisão periódica para os reajustes tarifários anuais subsequentes, é um fator baseado em ganhos de produtividade da concessionária devido ao crescimento de mercado.

A partir do 3º ciclo de Revisão Tarifária, a abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica 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 será composto por três componentes, conforme fórmula **Fator X = Pd + Q + T**, onde:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

O Componente Pd do Fator X 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. O Componente Q do Fator X 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. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes.

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 revisão tarifária do 3º ciclo de revisão tarifária.

Ademais, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a Revisão Tarifária Extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar o equilíbrio financeiro de seus contratos de concessão e a compensação por custos imprevistos que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Histórico Recente de Revisão Tarifária da Companhia

Conforme estabelecido no Contrato de Concessão, os reajustes tarifários anuais entram em vigor a partir do dia 22 de abril de cada ano, e as revisões tarifárias periódicas ocorrem a cada 4 anos, também na mesma data. O primeiro ciclo de revisão tarifária da Companhia ocorreu em 2003, o segundo ciclo ocorreu em 2007, e o terceiro ciclo está previsto para ocorrer em 2011.

Em abril de 2007, foram homologados os resultados da revisão tarifária da Companhia, com o estabelecimento do reposicionamento tarifário provisório de -7,20% e o componente Xe de 2,82%.

Em abril de 2008, a ANEEL homologou a alteração nos resultados da segunda revisão tarifária da Companhia, em decorrência da validação da base de remuneração da concessionária, bem como a incorporação, provisória, de alguns dos aprimoramentos metodológicos submetidos. As alterações resultaram em um reposicionamento tarifário de -8,66% e um componente Xe de 0,77%. Após o recebimento de aportes e contribuições por meio de Consulta Pública, a ANEEL homologou em 31 de março de 2009, o resultado definitivo da segunda revisão tarifária da Companhia. A empresa obteve um reposicionamento tarifário de - 8,89%. Também foi definido para o componente Xe do Fator X um índice de 0%.

Em abril de 2008, a ANEEL homologou o reajuste tarifário anual contratual em 8,43%, sendo 6,04% desse percentual relativo ao processo de reajuste e 2,39% referente aos componentes financeiros pertinentes.

O reajuste tarifário anual de 2009 da Coelce homologado pela ANEEL, vigente a partir de 22 de abril de 2009, resultou no índice total de 13,93%, sendo 9,88% relativo ao cálculo econômico e 4,05% referente aos componentes financeiros.

O reajuste tarifário anual de 2010 homologado pela ANEEL, vigente a partir de 22 de abril de 2010, resultou no índice total de 8,95%, sendo 4,19% relativo ao cálculo econômico e 4,76% referente aos componentes financeiros. O reajuste percebido pelo cliente foi de 3,32%.

3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

O Contrato de Concessão nº 01/98, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Coelce, define a data de 22 de abril de 2011 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

As metodologias aplicáveis ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP) foram aprovadas em novembro de 2011 por meio das Resoluções 457/2011 e 464/2011.

Devido à extensão das discussões relativas às metodologias para o 3CRTP, não houve tempo hábil para se proceder com a revisão tarifária da Coelce na data definida no Contrato de Concessão. De acordo com a disciplina definida pela Resolução 433/2011, que veio a ser substituída pela Resolução 471/2011, as tarifas vigentes em 22 de abril de 2011 foram prorrogadas, não tendo o consumidor percebido qualquer movimentação tarifária naquela oportunidade.

Embora processada em atraso, a revisão tarifária da Coelce tem vigência desde a data prevista no Contrato de Concessão, de 22 de abril de 2011. Com o objetivo de tornar neutro para distribuidora e consumidores a postergação da revisão tarifária, será apurado um componente financeiro a partir da diferença entre as tarifas prorrogadas (que foram aplicadas) e aquelas definidas na revisão tarifária (que deveriam ter sido aplicadas), aplicadas sobre o mercado de referência do próximo reajuste tarifário.

Em 18 de janeiro de 2012 foi concedida Liminar Judicial à ABRADEE cuja decisão obriga a ANEEL a deixar de considerar, em prol da modicidade tarifária, a redução da WACC a ser aplicada sobre a base de remuneração, em decorrência do benefício fiscal auferido pelas distribuidoras que atuam nas regiões Norte e Nordeste que quando gozam do direito que lhes foi outorgado recolhem somente 15,25% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL), enquanto as distribuidoras que atuam nas demais regiões do País pagam 34%.

Com a concessão desta Liminar, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Coelce em razão da revisão tarifária era de -10,89%.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 17 de abril de 2012, o ministro do STF, Ari Pargendler suspendeu a referida Decisão Liminar. A partir dessa decisão, a ANEEL volta a definir o WACC conforme metodologia aprovada pela Diretoria, o que significa dizer que os consumidores da Coelce teriam uma redução tarifária maior. Consequentemente, no dia 17 de abril de 2012, a ANEEL aprovou de maneira definitiva o resultado da 3RTCP da Coelce. Aplicando-se a metodologia aprovada pela ANEEL, o efeito médio para o consumidor que era de -10,89% passa a ser de -12,20%, aplicado a partir de 22 de abril de 2012.

No dia 1 de junho de 2012, a liminar judicial voltou a vigorar por decisão do presidente do STF e, em 26 de junho de 2012, a ANEEL aprovou o novo valor do 3º ciclo de revisão tarifária periódica da Coelce, passando de -12,20% para -10,89%, com aplicação imediata.

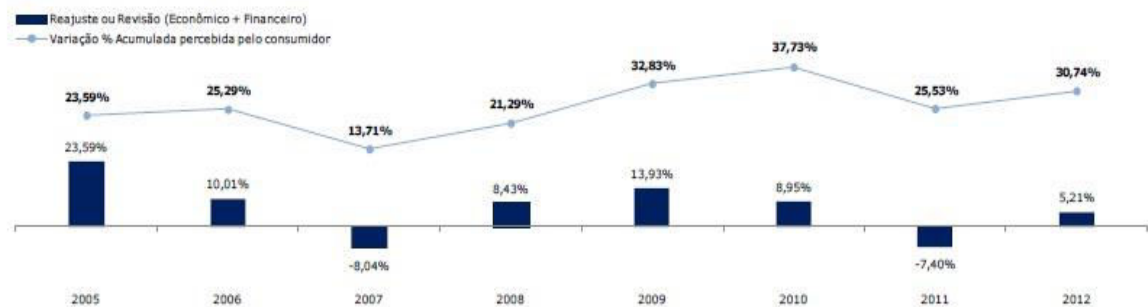
Reajuste Tarifário Anual de 2012

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é manter o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, exceto no ano da revisão tarifária periódica. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos da Parcela A. Os outros custos, constantes da Parcela B, são corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da Parcela B ainda depende do Fator X, índice fixado pela ANEEL por ocasião da revisão tarifária periódica. Sua função é compartilhar com o consumidor os ganhos de eficiência e competitividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

Assim, no dia 17 de abril de 2012 a ANEEL aprovou o índice de reajuste tarifário anual médio de 5,21%, a ser aplicado às tarifas da Companhia. O valor combinado oriundo da aplicação destes dois mecanismos tarifários (revisão e reajuste) foi um efeito médio de -7,61% nas tarifas da Coelce, a partir do dia 22 de abril de 2012.

Este resultado refletia a queda da liminar judicial que impedia a ANEEL de capturar o benefício fiscal da SUDENE via WACC regulatória. No entanto, após a decisão do presidente do STF e da aprovação pela ANEEL do valor da revisão tarifária, em 26 de junho de 2012, o efeito médio do novo valor da revisão e do reajuste tarifário passa de -7,61% para o valor definitivo -6,76%, até que a causa judicial tenha o seu mérito julgado.

A tabela abaixo apresenta um resumo das revisões e reajustes tarifários da Companhia para os períodos lá indicados, conforme dados fornecidos pela Companhia:



Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

São os custos decorrentes da contratação da energia de reserva que serão pagos mensalmente por todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo consumidores livres e autoprodutores, por intermédio de EER, que corresponde a aluguel a ser pago a usinas por estas apresentarem disponibilidade de geração.

Reserva Global de Reversão - RGR

As companhias distribuidoras de energia elétrica são indenizadas por certos ativos utilizados em razão das concessões na hipótese de a concessão ser revogada ou deixar de ser renovada. Por meio da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, o Congresso Nacional criou a RGR, um fundo de reserva destinado a prover recursos especificamente para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança da quota da RGR, que atualmente exige que companhias de eletricidade do setor público façam recolhimentos mensais à RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% do ativo imobilizado líquido em operação no exercício, respeitado o limite máximo equivalente a 3% da receita operacional total deste exercício. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A Lei nº 10.438/02 previu a expiração da RGR em 2010, o que resultará em diminuição da tarifa para os consumidores.

Fundo de Uso de Bem Público

O Governo Federal também impôs um encargo aos PIE que se utilizam de recursos hídricos (com exceção das PCHs), o chamado Fundo de Uso de Bem Público, muito similar à RGR, calculado anualmente pela ANEEL com base no uso do bem público por cada PIE e pago mensalmente. Os Produtores Independentes estão obrigados a fazer contribuição ao Fundo de Uso de Bem Público, a partir de uma data estipulada até o final do prazo da concessão. A Eletrobrás recebeu os pagamentos deste fundo até 31 de dezembro de 2002, a partir de quando os pagamentos passaram a ser feitos para o MME. Todos os pagamentos subsequentes foram efetuados diretamente ao Governo Federal.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, criada em 1973, arrecada recursos junto às concessionárias de energia elétrica do sistema interligado para cobrir os custos de aquisição de óleo diesel em usinas térmicas dos Sistemas Isolados.

Os recursos da CCC são administrados pela Eletrobrás. O papel da ANEEL é o de fixar os valores das cotas anuais da CCC que são recolhidos nas contas de luz pelas distribuidoras de energia elétrica. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário às usinas térmicas para o ano subsequente.

O CCC incide, ainda, sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com o consumidor final por produtor independente que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado, bem como nos Sistemas Isolados.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal estabeleceu a eliminação gradual da CCC. Os subsídios da CCC foram extintos no decorrer do período de 2003 a 2006, em relação a usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998 e, atualmente, pertencentes ao SIN. As usinas termelétricas construídas após essa data não terão direito a subsídios da CCC. Entretanto, em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas térmicas localizadas em Sistemas Isolados durante um período de 20 anos com o fim de promover a geração de energia elétrica nessas regiões.

Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

A proteção contra riscos hidrológicos para usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica, determinando que geradoras hidrelétricas compartilhem os riscos hidrológicos do SIN. De acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende da energia efetivamente gerada e sim da energia assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando do respectivo contrato de concessão. As diferenças entre a energia gerada e a energia assegurada são então cobertas pelo MRE, cujo principal propósito é mitigar os riscos hidrológicos a que estão sujeitas as geradoras hidroelétricas, assegurando que todas as usinas hidráulicas participantes do SIN recebam pelo seu nível de energia assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram quantidades superiores às suas energias asseguradas para aqueles que geraram quantidades de energia insuficientes para atender à energia assegurada. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, tem o seu preço fixado por uma tarifa chamada "Tarifa de Energia de Otimização" – TEO, que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta é paga pelos geradores deficitários aos geradores que cederam energia no âmbito do MRE. O MRE é contabilizado mensalmente pela CCEE, fazendo parte das Regras de Comercialização daquela câmara.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Em abril de 2002, o Governo Federal criou a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, objetivando promover: (i) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelo SIN; e (ii) a universalização do serviço de energia elétrica. A CDE terá a duração de 25 anos e seus recursos serão movimentados pela Eletrobrás.

Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bens públicos, penalidades e multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e dos encargos pagos por todos os agentes que comercializem energia com consumidores finais.

Os recursos da CDE poderão ser utilizados, ainda, para subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária de fornecimento de energia aos consumidores da subclasse residencial baixa renda quando os recursos provenientes do adicional de dividendos devidos à União pela Eletrobrás, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras de serviço público com a comercialização de energia elétrica nos leilões públicos não forem suficientes. São considerados consumidores de baixa renda aqueles atendidos por circuito monofásico, com consumo mensal situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprove sua inscrição no cadastro único do Governo Federal ou sua condição de beneficiário do programa Bolsa Família do Governo Federal até 27 de fevereiro de 2006.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

A ANEEL também cobra uma taxa de fiscalização dos agentes e concessionárias que prestam serviços de energia elétrica. Essa taxa é denominada Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE. A TFSEE foi criada pela Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997, e é equivalente a 0,5% do benefício econômico anual realizado pelo agente ou concessionária. A determinação do "benefício econômico" tem como base a capacidade instalada de concessionárias de geração e transmissão autorizadas ou a faturamentos anuais das concessionárias de distribuição.

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Os primeiros contratos de concessão obrigavam as concessionárias de geração a investirem em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica, anualmente, um percentual mínimo de 0,25% de sua receita operacional líquida. Para as concessionárias de distribuição esse percentual era de 1%.

Com a criação da Lei nº 9.991/00, esses percentuais mínimos foram alterados e a obrigatoriedade foi estendida a todas as empresas de energia elétrica, de acordo com a sua área de atuação. De acordo com tal lei, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, no mínimo 0,75% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética. Com a alteração da Lei nº 9.991/00, pela Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, as concessionárias e companhias autorizadas a participar das atividades de distribuição, geração e transmissão de

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

regulação estatal nas atividades de geração de energia elétrica, com exceção das companhias que geram energia por meio de fontes eólica, biomassa e PCHs.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

Os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, bem como os órgãos da administração direta da União, recebem uma compensação financeira das geradoras pelo aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. Os valores da CFURH se baseiam na energia elétrica produzida e são pagos para os Estados e os Municípios nos quais a planta ou o reservatório se localiza. Ressalte-se que esse encargo não é aplicável às PCH's, em virtude da isenção estabelecida na Lei do Setor Elétrico.

Encargo de Capacidade Emergencial – ECE

O ECE foi criado nos termos da Lei nº 10.438/02 e incidiu até dezembro de 2005 proporcionalmente ao montante de consumo individual final dos consumidores atendidos pelo sistema interligado, sendo classificado como encargo tarifário específico. A ANEEL determinava como base a ser rateada o custo referente à contratação de capacidade de geração ou potência previsto pela CBEE para determinado ano.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica), privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da Eletrobrás, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela Eletrobrás, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, são rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

A Resolução Normativa ANEEL nº 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo do PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

ONS – Operador Nacional do Sistema

As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

O ESS é um encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

Os ESS são pagos pelas distribuidoras e consumidores livres, sendo os mesmos apurados mensalmente pela CCEE e repassados aos agentes de geração que tiverem prestado tais serviços não remunerados pelo PLD.

A inadimplência com os encargos regulatórios implica na (i) inclusão da companhia no cadastro de inadimplentes da ANEEL; (ii) proibição de participação em processos de revisão/reajuste tarifário; (iii) suspensão de recebimento de subvenções por parte do Governo Federal; e (iv) autuação por parte do órgão regulador.

Tarifas e Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas e encargos pelo uso e acesso a tais sistemas. As tarifas são a TUSD (tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora) e a TUST (a tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão). Além disso, as distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos pelo transporte da energia de Itaipu e algumas distribuidoras que acessam o sistema de transmissão de uso compartilhado pagam encargos de conexão. Segue abaixo maior detalhamento desses custos e receitas.

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

A TUSD é paga por geradoras e Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta principalmente 2 fatores: a inflação verificada no ano e os investimentos em expansão, manutenção e operação da rede verificadas no ano anterior. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em kW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW. A Companhia recebe a TUSD dos Consumidores Livres dentro de sua área de concessão e de algumas distribuidoras conectadas aos seus sistemas de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O Sistema de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil (Sistema de Transmissão) é a Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com a inflação e com as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas da transmissão. Os usuários de rede assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de tarifas publicadas pela ANEEL. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não são consideradas parte integrante da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica.

Encargo de Conexão

Algumas empresas distribuidoras, especialmente no Estado de São Paulo, não acessam diretamente a Rede Básica, mas utilizam-se de um sistema de transmissão intermediário entre suas linhas de distribuição e a Rede Básica. Esse sistema intermediário é chamado Sistema de Conexão. Para se conectar a essas instalações de conexão, os acessantes deverão assinar Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCTs, com as concessionárias de transmissão que detêm essas instalações. A remuneração das transmissoras é definida em função dos ativos disponibilizados, sejam estes de propriedade exclusiva ou de uso compartilhado entre os agentes. Essa remuneração também é definida e regulada pela ANEEL e reajustada anualmente de acordo com os índices de inflação e com o custo dos ativos disponibilizados.

Encargo de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu utiliza-se de rede exclusiva de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua. Esse sistema não é considerado parte da Rede Básica e tampouco da Rede de Conexão e sua utilização é remunerada através de encargo específico denominado Transporte de Itaipu, pago pelas empresas que detêm quota-parte de Itaipu, rateado entre essas empresas na proporção de suas quotas-partes.

Racionamento de 2001 – Causas e Consequências

A baixa quantidade de chuvas na estação úmida 2000/2001 resultou em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidroelétricas do Brasil. Tal fato, aliado à restrição de investimentos em projetos de geração e transmissão nos anos que antecederam a esse período, levou o Governo Federal a adotar restrições no atendimento ao consumo de energia no ano de 2001. Em maio de 2001, o Presidente da República criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, posteriormente transformada na Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções imprevistas de suprimento.

A CGSE estabeleceu regimes especiais de cobrança de tarifas, limites de uso e fornecimento de energia e outras medidas visando à redução do consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Em virtude da melhoria nas condições hídricas no País e do êxito na política de contenção do consumo de energia elétrica, que propiciaram aumento significativo dos níveis nos reservatórios das usinas hidroelétricas, o Governo Federal anunciou, em fevereiro de 2002, o fim das medidas de racionamento.

Contudo, o impacto de um eventual racionamento pode ser estimado a luz do ocorrido no racionamento de 2001:

- o consumo de energia elétrica em 2001 apresentou uma retração de 7,7% em relação a 2000, em função do racionamento;
- a classe residencial, que detinha uma participação de 26,0% do mercado nacional, apresentou um decréscimo de 11,8% no ano, com o maior engajamento no racionamento, em relação às demais categorias;
- influenciado pelo racionamento, que contribuiu fortemente para o baixo crescimento da produção industrial brasileira, o segmento industrial, que respondia por 43,2% do consumo total de eletricidade brasileiro, apresentou redução de 6,6% em 2001;
- a categoria comercial, que representava 15,7% do consumo total, a exemplo das demais, apresentou uma retração em seu consumo de eletricidade fechando o ano de 2001 com uma queda de 6,3%;
- as outras classes de consumo, que respondiam por cerca de 15,1% do consumo total, registraram, em seu conjunto, uma variação de -4,7%, em relação ao valor verificado no ano 2000;
- o consumo total de energia elétrica brasileiro somente recuperou o mesmo patamar verificado no ano anterior ao racionamento, em 2000, no ano de 2003;
- o consumo médio por consumidor residencial, em nível nacional, após ter crescido à taxa média de 4,8% ao ano no período 1994/1998, situou-se em 146 kWh/mês no ano de 2001, ficando 15,6% abaixo do verificado em 2000; e
- a manutenção dos hábitos de consumo adquiridos no racionamento, entre os principais motivos, tem mantido o consumo residencial médio praticamente estável desde 2001, sendo que o valor verificado em 2006 é, ainda, mais de 20,0% inferior ao do ano 2000.

Acordo Geral do Setor Elétrico – Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

O Acordo Geral do Setor Elétrico foi o acerto firmado entre geradoras e distribuidoras com o objetivo de definir regras para compensação das perdas financeiras geradas pelo Racionamento de energia 2001/2002. O acordo, fechado em dezembro de 2001, prevê financiamento de até R\$7,5 bilhões do BNDES às empresas e reajuste tarifário extraordinário de 2,9% para

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

de 7,9% para consumidores de outras classes, a título de recomposição das perdas.

Custo devido ao despacho de recursos energéticos devido à ultrapassagem da CAR – Curva de Aversão a Risco

A Resolução CNPE nº 08/2007 trata do estabelecimento de diretrizes para a utilização da CAR e determina, em seu artigo 2º, que o ONS extraordinariamente poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do CMSE, com vistas à garantia do suprimento energético.

O artigo 3º dessa Resolução estabelece que o Custo Variável Unitário - CVU da UTE despachada por decisão do CMSE ou devido à ultrapassagem da CAR não será utilizado para a determinação do PLD.

Com relação ao despacho de recursos energéticos fora da ordem de mérito por violação da CAR, o § 4º do art. 3º estabelece que o custo adicional do despacho de UTE acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD obtido dos modelos computacionais, deve ser rateado de acordo com normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE, a ser disciplinado pela ANEEL.

A ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 306, de 8 de abril de 2008 aprovou as regras de comercialização de energia elétrica de que trata o artigo 3º da Resolução do CNPE nº 08, de 20 de dezembro de 2007, estabelecendo que o custo adicional do despacho de usina acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, seja rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses contabilizados, inclusive o mês corrente, de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE.

Procedimentos operativos de curto prazo para aumento da segurança energética

A Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002, da CGCE, em seu artigo 8º, § 1º, estabeleceu a incorporação da Curva de Aversão a Risco – CAR nos modelos computacionais de otimização energética.

Posteriormente, a Resolução nº 10, de 16 de dezembro de 2003, do CNPE e a Resolução nº 686, de 24 de dezembro de 2003, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceram que o ONS poderá, para fins de atendimento aos critérios de segurança do SIN, determinar antecipadamente, em relação à violação da CAR, o despacho de usinas térmicas, dentro dos períodos de vigência dos PMO e suas Revisões Semanais.

Com base no exposto, o CMSE aprovou Procedimentos Operativos de Curto Prazo que busquem aumentar a garantia do atendimento energético nos 2 primeiros anos do horizonte quinquenal, considerando hipóteses conservadoras de ocorrência de afluências e de requisitos de níveis mínimos de armazenamento de segurança ao final de cada mês, visando atingir um determinado estoque de segurança ao final do período seco, denominado Nível Meta.

b) política ambiental do emissor 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

Gestão ambiental

O conteúdo da Política Ambiental da Coelce é disseminado constantemente por meio de campanhas de divulgação interna e externa, além de ficar disponível na intranet e no site institucional. Todos os colaboradores são capacitados e assumem compromissos que são reunidos em quatro vertentes: ética ambiental, educação ambiental, compromisso com a legalidade e gestão de resíduos.

Política Ambiental da Coelce

A área de Meio Ambiente é responsável em desenvolver ações que atendam e promovam essa política, além de monitorar o cumprimento de todos os requisitos legais, conscientiza e capacita os colaboradores na redução e eliminação dos riscos de acidentes ambientais. Entre as ações promovidas pela área está o envio de mensagens ambientais através de e-mails aos colaboradores, contendo Dicas Ambientais em datas comemorativas, como o Dia Internacional do Planeta Terra (22 de abril), Dia do Controle da Poluição (14 de agosto) e Dia da Amazônia (05 de setembro), dentre outros exemplos.

O Sistema de Gestão Ambiental (SGA) é uma importante ferramenta na prevenção de acidentes e da melhoria contínua no estabelecimento de objetivos, metas e programas de gestão ambiental com base na política citada. A empresa foi certificada inicialmente em outubro de 2006 segundo a norma ISO 14001/2004, pelo Bureau Veritas Certification (BV). Nos anos de 2009 e 2012 a empresa foi recertificada, sempre acrescentando unidades operacionais e administrativas ao escopo, estando hoje da seguinte forma: Construção, operação, manutenção do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica e suas atividades de apoio focado nas seguintes unidades de negócio: Administração Central, Gerência de Distribuição de Fortaleza e Metropolitana, Área de Distribuição Norte e Relacionamento Comercial da Agência Sobral, Sede da Área de Distribuição Sul Relacionamento Comercial da Agência de Juazeiro do Norte, Sede da Área de Distribuição Centro Sul e Relacionamento Comercial da Agência de Iguatú, Sede da Área de Distribuição Centro-Norte, Sede da Área de Distribuição Atlântico (Itapipoca) e 2 Subestações da Área de Distribuição Leste (Limoeiro do Norte)."

As responsabilidades definidas no Sistema de Gestão Ambiental são compartilhadas entre todos os empregados, estagiários e colaboradores parceiros da Coelce. Todos recebem o Guia de Formação Ambiental, contendo explicações detalhadas sobre os benefícios e as ações contidas no SGA. Para o público interno e externo, a Coelce possui os seguintes canais de comunicação: e-mail (meioambiente@coelce.com.br); correspondência (Rua Padre Valdevino, 150/4º andar. Joaquim Távora – Fortaleza CE); meio eletrônico (site coelce: www.coelce.com.br ou intranet – fale com meio ambiente); telefones (0800 2850196 ou (85) 3453 4290) ou pessoalmente (ouvidoria, lojas de atendimento e área de meio ambiente)

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Coelce é uma das empresas integrantes do Instituto de Regulação Ambiental do Estado do Ceará (CIEA) vinculada ao Conselho de Políticas e Gestão do Meio Ambiente. Em março de 2005, a Coelce e todas as demais empresas da Enel Brasil formalizaram sua adesão ao Pacto Global das Nações Unidas. Desde então, a empresa inseriu os 10 princípios do Pacto Global em seu dia-a-dia. A partir de 2006, a Coelce passou a indicar no seu Relatório de Sustentabilidade anual um capítulo exclusivo para os projetos e ações ambientais. Também possui membros na Força Tarefa Meio Ambiente do Pacto Global. Além de intensificar o relacionamento com o poder público, a Coelce auxilia na elaboração de políticas públicas direcionadas para a educação ambiental no Ceará.

Investimento e gastos em meio ambiente

Os investimentos em meio ambiente totalizaram R\$32,1 milhões em 2012 (R\$41,4 milhões em 2011). Os gastos envolveram: gerenciamento de resíduos, educação ambiental para colaboradores e comunidades, auditorias ambientais, licenças ambientais, Programa de Eficiência Energética, Programa de P&D ambiental, manejo de vegetação e investimento em rede compacta. Vale destacar que no Programa de Eficiência Energética foram investidos R\$11,4 milhões que, dentre os seus projetos, R\$ 6,54 milhões foram para o projeto Troca Eficiente, responsável pela troca de geladeiras ineficientes por geladeiras com baixo consumo para cliente de baixa renda.

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

Contrato de Concessão

A Companhia opera, nos termos de um contrato de concessão, o negócio de distribuição de energia elétrica. O contrato de concessão, com término em dezembro de 2028, 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 Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS).

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.

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 sub-concessão 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 o 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.

Equilíbrio Econômico-Financeiro

De acordo com a Lei de Concessões, qualquer concessão para o fornecimento 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 quatro 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.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

Toda a receita da Companhia é do país sede da Companhia, ou seja, 100% proveniente do Brasil.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Não aplicável.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

b) política ambiental do emissor 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

Gestão ambiental

O conteúdo da Política Ambiental da Coelce é disseminado constantemente por meio de campanhas de divulgação interna e externa, além de ficar disponível na intranet e no site institucional. Todos os colaboradores são capacitados e assumem compromissos que são reunidos em quatro vertentes: ética ambiental, educação ambiental, compromisso com a legalidade e gestão de resíduos.

Política Ambiental da Coelce

A área de Meio Ambiente é responsável em desenvolver ações que atendam e promovam essa política, além de monitorar o cumprimento de todos os requisitos legais, conscientiza e capacita os colaboradores na redução e eliminação dos riscos de acidentes ambientais. Entre as ações promovidas pela área está o envio de mensagens ambientais através de e-mails aos colaboradores, contendo Dicas Ambientais em datas comemorativas, como o Dia Internacional do Planeta Terra (22 de abril), Dia do Controle da Poluição (14 de agosto) e Dia da Amazônia (05 de setembro), dentre outros exemplos.

O Sistema de Gestão Ambiental (SGA) é uma importante ferramenta na prevenção de acidentes e da melhoria contínua no estabelecimento de objetivos, metas e programas de gestão ambiental com base na política citada. A empresa foi certificada inicialmente em outubro de 2006 segundo a norma ISO 14001/2004, pelo Bureau Veritas Certification (BV). Nos anos de 2009 e 2012 a empresa foi recertificada, sempre acrescentando unidades operacionais e administrativas ao escopo, estando hoje da seguinte forma: Construção, operação, manutenção do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica e suas atividades de apoio focado nas seguintes unidades de negócio: Administração Central, Gerência de Distribuição de Fortaleza e Metropolitana, Área de Distribuição Norte e Relacionamento Comercial da Agência Sobral, Sede da Área de Distribuição Sul Relacionamento Comercial da Agência de Juazeiro do Norte, Sede da Área de Distribuição Centro Sul e Relacionamento Comercial da Agência de Iguatú, Sede da Área de Distribuição Centro-Norte, Sede da Área de Distribuição Atlântico (Itapipoca) e 2 Subestações da Área de Distribuição Leste (Limoeiro do Norte)."

As responsabilidades definidas no Sistema de Gestão Ambiental são compartilhadas entre todos os empregados, estagiários e colaboradores parceiros da Coelce. Todos recebem o Guia de Formação Ambiental, contendo explicações detalhadas sobre os benefícios e as ações contidas no SGA. Para o público interno e externo, a Coelce possui os seguintes canais de comunicação: e-mail (meioambiente@coelce.com.br); correspondência (Rua Padre Valdevino, 150/4º andar. Joaquim Távora - Fortaleza CE); meio eletrônico (site coelce: www.coelce.com.br ou intranet - fale com meio ambiente); telefones (0800 2850196 ou (85) 3453 4290) ou pessoalmente (ouvidoria, lojas de atendimento e área de meio ambiente)

A Coelce é a única empresa privada integrante da Comissão Interinstitucional de Educação Ambiental do Estado do Ceará (CIEA) vinculada ao Conselho de Políticas e Gestão do Meio Ambiente. Em março de 2005, a Coelce e todas as demais empresas da Enela Brasil formalizaram sua adesão ao Pacto Global das Nações Unidas. Desde então, a empresa inseriu os 10 princípios do Pacto Global em seu dia-a-dia. A partir de 2006, a Coelce passou a indicar no seu Relatório de Sustentabilidade anual um capítulo exclusivo para os projetos e ações ambientais. Também possui membros na Força Tarefa Meio Ambiente do Pacto Global. Além de intensificar o relacionamento com o poder público, a Coelce auxilia na elaboração de políticas públicas direcionadas para a educação ambiental no Ceará.

Relatório de Sustentabilidade

O Relatório de Sustentabilidade é anualmente disponibilizado no site da Companhia, no seguinte endereço:

<https://www.coelce.com.br/coelcesociedade/sustentabilidade.aspx>

Em 2014 a Coelce reafirmou seu compromisso com o desenvolvimento socioeconômico do Ceará. Seu planejamento estratégico é executado a partir das perspectivas dos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, colaboradores e sociedade. Para atendimento às necessidades e expectativas das comunidades em que atua a companhia possui implementados projetos e práticas socioambientais direcionadas para educação, geração de renda, eficiência energética e cultura. *Em 2014 foram investidos R\$ 30,5 milhões, que beneficiaram mais de 280 mil pessoas no Ceará.*

Com os recursos aplicados permitiu-se oferecer aos cearenses projetos de impacto relevante em suas vidas, especialmente para as comunidades de baixa renda, público-alvo destes projetos. A seguir se apresentam os principais projetos desenvolvidos no período:

- Luz Solidária - subsídios para a troca de equipamentos ineficientes por equipamentos com baixo consumo de energia elétrica, com a participação de clientes doando recursos para projetos de geração de renda como contrapartida do subsídio recebido;
- Troca Eficiente - troca de lâmpadas e geladeiras de clientes de baixa renda, sem ônus;
- Ecoelce - troca de resíduos recicláveis por créditos na conta de energia;
- Coelce Cultural - fomento à cultura cearense por meio do apoio a projetos culturais de música, circo, audiovisual, dança, música, circo, patrimônio material e imaterial e teatro. Além disso a companhia aplica recursos no Fundo Estadual da Cultural que, por sua vez, permite a gestão de equipamentos culturais do Ceará, realizada pela Secretaria de Cultura por meio de editais públicos;
- Coelce nas Escolas - projeto de educação ambiental, com base na metodologia do Procel, que visa a formação educadores, professores, alunos e comunidades nos princípios e procedimentos para o combate ao desperdício de energia elétrica;

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

- Energia Social – o projeto envolve: a realização de cursos de aprimoramento de técnicas artesanais e gestão para venda de produtos e o incentivo à formação de grupos produtivos, gerando renda alternativa para aumentar o orçamento familiar dos beneficiados; e atividades de formação de jovens de comunidades com baixa renda para o mercado de trabalho e orientação para o mercado de trabalho. Após a formação, a Coelce encaminha os jovens participantes para processos seletivos de vagas de emprego ou estágio na Coelce ou em empresas contratadas pela companhia. Ambas vertentes promovem a sustentabilidade do serviço de distribuição de energia e do relacionamento com clientes em regiões socialmente mais vulneráveis;
- Coelce nos Bairros - atividades educativas desenvolvidas em espaços comunitários de comunidades de baixa renda que visa promover a adequação do consumo de energia ao orçamento familiar, aumentando a capacidade de pagamento da conta de luz e bem-estar das famílias;
- Baú de Leitura – programa que promove a leitura e a sua democratização por meio da doação de um acervo contendo 400 litros de literatura em geral para crianças e jovens. Para a sensibilização e estímulo à sua utilização, no ato da entrega do acervo, há contação de histórias e roda de leitura. O público é formado por são crianças e adolescente de escolas, creches comunitárias e ONGs e outras instituições sociais inseridas em área de risco social; e
- Coelce Solidária - arrecadação de recursos para entidades sem fins lucrativos a partir de doações de clientes na conta de energia.

Além disso, a empresa manteve seus processos certificados pelas normas ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001.

Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)

O ISE tem como objetivo medir o retorno de ações de empresas que tem comprometimento com a responsabilidade social, ambiental e econômica. Pela nona vez consecutiva, a Coelce está presente na carteira de ações, que irá vigorar de jan/2015 a dez/2015

7.9 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item foram divulgadas nos itens acima.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

a) controladores diretos e indiretos

O capital social da Emissora está dividido entre seus acionistas da seguinte forma:

Nome	Ações Ordinárias	% por acionista	Ações Preferenciais Classe A	% por acionista	Ações Preferenciais Classe B	Total Preferenciais	% por acionista	Total	Total % por acionista
Controladores									
Enel Brasil S.A.	44.061.433	91,66%	1.770.000	6,26%	-	1.770.000	5,94%	45.831.433	58,87%
Enersis S.A.	3.002.812	6,25%	8.818.006	31,21%	424	8.818.430	29,60%	11.821.242	15,18%
Não Controladores									
Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras	-	0,00%	3.967.756	14,04%	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundação Petrobras Seguridade Social - Petros	-	0,00%	2.972.867	10,52%	-	2.972.867	9,98%	2.972.867	3,82%
ONYX LATIN AMERICA EQUITY FUND LP	-	0,00%	1.542.800	5,46%	-	1.542.800	5,46%	1.542.800	1,98%
SKOPOS INVESTIMENTOS LTDA	-	0,00%	1.394.954	4,94%	-	1.394.954	4,94%	1.394.954	1,79%
Outros	1.003.692	2,09%	9.181.271	32,50%	3.097	9.184.368	30,55%	10.188.060	13,08%
Total	48.067.937	100,00%	28.252.700	100,00%	1.534.662	29.787.362	100,00%	77.855.299	100,00%
% por espécie de ação	61,74%	-	36,29%	-	1,97%	38,26%	-	100,0%	-

Segue abaixo breve descrição dos principais acionistas da Coelce:

Enel Brasil. A Enel Brasil é uma sociedade holding cujos principais e únicos ativos são participações societárias em empresas que atuam no setor elétrico brasileiro. Atualmente, as principais participações societárias diretamente detidas pela Endesa Brasil. são representadas por ações do capital social da Ampla, da Emissora, da Endesa Cachoeira, da Endesa CIEN e da Endesa Fortaleza.

Para completa abertura das cadeias acionárias dos controladores diretos e indiretos da Companhia, vide item 15.1 deste Formulário.

b) controladas e coligadas

A Companhia não possui empresas controladas nem coligadas.

c) participações do emissor em sociedades do grupo

Não aplicável

d) participações de sociedades do grupo no emissor

Não aplicável

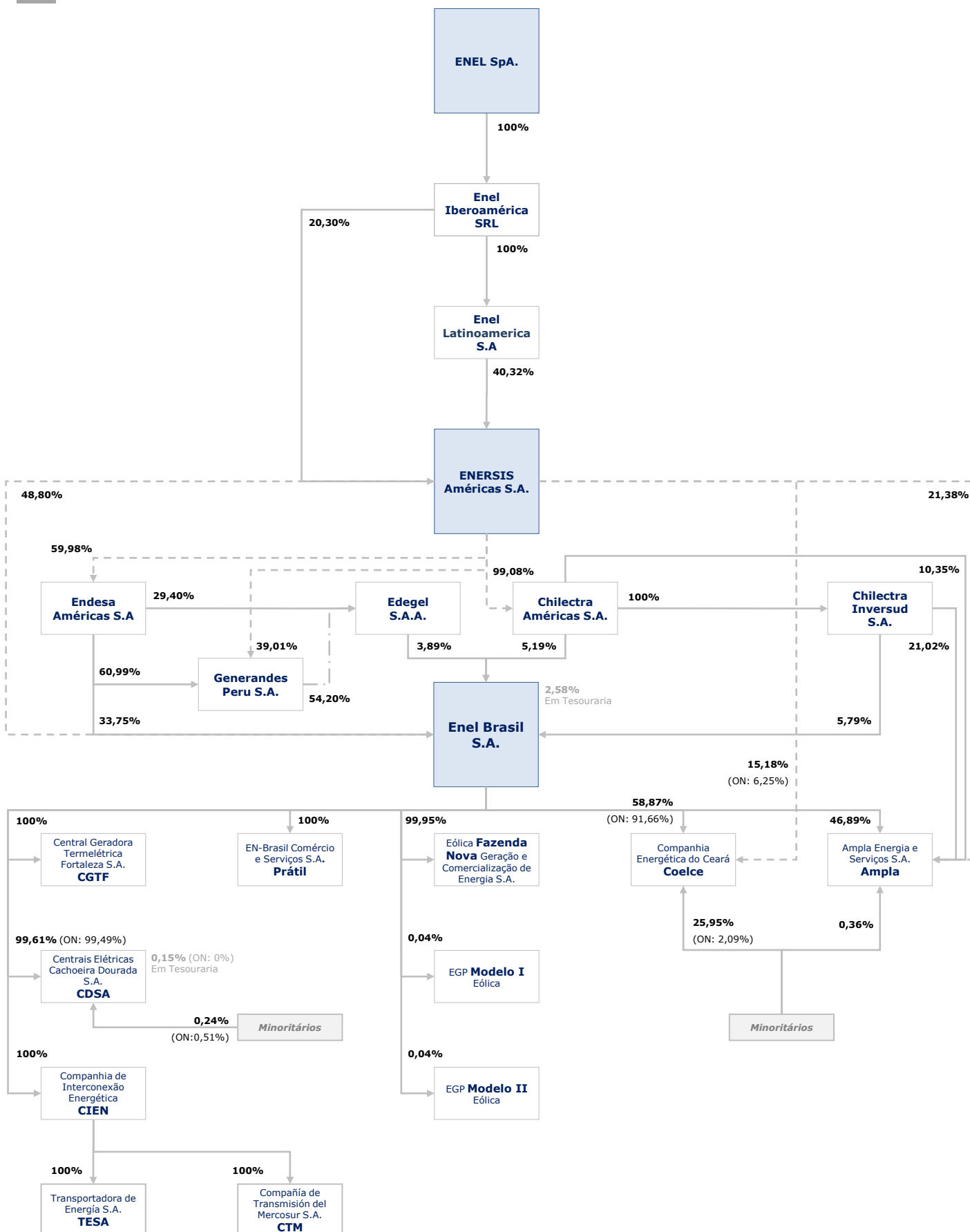
e) sociedades sob controle comum

Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. – CDSA
 CIEN – Companhia de Interconexão Energética
 CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.
 Eólica Fazenda Nova – Geração e Comercialização de Energia S.A.
 En-Brasil Comércio e Serviços S.A. (“Prátil”)
 Ampla Energia e Serviços S.A.

Estrutura Acionária 2016

Enel Brasil

Atualizada em 29-fev-16



8.3 - Operações de reestruturação

Data da operação	22/12/2014
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Alteração de denominação social
Descrição da operação	Em 22 de dezembro de 2014, foi alterada a denominação social da Enel Energy Europe, S.L. para Enel Iberoamérica, S.R.L.
Data da operação	23/10/2014
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Operação Acionária
Descrição da operação	Em 23 de outubro de 2014, foi realizada operação no exterior, através da qual Enel Energy Europe, S.L. adquiriu de Endesa S.A. 100% das ações de emissão da Endesa Latinoamérica, S.A. bem como 9.967.630.058 ações de emissão da Enersis S.A. representativas de 20,3% do seu capital social. A referida operação não teve qualquer impacto na composição acionária direta da Companhia.
Data da operação	19/05/2014
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	OPA - Comunicado Enersis
Descrição da operação	No dia 19 de maio, a Enersis S.A comunicou, ainda, que, somando as ações por ela adquiridas através da OPA Voluntária e durante o Período Adicional, adquiriu um total de 3.002.812 ações ordinárias, 8.818.006 ações Preferenciais Classe "A" e 424 Ações Preferenciais Classe "B", com um investimento total no montante de R\$ 579 milhões. Consequentemente, o grupo econômico da Ofertante passou a deter, direta e indiretamente, aproximadamente, 74,05% do capital social total da Companhia.
Data da operação	14/01/2014
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	OPA

8.3 - Operações de reestruturação

Descrição da operação	No dia 14 de janeiro de 2014, A Companhia comunicou ao mercado que foi informada, naquela data, que a Enersis S.A., sua acionista controladora indireta, sociedade anônima chilena de capital aberto com sede na Cidade de Santiago, Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, em reunião de seu Conselho de Administração realizada naquela data, aprovou a realização de uma Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações (OPA), juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 361, de 5 de março de 2002 (Instrução CVM 361/02), conforme alterada, com o objetivo de adquirir até a totalidade das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais Classe A, e Ações Preferenciais Classe B de emissão da Companhia em circulação no mercado. O Leilão da OPA ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2014, tendo a Enersis S.A. adquirido 2.964.650 Ações Ordinárias; 8.818.006 Ações Preferenciais Classe A e 424 Ações Preferenciais Classe B. Em razão das aquisições acima, o grupo econômico da Enersis S.A. passou a deter, direta e indiretamente, (i) 47.026.083 Ações Ordinárias, representativas de, aproximadamente, 97,83% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,40% do capital social da Companhia; (ii) 10.588.006 Ações Preferenciais Classe "A", representativas de, aproximadamente, 37,48% do total de Ações Preferenciais Classe "A" de emissão da Companhia e 13,60% do capital social da Companhia; e (iii) 424 Ações Preferenciais Classe "B", representativas de, aproximadamente, 0,03% do total de Ações Preferenciais Classe "B" de emissão da Companhia e 0,00054% do capital social da Companhia. Tendo em vista que a Enersis S.A. adquiriu mais de 2/3 do total de Ações Ordinárias em circulação, está obrigada, diretamente ou por meio de outra sociedade por ela controlada direta ou indiretamente, a adquirir, nas condições estabelecidas no Edital da OPA, Ações Ordinárias em circulação de qualquer(s) interessado(s) em vendê-las, pelo prazo de 3 meses contado de 17 de fevereiro de 2014, conforme estabelecido na Cláusula 10.2 do Edital da OPA, e nos termos do §2º do artigo 10 da Instrução CVM 361/02.
Data da operação	21/11/2013
Evento societário	Incorporação
Descrição da operação	Em 21 de novembro de 2013 foi realizada operação de incorporação da Ampla Investimentos e Serviços S.A. e da Investluz S.A. pela Endesa Brasil S.A. Em razão desta operação, a Endesa Brasil S.A. passou a ser a controladora direta da Companhia Energética do Ceará - COELCE, com 58,86% de participação no capital social e 91,66% no capital votante.
Data da operação	01/10/2013
Evento societário	Incorporação
Descrição da operação	Em 01 de outubro de 2013, em decorrência de operação ocorrida no Chile, a sociedade Inversiones Sudamerica Limitada foi dissolvida e extinta de pleno direito por haver se tornado uma subsidiária integral da Enersis S.A. Em decorrência desta operação, todos os ativos de propriedade de Inversiones Sudamerica Limitada foram transferidos para a sua única acionista, a Enersis S.A., inclusive suas participações societárias na Endesa Brasil S.A., Ampla Energia e Serviços S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A.
Data da operação	04/07/2013
Evento societário	Fusão

8.3 - Operações de reestruturação

Descrição da operação	Em 04 de julho de 2013, o acionista controlador indireto da Coelce, Enersis S.A., informou ao mercado a concretização de uma operação de fusão entre suas subsidiárias Inversiones Sudamérica Limitada, sociedade chilena na qual detém 99,99999% das ações representativas do capital social, e Cono Sur Participaciones S.L. sociedade espanhola 100% de Enersis. Dessa fusão, resultou que Inversiones Sudamérica Limitada absorveu a Cono Sur Participaciones S.L., tendo sido extinta esta última sociedade. Os efeitos dessa fusão retroagem a 01º de julho. Informa-se, ainda, que a mencionada operação não implica em alteração da composição do controle direto, indireto final ou da estrutura administrativa da nossa Companhia, tendo sido alterado, somente, o veículo de investimento da Enersis em nossa Companhia e; que não há em vigor qualquer acordo de acionistas ou contrato registrado regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da Companhia.
Data da operação	26/12/2012
Evento societário	Cisão
Descrição da operação	Em 26 de dezembro de 2012, foi realizada uma operação de cisão parcial entre a Endesa Latinoamérica S.A. e a Cono Sur Participaciones S.L., ambas sociedades com sede na Espanha e ambas controladoras indiretas da Coelce. Através desta cisão, as propriedades da Endesa Latinoamérica foram transferidas, junto com outros ativos, para a Cono Sur. Esta operação tem por objetivo uma mera reestruturação interna de ativos, portanto ela não implicará em alteração da composição do controle ou da estrutura administrativa da Coelce. Além disso, a Cono Sur não detém, direta ou indiretamente, quaisquer ações, bônus ou outros direitos de subscrição de ações, opções de compra de ações ou debêntures conversíveis em ações da Companhia; e não há em vigor qualquer acordo de acionistas ou contrato registrado regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da Companhia.

8.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes a este item foram divulgadas nos itens acima.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9.1. Descrever os bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:

a) ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização

A Companhia possui diversos imóveis próprios, alguns destinados à prestação dos serviços concedidos nos termos do Contrato de Concessão e outros desvinculados à prestação desses serviços.

Os principais imóveis da Emissora consistem em linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição, todos localizados na área da concessão. O valor contábil do ativo imobilizado em serviço líquido da Emissora em 31 de dezembro de 2014 era de 3.079.060.674,05 bilhões. Nesta mesma data, a Emissora possuía cerca de 134.457 km de linhas de transmissão e distribuição em alta e baixa tensão.

A Emissora é ainda proprietária de 108 subestações, cujos terrenos somam o valor aproximado de R\$ 9.308.004,98 milhões. Suas mais valiosas propriedades encontram-se em Fortaleza, Sobral e Maracanaú. A tabela abaixo apresenta uma descrição dos imóveis de valor mais relevante da Emissora:

Endereço	Cidade	Utilização	Valor da Edificação (R\$ mil)	Próprio / Alugado
R. Ângelo Figueiredo, 51	Fortaleza	SE Mucuripe	454,5	Próprio
Des Lauro Nogueira, 1456	Fortaleza	SE Papicu	3.864,84	Próprio
José Severiano, 315	Fortaleza	SE Água Fria	4.601,00	Próprio
Sargento Hermínio, 2645	Fortaleza	Edificação não Operacional	2.499,90	Próprio
Av. do Contorno, s/nº	Maracanaú	Edificação/ Almoxxarifados	5.707,48	Próprio
Av. José Ermírio de Moraes, 8	Sobral	Agência de Atendimento	2.471,23	Próprio
Rua Padre Valdevino, 150	Fortaleza	Administração Central	64.123,16	Alugado
Total			67.580,94	

b) patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, informando:

i. *duração*

10 anos contados a partir da data de concessão de seu registro, prorrogáveis por períodos sucessivos.

ii. *território atingido*

Todo o território nacional.

iii. *eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos*

Em relação aos registros de marca já concedidos, não é possível assegurar que terceiros (ou o próprio INPI) não tentem prejudicar os registros da Companhia (com processos de nulidade ou caducidade, por exemplo). 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 das devidas taxas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.

iv. *possíveis consequências da perda de tais direitos para o emissor*

Não obstante, as atividades da Emissora não dependem diretamente de marcas e/ou patentes de sua propriedade, sendo que eventual não aprovação dos pedidos de marcas e/ou patentes não causará impactos nas atividades da Companhia. Além disso, as marcas mais estratégicas para a principal atividade desenvolvida pela Companhia já possuem registro deferido junto ao INPI. Para informações sobre o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, vide item 7.5 (c) deste Formulário.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

c) as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar:

- i. *denominação social;*
- ii. *sede;*
- iii. *atividades desenvolvidas;*
- iv. *participação do emissor;*
- v. *se a sociedade é controlada ou coligada;*
- vi. *se possui registro na CVM;*
- vii. *valor contábil da participação;*
- viii. *valor de mercado da participação conforme a cotação das ações na data de encerramento do exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados de valores mobiliários;*
- ix. *valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor contábil;*
- x. *valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor de mercado, conforme as cotações das ações na data de encerramento de cada exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados;*
- xi. *montante de dividendos recebidos nos 3 últimos exercícios sociais;*
- xii. *razões para aquisição e manutenção de tal participação ;*

A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

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
Linhas de Transmissão	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Própria
Subestações	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Própria
Terrenos	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Alugada
Terrenos	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Própria

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	Marcas	Todo o território nacional	10 anos	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. Ademais, mesmo em relação aos registros de marca já concedidos, não é possível assegurar que terceiros (ou o próprio INPI) não tentem prejudicar os registros da Companhia (com processos de nulidade ou caducidade, por exemplo). 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 das devidas taxas de também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	Não obstante, as atividades da Emissora não dependem diretamente de marcas e/ou patentes de sua propriedade, sendo que eventual não aprovação dos pedidos de marcas e/ou patentes não causará impactos nas atividades da Companhia. Além disso, as marcas mais estratégicas para a principal atividade desenvolvida pela Companhia já possuem registro deferido junto ao INPI. Para informações sobre o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, vide item 7.6 (c) deste Formulário.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

9.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes a este item foram divulgadas nos itens acima.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10.1. Os diretores devem comentar sobre:

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

A diretoria entende que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. Considerando os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três anos, conforme tabela abaixo, a Administração está confortável com o nível de endividamento da Companhia que permaneceu em patamares conservadores e até abaixo da média sugerida pela regulamentação do setor elétrico. A Companhia encerrou 2014 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL) de 42%.

O índice que relaciona a Dívida líquida pelo EBITDA (Lucro operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização), demonstra que nos anos de 2014 e 2013 a Companhia apresentou uma redução entre a evolução de dívida líquida e o EBITDA. Em 2014, em função principalmente, da assinatura do aditivo ao contrato de concessão, que permitiu a Coelce contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), e no regime de competência, os valores a receber da parcela A e outros itens financeiros constituídos verificou-se um incremento no EBITDA da ordem de 74,5%, o que levou a reduzir um pouco este índice. Deste modo, encontra-se em patamares conservadores em relação à média que o mercado julga razoável 1,29 versus 2,06.

A Companhia dispõe de caixa suficiente que viabiliza a liquidez para cobertura financeira de suas operações, bem como realização de investimentos planejados, pagamento de dívidas e outras obrigações. No caso de alavancagem, a diretoria está segura de que a Companhia apresenta excelentes condições para contratar empréstimos e financiamentos para realização de suas atividades e/ou investimentos futuros.

Em 2014, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com a manutenção do *rating* corporativo da Companhia de brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a manutenção do *rating* da Coelce, deve-se principalmente a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente, o que permitiu apresentar métricas de crédito moderadas e liquidez adequada, apesar do cenário desafiador pelo qual as companhias de distribuição enfrentaram, particularmente no primeiro trimestre de 2014.

Ao final do exercício de 2014, a Coelce obteve um custo da dívida de 10,20% a.a., que correspondeu a CDI - 0,41% a.a., custo este que é refletido pela composição do portfólio de empréstimos e financiamentos da Companhia, onde 27% são financiamentos firmados com bancos de fomento (BNB e BNDES) e com a Eletrobrás, que oferecem taxas abaixo da média praticada pelo mercado financeiro.

Indicadores de Endividamento	2014	2013	2012
Dívida Bruta / EBITDA	1,77	2,33	1,48
Dívida Líquida / EBITDA	1,47	2,06	1,12
EBITDA / Encargos de Dívida	7,23	5,79	8,77
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,42	0,37	0,38
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,38	0,34	0,32
Indicadores de liquidez	2014	2013	2012
Liquidez Geral (Ativo Circulante+ativo não circulante)/(Passivo circulante+Passivo não circulante)	1,74	1,87	1,78
Liquidez Corrente (Ativo circulante/Passivo Circulante)	1,48	1,06	1,14
Liquidez Imediata (Caixa e equivalentes e Aplicações financeira/Passivo Circulante)	0,23	0,13	0,27

b) estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

- hipóteses de resgate
- fórmula de cálculo do valor de resgate

Estrutura de capital – calculada considerando relação: dívida bruta/(dívida bruta + patrimônio líquido):

	Exercício findo em 31/12/2014	Exercício findo em 31/12/2013	Exercício findo em 31/12/2012
Capital Próprio = PL (R\$ mil)	1.715.844	1.566.323	1.560.330
Capital de Terceiros = Dívida Bruta (R\$ mil)	1.260.059	934.844	971.918
TOTAL (R\$ mil)	2.975.903	2.501.167	2.532.248
Capital Próprio (%)	58%	63%	62%
Capital de Terceiros (%)	39%	34,57%	32,13%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia não possui ações resgatáveis, portanto, o item 10.1.b.i e 10.1.b.ii não são aplicáveis.

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Ao final do exercício de 2014, considerando o fluxo de caixa, a situação de liquidez das disponibilidades e o balanço patrimonial da Companhia, observam-se capacidade de pagamento dos compromissos financeiros que são refletidos no cumprimento de todos os covenants financeiros assumidos pela Companhia em contratos de financiamentos e emissão e debêntures, conforme apresentados abaixo:

	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2014
Repasse BNDES		
Endividamento Financeiro Líquido ÷ LAJIDA (Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, depreciações e amortizações)	3,5	1,49
Endividamento Financeiro Líquido ÷ (Endividamento Financeiro Líquido + Patrimônio Líquido)	0,6	0,38

Escritura da 2ª e 3ª emissão de debêntures (atualizar com as novas emissões de 2013)		
Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA	2,5	1,47
EBITDA ÷ Despesa Financeira Líquida	2,75	7,23

A Companhia tem desenvolvido uma estratégia financeira com os objetivos principais de: (i) continuar a alongar o prazo médio de vencimento de suas dívidas, inclusive por meio do pagamento de dívidas de curto prazo e captação de empréstimos para financiamentos de longo prazo; (ii) aumentar os níveis de liquidez de suas dívidas; e (iii) melhorar sua flexibilidade estratégica, financeira e operacional. Considerando o seu perfil de endividamento de longo prazo e a sua capacidade financeira de captação de recursos e geração de caixa, a Companhia não deverá encontrar dificuldades em honrar os seus compromissos financeiros atualmente contratados ou em financiar investimentos futuros.

d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

As necessidades de caixa da Companhia compreendem: (i) pagamento dos custos operacionais; (ii) realização de investimentos; (iii) pagamento de encargos e amortizações de dívidas; e (iv) dividendos aos acionistas.

As fontes de liquidez da companhia correspondem principalmente a: (i) receita do fornecimento de energia elétrica aos clientes; (ii) subvenções dos recursos federais do programa Baixa Renda; (iii) linhas de financiamento para capital de giro, contratadas com BRADESCO e SANTANDER; e (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos CAPEX (*Capital Expenses*) através do BNDES e ELETROBRÁS.

Os fluxos de caixa provenientes das atividades operacionais são suficientes para a cobertura das necessidades de recursos financeiros. Todavia, a companhia geralmente busca financiamento por meio de operações bancárias, operações no mercado de capitais através de emissões de debêntures e de notas promissórias, dentre outras, com a finalidade de financiar sua necessidade de recursos para realização de investimentos.

e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Para eventuais coberturas do caixa, a companhia poderá utilizar-se de linhas de crédito disponíveis e já contratadas. Dentre as linhas contratualmente disponíveis, estão R\$ 50 milhões junto ao BRADESCO, R\$ 90 milhões junto ao Safra, R\$ 50 milhões junto ao HSBC e outros R\$ 50 milhões no SANTANDER.

Obs.: A linha do Bradesco é garantida (sem compromisso de crédito), as demais são linhas comprometidas (garantia de disponibilidade).

Os saldos de financiamentos em moeda estrangeira captados pela Companhia, referem-se aos contratos de DMLP - Dívida de Médio e Longo Prazo, contratado com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro. Embora sua exposição cambial não seja anulada por instrumentos de hedge, o percentual desprotegido está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 0,59% da dívida total, na posição de 31 de dezembro de 2014 .

f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

As informações sobre as operações de empréstimos e financiamentos em moedas nacionais e estrangeiras são:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Saldo das operações financeiras (Valores em R\$ mil):

	31/12/2014			31/12/2013			31/12/2012		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
Moeda estrangeira									
União Federal - Bônus de Capitalização (a)	-	-	-	3	163	-	7	284	142
União Federal - Bônus de Desconto (a)	9	-	3.031	8	-	2.673	8	-	2.332
União Federal - Bônus de Conversão da Dívida (a)							-	-	-
União Federal - Bônus ao Par (a)	56	-	4.344	49	-	3.831	44	-	3.342
Banco Europeu de Investimentos (b)							-	-	-
Total moeda estrangeira	65	-	7.375	60	163	6.504	59	284	5.816
Moeda nacional									
Eletrobrás (c)	16	10.212	52.006	13	11.177	68.315	15	13.338	74.858
União Federal - Lei 8.727 (Caixa Econômica Federal) (d)	-	-	-	1	76	-	3	287	76
União Federal - Lei 8.727 (Eletrobrás) (d)	-	-	-	25	3.092	-	114	11.008	2.931
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar)	-	-	-	2	936	-	10	5.343	891
Banco do Nordeste - Proinfra (e)	304	21.237	69.022	412	61.315	90.259	455	33.667	151.574
BNDES Finem 2007 (Sindicalizado) (f)	-	-	-	171	49.106	-	337	49.106	49.106
BNDES PEC (g)	-	-	-	-	-	-	9	2.328	-
BNDES FINAME 2012-2013 (v)	46	4.121	30.909	46	2.061	35.031	-	-	-
BNDES FINEM 2012-2013 A (v)	238	12.960	58.318	244	6.480	71.278	-	-	-
BNDES FINEM 2012-2013 B (v)	268	12.960	58.319	273	6.480	71.278	-	-	-
ITAÚ CCB (vi)	5.070	-	150.000	-	-	-	-	-	-
Banco do Brasil (BB Agropecuário) (vii)	4.692	-	300.000	-	-	-	-	-	-
Total moeda nacional	10.634	61.490	718.574	1.187	140.723	336.161	943	115.077	279.436
Custos de transação	x	X	x		-193		-	- 285	- 193
Total moeda nacional líquido dos custos de transação	10.634	61.490	718.574	1.187	140.530	336.161	943	114.792	279.243
Total de empréstimos e financiamentos	10.699	61.490	725.949	1.247	140.693	342.665	1.002	115.076	285.059

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Características das operações financeiras:

a) União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) - dívida de médio e longo prazo (DMLPs) – Confissão de dívida a União Federal em 15 de agosto de 1997. O contrato está dividido em 7 (sete) subcréditos (três deles já liquidados), remunerados a base de variação cambial (dólares norte-americanos).

b) Banco Europeu de Investimentos - BEI - Financiamento para o plano de investimentos 2001/2002 da Companhia, contratado em 28 de maio de 2002 conforme Acordo de Cooperação Decreto-Lei nº 1609/95. A operação possuía swap para 98,80% do CDI. A operação teve seu último vencimento em 15 de Junho 2012.

c) Eletrobrás - Empréstimo contratado para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica - Luz para Todos, do Ministério das Minas e Energia - MME, com recursos originários da RGR e CDE.

d) União Federal - Lei 8.727- Cessão de crédito, que fez a Eletrobrás e a Caixa Econômica Federal à União Federal.

e) Banco do Nordeste do Brasil - Programa de incentivo as fontes alternativas de energia (Proinfra) - A Companhia celebrou contrato com o Banco do Nordeste do Brasil para o financiamento de inversões fixas, através de recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE)/Proinfra.

f) BNDES FINEM: Financiamento para o plano de investimento 2007/2009 da Companhia contratado em 28 de abril de 2008, no montante total de R\$ 330.000, junto ao sindicato liderado pelo Itáu BBA, com repasse de recursos do BNDES. A Companhia captou 74% do total do contrato.

g) BNDES PEC: Empréstimo captado devido à necessidade de capital de giro da Companhia.

O principal dos empréstimos e financiamentos não circulante, excluindo os efeitos das operações de swap contratados e dos custos de transação, tem sua curva de amortização distribuída da seguinte forma:

Curva de Amortização dos Empréstimos e Financiamentos	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
2013	-	-	-
2014	-	-	125.205
2015	-	62.456	31.992
2016	136.230	62.184	31.719
2017	185.412	61.366	30.901
2018	184.820	60.773	30.309
Após 2018	219.487	95.886	35.126
	925.949	342.665	285.252

Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador (sem os efeitos das operações de swap contratados e dos custos de captação):

Moeda (equivalente em R\$/indexador)	31/12/2014	%	31/12/2013	%	31/12/2012	%
Moeda estrangeira						
Dólares norte-americano	7.440	100	6.159	100	6.159	100
Moeda nacional						
IGP-M	-	0	14.053	3,55	14.053	3,55
TJLP	143.062	50,06	107.130	27,09	107.130	27,09
RGR	0	0	88.211	22,31	88.211	22,31
CDI	459.762					
TR	-	0	366	0,09	366	0,09
R\$ Fixo	187.872	49,94	185.696	46,96	185.696	46,96
Total moeda nacional	790.696	100	395.456	100	395.456	100
Total	798.136	-	401.615	-	401.615	-

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os saldos de financiamentos em moeda estrangeira captados pela Companhia, referem-se aos contratos de DMLP - Dívida de Médio e Longo Prazo, contratado com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro. Embora sua exposição cambial não seja anulada por instrumentos de *hedge*, o percentual desprotegido está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 0,59% da dívida total, na posição de 31 de dezembro de 2014.

Debêntures

Saldo das debêntures emitidas (Valores em R\$ mil):

	31/12/2014			31/12/2013			31/12/2012		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
2ª Emissão									
1ª Série	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2ª Série	-	-	-	-	-	-	4.175	62.214	62.214
3ª Emissão									
1ª Série	2.613	52.000	52.000	2.219	-	104.000	1.679	-	104.000
2ª Série	5.105	-	356.970	4.698	-	334.764	4.353	-	316.280
(-) Custo de transação	-	-377	-820	-	-652	-924	-	-1.069	-1.848
Total sem efeito de swap	7.718	51.623	408.150	6.917	-652	437.840	10.207	61.145	480.645
Resultado das operações de swap	-	-585	-4.984	-	-229	-6.463	-	187	450
Total de debentures	7.718	51.038	403.166	6.917	-881	431.377	10.207	61.332	481.095

Características das emissões:

Características	3ª Emissão 1ª Série	3ª Emissão 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografia	Quirografia
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelares ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelares ou certificados
Quantidade de títulos	10.400 debêntures simples	29.600 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10	R\$ 10
Data de emissão	15 de outubro de 2011	15 de outubro de 2011
Vencimento inicial	15 de outubro de 2015	15 de outubro de 2016
Vencimento final	15 de outubro de 2016	15 de outubro de 2018
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+0,97%aa	6,85%aa
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Em duas parcelas Anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2015 e 2016	2016, 2017 e 2018

2ª Emissão

A emissão foi realizada em 15 de julho de 2009, com 24.500 (vinte e quatro mil e quinhentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografia, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 10 na data de emissão, no montante total de R\$ 245.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 9.050 (nove mil e cinquenta) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,95% a.a., exigíveis semestralmente e amortização única ao final do segundo ano, realizada em 15 de julho de 2011.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A segunda série foi emitida com 15.450 (quinze mil quatrocentos e cinquenta) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 7,5% a.a., exigíveis anualmente, a mesma foi liquidada na data 25/09/2013.

3ª Emissão

A 3ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de outubro de 2011, com 40.000 (quarenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 10 na data de emissão, no montante total de R\$ 400.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 10.400 (dez mil e quatrocentos) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,97% a.a., exigíveis semestralmente e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de outubro de 2015 e 2016.

A segunda série foi emitida com 29.600 (vinte e nove mil e seiscentos) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 6,85% a.a., exigíveis anualmente e amortizadas em 03 (três) parcelas anuais em 15 de outubro de 2016, 2017 e 2018.

Em 26 de setembro de 2014 foi realizada a Assembleia Geral de Debenturistas da 3ª Emissão, na qual foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de modificar a metodologia de cálculo do EBITDA*, incluindo em sua composição ajustes positivos e negativos da CVA (ativos e passivos regulatórios), e a eliminação da condição de vencimento antecipado automático para o descumprimento de índices financeiros por dois trimestres consecutivos. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados econômicos da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão desses ajustes positivos e negativos da CVA, no cálculo do EBITDA para fins de aferição dos índices financeiros exigidos. Em 31 de dezembro de 2014, os ativos e passivos regulatórios foram reconhecidos pela companhia (vide Nota 10 e 26 das demonstrações financeiras).

* Conforme definido na escritura de emissão das debêntures, o EBTIDA significa o lucro ou prejuízo da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação e amortização e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional (informações não auditadas).

Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia atendeu todos os indicadores requeridos pelas respectivas escrituras de emissão.

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas Demonstrações Financeiras. Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia cumpriu com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

Obrigações especiais financeiras	Índice
Dívida financeira líquida/EBITDA (máximo)	2,50
EBITDA/Despesa financeira líquida (mínimo)	2,75

Curva de amortização do longo prazo das debêntures;

	2016	2017	2018	Total
1ª série - 3ª emissão	52.000	-	-	52.000
2ª série - 3ª emissão	118.980	118.980	119.010	356.970
(-) Custo de transação	(356)	(253)	(211)	(820)
Total a amortizar	170.624	118.727	118.799	408.150

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém contratos de financiamento de longo prazo com BNDES, BANCO DO NORDESTE e BANCO DO BRASIL. Além disso, a Companhia ainda dispõe de limites previamente aprovados para realização de novas operações de financiamento de longo prazo para realização de seus investimentos com BNDES e BANCO DO NORDESTE. A Companhia não possui outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item anterior.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há condição de subordinação entre as dívidas contraídas pela Companhia.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

A Companhia mantém contratos de financiamento e escritura de emissão de debêntures com estabelecimento de *covenants* financeiros (Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA ≤ 2,5; EBITDA ÷ Despesa Financeira Líquida ≥ 2,75 – para as debêntures; e Endividamento Financeiro Líquido ÷ LAJIDA ≤ 3,5; Endividamento Financeiro Líquido ÷ (Endividamento Financeiro Líquido + PL) ≤ 0,6 – para o Contrato de Repasse BNDES). Pelos contratos de financiamento de Repasse BNDES, BNB e Eletrobrás, há restrições quanto a distribuição de dividendos em caso de default contratual.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nos contratos de Repasse BNDES e BNB, há outorga de anuência prévia ao credor para realização de mudança do controle acionário da companhia.

Até esta data, a Companhia não havia descumprido nenhum dos índices econômico-financeiros (*covenants* financeiros) mencionados acima, nem apresenta risco de descumprimento. Adicionalmente, não há registro de qualquer default contratual por parte da companhia

Os contratos relativos à maior parte das dívidas de longo prazo da Companhia contêm cláusulas de vencimento antecipado cruzado (*cross acceleration*), de modo que o vencimento antecipado de um dos contratos poderá acarretar a antecipação do vencimento de outros contratos.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Instituição Financiadora	Linha Crédito	Nº Contrato	Valor Total Financiamento	Valor já Recebido	Saldo Disponível	Prazo de Utilização
Eletrobrás	Luz para Todos	ECFS - 310/2010	R\$ 23.091.310,00	R\$ 11.545.655,00	R\$ 14.200.349,63	jul/2013

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Demonstrativo de Resultado	Exercício social findo em 31/12/2014		Exercício social findo em 31/12/2013		Exercício social findo em 31/12/2012		Var. % 2014 x 2013	Var. % 2013 x 2012
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%		
Análise Vertical e Horizontal								
Receita Operacional Bruta	4.638.147	100,00 %	3.729.859	100,00 %	4.027.128	100,00 %	24,35%	-7,38%
Fornecimento de energia elétrica	3.562.219	76,80%	3.032.634	81,31%	3.347.818	83,13%	17,46%	-9,41%
Subsídio baixa renda	213.143	4,60%	191.799	5,14%	257.554	6,40%	11,13%	-25,53%
Valores a receber da parcela A e outros itens financiados	306.409	6,61%	-	0,00%	-	0,00%	-	-
Suprimento de energia elétrica	-	0,00%	1.890	0,05%	79.926	1,98%	-	-97,64%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	76.343	1,65%	82.040	2,20%	118.555	2,94%	-6,94%	-30,80%
Receita operacional IFRIC – 12	254.981	5,50%	253.841	6,81%	169.089	4,20%	0,45%	50,12%
Subvenção CDE - Desconto tarifário	167.573	3,61%	123.272	3,31%	-	0,00%	35,94%	-
Outras Receitas	57.479	1,24%	44.383	1,19%	54.186	1,35%	29,51%	-18,09%
Deduções da Receita	(1.016.232)	- 21,91%	(880.116)	- 23,60%	(1.133.408)	- 28,14%	15,47%	-22,35%
ICMS	(837.752)	- 18,06%	(722.153)	- 19,36%	(785.912)	- 19,52%	16,01%	-8,11%
COFINS	(112.648)	-2,43%	(101.736)	-2,73%	(144.328)	-3,58%	10,73%	-29,51%
PIS	(24.456)	-0,53%	(23.267)	-0,62%	(31.261)	-0,78%	5,11%	-25,57%
Quota reserva global de reversão – RGR	-	0,00%	6.667	0,18%	(43.056)	-1,07%	-	-
Conta de consumo de combust. Fósseis – CCC	-	0,00%	(5.012)	-0,13%	(76.723)	-1,91%	-	-93,47%
Programa de eficiência energética e P&D	(30.761)	-0,66%	(26.904)	-0,72%	(22.628)	-0,56%	14,34%	18,90%
Encargo de capacidade/Aquisição emergencial/Outros	(10.615)	-0,23%	(7.711)	-0,21%	(29.500)	-0,73%	37,66%	-73,86%
Receita Operacional Líquida	3.621.915	78,09%	2.849.743	76,40%	2.893.720	71,86%	27,10%	-1,52%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(3.104.772)	- 66,94%	(2.600.696)	- 69,73%	(2.351.164)	- 58,38%	19,38%	10,61%
Custos e despesas não gerenciáveis	(2.198.802)	- 47,41%	(1.688.761)	- 45,28%	(1.613.865)	- 40,07%	30,20%	4,64%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.103.840)	- 45,36%	(1.620.555)	- 43,45%	(1.449.691)	- 36,00%	29,82%	11,79%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(4.576)	-0,10%	(4.770)	-0,13%	(4.561)	-0,11%	-4,07%	4,58%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(90.386)	-1,95%	(63.436)	-1,70%	(159.613)	-3,96%	42,48%	-60,26%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Custos e despesas gerenciáveis	(905.970)	- 19,53%	(911.935)	- 24,45%	(737.299)	- 18,31%	-0,65%	23,69%
Pessoal	(140.114)	-3,02%	(141.853)	-3,80%	(143.927)	-3,57%	-1,23%	-1,44%
Material e Serviços de Terceiros	(264.883)	-5,71%	(244.426)	-6,55%	(230.507)	-5,72%	8,37%	6,04%
Depreciação e Amortização	(184.425)	-3,98%	(152.904)	-4,10%	(114.567)	-2,84%	20,61%	33,46%
Custos de Desativação de Bens	(12.934)	-0,28%	(45.682)	-1,22%	(17.687)	-0,44%	-71,69%	158,28%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(3.401)	-0,07%	(33.088)	-0,89%	(21.717)	-0,54%	-89,72%	52,36%
Provisões para Contingências	(5.957)	-0,13%	(3.359)	-0,09%	(10.610)	-0,26%	77,34%	-68,34%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(254.981)	-5,50%	(253.841)	-6,81%	(169.089)	-4,20%	0,45%	50,12%
Outras Despesas Operacionais	(39.275)	-0,85%	(36.782)	-0,99%	(29.195)	-0,72%	6,78%	25,99%
EBITDA	701.568	15,13%	401.951	10,78%	657.123	16,32%	74,54%	-38,83%
Resultado do Serviço	517.143	11,15%	249.047	6,68%	542.556	13,47%	107,65%	-54,10%
Resultado Financeiro	(277.888)	-5,99%	(82.805)	-2,22%	58.070	1,44%	235,59%	- 242,60%
Receita Financeira	(36.741)	-0,79%	98.026	2,63%	274.322	6,81%	- 137,48%	-64,27%
Renda de Aplicações Financeiras	10.201	0,22%	22.749	0,61%	36.696	0,91%	-55,16%	-38,01%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	41.041	0,88%	37.976	1,02%	41.809	1,04%	8,07%	-9,17%
Receita/Despesa ativo indenizável	(104.977)	-2,26%	22.000	0,59%	180.107	4,47%	- 577,17%	-87,79%
Outras	16.994	0,37%	15.301	0,41%	15.710	0,39%	11,06%	-2,60%
Despesa Financeira	(241.147)	-5,20%	(180.831)	-4,85%	(216.252)	-5,37%	33,35%	-16,38%
Encargo de Dívidas	(85.690)	-1,85%	(69.432)	-1,86%	(78.597)	-1,95%	23,42%	-11,66%
Variações Monetárias	(22.888)	-0,49%	(25.547)	-0,68%	(27.208)	-0,68%	-10,41%	-6,10%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(43.723)	-0,94%	(47.091)	-1,26%	(23.223)	-0,58%	-7,15%	102,78%
IOF e IOC	(11.626)	-0,25%	(813)	-0,02%	(370)	-0,01%	1330,01%	119,73%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(30.111)	-0,65%	(709)	-0,02%	(52.383)	-1,30%	4146,97%	-98,65%
Outras	(47.109)	-1,02%	(37.239)	-1,00%	(34.471)	-0,86%	26,50%	8,03%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	239.255	5,16%	166.242	4,46%	600.626	14,91%	43,92%	-72,32%
Tributos e Outros	12.304	0,27%	(9.686)	-0,26%	(180.626)	-4,49%	- 227,03%	-94,64%
IR e CSLL	(63.806)	-1,38%	(60.597)	-1,62%	(203.762)	-5,06%	5,30%	-70,26%
Incentivo fiscal SUDENE	84.904	1,83%	60.520	1,62%	33.636	0,84%	40,29%	79,93%
Benefício fiscal - ágio incorporado	(8.794)	-0,19%	(9.609)	-0,26%	(10.500)	-0,26%	-8,48%	-8,49%
Lucro Líquido do Período	251.559	5,42%	156.556	4,20%	420.000	10,43%	60,68%	-62,72%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Demonstrativo de Resultado	Exercício social findo em 31/12/2014		Exercício social findo em 31/12/2013		Exercício social findo em 31/12/2012		Var. % 2014 x 2013	Var. % 2013 x 2012
Análise Vertical e Horizontal	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%		
Receita Operacional Bruta	6.139.919	100%	5.234.954	100%	5.465.278	100,00%	17,29%	-4,21%
Valores a receber da Parcela A e outros itens financeiros	415.789	6,77%	-	0,00%	-	0,00%	-	-
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	126.801	2,07%	94.458	1,80%	-	0,00%	34,24%	-
Fornecimento de Energia	4.731.920	77,07%	4.342.378	82,95%	4.616.520	84,47%	8,97%	-5,94%
Suprimento de Energia Elétrica	54.197	0,88%	39.902	0,76%	59.608	1,09%	35,83%	-
Baixa Renda	60.769	0,99%	61.198	1,17%	71.348	1,31%	-0,70%	-
Disponibilidade da Rede Elétrica	164.663	2,68%	182.657	3,49%	252.127	4,61%	-9,85%	-
Receita de Construção	508.161	8,28%	444.206	8,49%	403.646	7,39%	14,40%	10,05%
Outras Receitas	77.619	1,26%	70.155	1,34%	62.029	1,13%	10,64%	13,10%
Deduções da Receita	(1.550.865)	- 25,26%	(1.385.522)	- 26,47%	(1.774.289)	- 32,46%	11,93%	- 21,91%
ICMS	(1.211.660)	- 19,73%	(1.109.834)	- 21,20%	(1.178.219)	- 21,56%	9,17%	-5,80%
PIS	(44.675)	-0,73%	(48.210)	-0,92%	(51.811)	-0,95%	-7,33%	-6,95%
COFINS	(205.776)	-3,35%	(167.513)	-3,20%	(238.645)	-4,37%	22,84%	-
ISS	(2.686)	-0,04%	(2.832)	-0,05%	(2.245)	-0,04%	-5,16%	26,15%
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	0,00%	11.198	0,21%	(67.046)	-1,23%	-	-
Subvenções CCC/CDE	(50.554)	-0,82%	(34.468)	-0,66%	(194.265)	-3,55%	46,67%	-
P&D e Eficiência Energética	(35.514)	-0,58%	(33.675)	-0,64%	(32.422)	-0,59%	5,46%	3,86%
Encargo Ex-Isolados/Outros	-	0,00%	(188)	0,00%	(9.636)	-0,18%	-	-
							100,00%	98,05%
Receita Operacional Líquida	4.589.054	74,74%	3.849.432	73,53%	3.690.989	67,54%	19,21%	4,29%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(3.835.275)	- 62,46%	(3.101.171)	- 59,24%	(2.984.581)	- 54,61%	23,67%	3,91%
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(2.445.691)	- 39,83%	(1.770.875)	- 33,83%	(1.881.371)	- 34,42%	38,11%	-5,87%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.205.952)	- 35,93%	(1.509.634)	- 28,84%	(1.434.233)	-26,24%	46,12%	5,26%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(7.662)	-0,12%	(7.728)	-0,15%	(8.341)	-0,15%	-0,85%	-7,35%
Encargos de Uso/de Serviço do Sistema	(232.077)	-3,78%	(253.513)	-4,84%	(438.797)	-8,03%	-8,46%	-
							42,23%	
Custos e Despesas Gerenciáveis	(1.389.584)	- 22,63%	(1.330.296)	- 25,41%	(1.103.210)	- 20,19%	4,46%	20,58%
Pessoal	(162.167)	-2,64%	(153.203)	-2,93%	(151.747)	-2,78%	5,85%	0,96%
Material e Serviços de Terceiros	(313.473)	-5,11%	(283.482)	-5,42%	(265.911)	-4,87%	10,58%	6,61%
Custo de Desativação de Bens	(41.008)	-0,67%	(93.242)	-1,78%	(57.795)	-1,06%	-56,02%	61,33%
Depreciação e Amortização	(213.700)	-3,48%	(219.347)	-4,19%	(176.630)	-3,23%	-2,57%	24,18%
Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	(51.777)	-0,84%	(62.300)	-1,19%	(77.253)	-1,41%	-16,89%	-
							19,36%	

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Provisão para Contingências	(58.449)	-0,95%	(43.860)	-0,84%	74.387	1,36%	33,26%	- 158,96 %
Custo de Construção	(508.161)	-8,28%	(444.206)	-8,49%	(403.646)	-7,39%	14,40%	10,05%
Outras Despesas Operacionais	(40.849)	-0,67%	(30.656)	-0,59%	(44.615)	-0,82%	33,25%	- 31,29%
EBITDA	967.479	15,76 %	967.608	18,48 %	883.038	16,16%	-0,01%	9,58%
Resultado do Serviço	753.779	12,28 %	748.261	14,29 %	706.408	12,93%	0,74%	5,92%
Resultado Financeiro	(455.997)	-7,43%	29.892	0,57%	58.488	1,07%	- 1625,48 %	- 48,89%
Receita Financeira	(74.047)	-1,21%	361.070	6,90%	384.385	7,03%	- 120,51%	-6,07%
Renda de Aplicação Financeira	29.556	0,48%	14.252	0,27%	11.579	0,21%	107,38%	23,08%
Multas e Acréscimos Moratórios	55.166	0,90%	51.939	0,99%	54.638	1,00%	6,21%	-4,94%
Receita/Despesa Ativo Indenizável	(201.082)	-3,27%	183.165	3,50%	307.410	5,62%	- 209,78%	- 40,42%
Outras Receitas Financeiras	42.313	0,69%	111.714	2,13%	10.758	0,20%	-62,12%	938,43 %
Despesa Financeira	(381.950)	-6,22%	(331.178)	-6,33%	(325.897)	-5,96%	15,33%	1,62%
Encargos de Dívidas	(140.694)	-2,29%	(110.191)	-2,10%	(125.675)	-2,30%	27,68%	- 12,32%
Atualização Financeira de provisão para contingências	(81.065)	-1,32%	(59.603)	-1,14%	(47.032)	-0,86%	36,01%	26,73%
Encargo de Fundo de Pensão	(46.522)	-0,76%	(45.200)	-0,86%	(49.984)	-0,91%	2,92%	-9,57%
Multas	(5.744)	-0,09%	(7.257)	-0,14%	(12.774)	-0,23%	-20,85%	- 43,19%
Variações Monetárias	(35.731)	-0,58%	(36.101)	-0,69%	(28.327)	-0,52%	-1,02%	27,44%
Indenizações DIC / FIC	(40.195)	-0,65%	(29.589)	-0,57%	(20.259)	-0,37%	35,84%	46,05%
IOF	(3.108)	-0,05%	(5.263)	-0,10%	(3.135)	-0,06%	-40,95%	67,88%
Outras Despesas Financeiras	(28.891)	-0,47%	(37.974)	-0,73%	(38.711)	-0,71%	-23,92%	-1,90%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	297.782	4,85%	778.153	14,86 %	764.896	14,00%	-61,73%	1,73%
Tributos e Outros	(102.952)	-1,68%	(263.094)	-5,03%	(271.520)	-4,97%	-60,87%	-3,10%
IR e CSLL	(102.952)	-1,68%	(263.094)	-5,03%	(271.520)	-4,97%	-60,87%	-3,10%
Lucro Líquido do Período	194.830	3,17%	515.059	9,84%	493.376	9,03%	-62,17%	4,39%

Comparativo do Resultado de 2014 x 2013

A Coelce encerrou o ano de 2014 com 3.625.208 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,6 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2013. Esse crescimento representa um acréscimo de 124.985 novos consumidores à base comercial da Companhia no ano de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 81.372 e 28.043 novos consumidores, respectivamente.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 142 milhões.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou 2014 com um crescimento de 3,3% em relação a 2013. A Companhia fechou 2014 com 1.271 clientes livres.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2014 apresentou um incremento de 498 GWh em relação ao ano de 2013. Este crescimento é o efeito de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 561 GWh,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

parcialmente compensado, por (ii) um menor volume de energia transportada para os clientes livres no ano de 2014, que foi 63 GWh inferior ao registrado em 2013. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A receita operacional bruta da Coelce alcançou um incremento de R\$ 908 milhões em relação ao ano de 2013. Este aumento é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores, destacados abaixo:

Fornecimento de Energia Elétrica (incremento de R\$ 529 milhões): Este incremento está associado, principalmente aos seguintes fatores:

- Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2014, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 16,77% em média;
- Aumento de 6,0% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.960 GWh em 2014 versus 9.399 GWh em 2013).

A receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo ainda se encontra negativamente impactada pela:

- Devolução da segunda parcela da receita extraordinária obtida pela Companhia entre abril de 2011 e março de 2012, em função da não aplicação do resultado do 3º ciclo de revisão tarifária da Coelce em abril de 2011, fato ocasionado pela não conclusão das discussões em torno da metodologia definitiva. A devolução está sendo efetuada, via tarifa, em duas parcelas, nos reajustes de 2013 e de 2014. Para o reajuste de 2014, a devolução da segunda parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -4,6% (R\$ 138 milhões durante 12 meses).
- *Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros (+R\$ 306 milhões):* Este incremento está associado a assinatura do aditivo ao contrato de concessão, essa assinatura permitiu a Coelce contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), e no regime de competência, os ativos e passivos regulatórios constituídos. A alteração do Contrato se deu conforme o Despacho ANEEL 4.621, de 25 de novembro de 2014.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2014, alcançou o montante de R\$ 4.383 milhões, o que representa um incremento de 26,1% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 3.476 milhões (+R\$ 907 milhões).

As deduções da receita em 2014 apresentaram incremento de R\$ 136 milhões em relação ao ano anterior. Este aumento é o efeito das seguintes variações:

- *Os Tributos (incremento de R\$ 128 milhões):* Esta variação ocorreu devido ao incremento da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função dos efeitos anteriormente expostos, na seção Receita Operacional Bruta.

Os custos e despesas operacionais em 2014 alcançaram -R\$ 3.105 milhões, um incremento de R\$ 504 milhões em relação ao ano de 2013. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Energia Elétrica comprada para Revenda (aumento de R\$ 483 milhões):

- Incremento de 0,5% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre os anos de 2014 e 2013;
- Reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA, indicador que reajusta os CCEARs);
- Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada, já incluindo aqueles que oriundos do leilão A-0, vigentes a partir de maio de 2014;
- Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
- Maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de desconstrução involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e/ou por projetos térmicos postergados ou cancelados, em conjunto com a elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) entre os anos comparados.

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

- Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante o Decreto e 8.221/14. Os itens (iv) e (v) foram compensados pelos repasses oriundos da CONTA-ACR. A compensação contabilizada alcançou o montante R\$ 412 milhões em 2014.
- *Encargo de Uso da Rede Elétrica (acréscimo de R\$ 34 milhões):* Este incremento se deve, principalmente, à modificações na metodologia de cálculo do custo com transporte de energia, conforme procedimento definido na Audiência Pública Nº 017/2014 e homologado pela Resolução Nº 1.758/14. Todos os incrementos oriundos desta mudança de metodologia serão repassados à tarifa na próxima revisão tarifária da Companhia.
- *Custos de Desativação de Bens (redução de R\$ 33 milhões):* A redução observada deve-se, principalmente, a dois efeitos extraordinários registrados no ano de 2013: (i) ajuste de R\$ 33 milhões para adequação dos saldos contábeis dos ativos da Companhia aos seus respectivos montantes físicos em campo e (ii) constituição de provisão no valor de R\$ 13 milhões para baixa de bens com Valor Novo de Reposição (VNR) igual a zero.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *Pessoal (redução de R\$ 2 milhões):* Essa variação se deve, principalmente, a um resultado favorável à Coelce em ação judicial em disputa desde 2000, que considerava indevido o pagamento de INSS sobre os valores pagos às cooperativas de saúde, parcialmente compensado, pela variação do INPC, que é o indicador de reajuste para os custos com pessoal.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (redução de R\$ 30 milhões): Esta redução se deve, principalmente, por grande constituição de provisão de liquidação duvidosa no 4T13, devido ao atraso de pagamento dos clientes livres.

Depreciação e amortização (acrécimo de R\$ 31 milhões): O incremento se deve, basicamente, a uma maior base de cálculo, devido aos investimentos e ativações ocorridas no ano de 2014.

Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12 e o efeito da depreciação e amortização, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2014, alcançaram o montante de -R\$ 467 milhões, o que representa uma redução de 7,6% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 505 milhões (+R\$ 38 milhões).

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no ano de 2014, atingiu o montante de R\$ 702 milhões, o que representa um acréscimo de R\$ 300 milhões em relação ao ano de 2013. A margem EBITDA da Companhia em 2014 foi de 19,37%, com incremento de 5,27 p.p. em relação a 2013. A margem EBITDA ex custo de construção da Companhia em 2014 foi de 20,84%, o que representa um incremento de 5,36 p.p. em relação a 2013.

O resultado financeiro da Coelce, no ano de 2014, ficou em -R\$ 278 milhões, um incremento de -R\$ 195 milhões em relação ao ano anterior. Esta redução é o efeito líquido das seguintes variações:

Receita/Despesa do ativo indenizável (redução de R\$ 127 milhões): A redução observada se deve, basicamente, ao recálculo do ativo indenizável, em função do refinamento metodológico pelo qual a valoração pelo VNR passou ao longo do terceiro ciclo de revisões tarifárias.

Multas (incremento de R\$ 29 milhões): Esta variação reflete, basicamente, ao (i) ingresso de multas regulatórias em 2014, devido a não conformidades operacionais, em conjunto com (ii) a reclassificação de atualizações financeiras de multas, anteriormente classificadas como multas, para a linha de atualizações de impostos, provisões e multas em 2013.

Encargo de Dívidas (aumento de R\$ 16 milhões): Este incremento deve-se, basicamente, ao aumento da dívida bruta da companhia entre os períodos comparados.

IOF e IOC (incremento de R\$ 11 milhões): Este incremento se deve, principalmente, a captações realizadas no ano de 2014, que geraram aproximadamente R\$ 9 milhões de IOF.

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou em 2014 um lucro líquido de R\$ 252 milhões, valor R\$ 95 milhões superior ao registrado no ano de 2013. A Margem Líquida em 2014 alcançou 6,94%. Excluindo-se a receita de custo de construção, a Margem Líquida da Companhia apresentou 7,47%,

A dívida bruta da Coelce encerrou o ano de 2014 em R\$ 1.260 milhões, um incremento de R\$ 325 milhões em relação a 2013. Esta variação deve-se, basicamente, novas captações de dívidas (no valor de R\$ 450 milhões); compensados, em parte, por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 160 milhões.

A Coelce encerrou o 2014 com o custo da dívida médio de 10,20% a.a., ou CDI - 0,41% a.a.

Colchão de Liquidez

No ano de 2014, foi autorizada junto a Aneel, a aprovação do mútuo da Coelce junto a Enel Brasil, o montante de captação pode chegar até R\$ 200 milhões, com prazo de até 2 anos para pagamento quando efetuado o contrato. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor a opção de utilizar, no curto prazo, limites de conta garantida que tem contratados em 31 de dezembro de 2014, no valor de R\$ 240 milhões, dos quais R\$ 190 milhões em linhas de crédito com acesso irrestrito (estabelecido em contratos com bancos de 1ª linha), com prazo de utilização por período de até 2 anos.

Em 2014, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com a manutenção do *rating* corporativo da Companhia de brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a manutenção do *rating* da Coelce, deve-se principalmente a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente, o que permitiu apresentar métricas de crédito moderadas e liquidez adequada, apesar do cenário desafiador pelo qual as companhias de distribuição enfrentaram, particularmente no primeiro trimestre de 2014.

Os investimentos realizados pela Coelce em 2014 alcançaram R\$ 275 milhões, uma redução de R\$ 18 milhões em relação ao ano anterior. O maior volume de investimentos em 2014 foi direcionado a novas conexões, que representaram cerca de 52% de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 265 milhões em 2014.

Comparativo do Resultado de 2013 x 2012

A Coelce encerrou o ano de 2013 com 3.500.155 unidades consumidoras ("consumidores"), 4,9% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2012. Esse crescimento representa um acréscimo de 161.992 novos consumidores à base comercial da Companhia no ano de 2013. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente) e rural, com mais 113.952 novos consumidores.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial pelos investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT). Juntos, esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 130 milhões em 2013.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2013 com 3.188.268 consumidores, um incremento de 3,9% em relação ao ano de 2012. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2013 com 68 clientes livres, um acréscimo de 25 novos clientes em relação ao número registrado no fechamento de 2012.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2013 foi de 10.732 GWh, o que representa um incremento de 9,3% (+914 GWh) em relação ao ano de 2012, cujo volume foi de 9.818 GWh. Esta variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 8,5% (+733 GWh) em 2013 com relação a 2012 (9.398 GWh versus 8.665 GWh), impulsionado ainda por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante em 2013, de 1.334 GWh, foi 15,7% superior ao registrado em 2012 (+181 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, em 2013, R\$ 3.730 milhões, uma redução de 7,4% em relação ao ano de 2012, de R\$ 4.027 milhões (-R\$ 297 milhões). Essa redução é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores:

- **Fornecimento de Energia Elétrica (Mercado Cativo) (redução de 7,1%; -R\$ 257 milhões):** Esta redução está associada, principalmente à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Coelce e demais distribuidoras brasileiras em 20% em média e à (ii) devolução de parte da receita extraordinária obtida pela Companhia entre abril de 2011 e março de 2012, em função da não aplicação do resultado do 3º ciclo de revisão tarifária da Coelce em abril de 2011, fato ocasionado pela não conclusão das discussões em torno da metodologia definitiva. A devolução será efetuada, via tarifa, em duas parcelas, nos reajustes de 2013 e de 2014. Para o reajuste de 2013, a devolução da primeira parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -5,6%. Estes efeitos foram compensados, parcialmente, pelos seguintes fatores: (iii) efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que incrementou as tarifas da Coelce em 3,92% em média e (iv) aumento de 8,5% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.398 GWh em 2013 versus 8.665 GWh em 2012). Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídios existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. No ano de 2013, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 123 milhões.
- **Suprimento de Energia Elétrica (redução de 97,6%; -R\$ 78 milhões):** Em função do cenário de déficit contratual involuntário (subcontratação) para as distribuidoras do país, reflexo da alocação não integral de cotas de energia em função das geradoras que não aderiram à renovação das concessões pela Lei 12.783/13, a Coelce praticamente não apresentou, para o ano de 2013 (com exceção do mês de junho), receita relacionada à liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo.
- **Receita pela disponibilidade da rede elétrica (redução de 30,9%; -R\$ 37 milhões):** A redução verificada deve-se, principalmente, à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu a TUSD dos consumidores livres da Coelce em 39% em média e pelo (ii) Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que reduziu a TUSD dos consumidores livres da Coelce em 28% em média. Este efeito foi parcialmente compensado pelo (iii) aumento de 15,7% no volume de energia transportada para os clientes livres (1.334 GWh em 2013 versus 1.153 GWh em 2012).
- **Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12*, a receita operacional bruta da Companhia, em 2013, alcançou o montante de R\$ 3.476 milhões, o que representa uma redução de 9,9% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 3.858 milhões (-R\$ 382 milhões).**

*A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero (*contabilizando-se o mesmo valor na receita e na despesa*), considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

As deduções da receita apresentaram redução de 22,3% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 880 milhões em 2013, contra -R\$ 1.133 milhões no ano de 2012 (+R\$ 253 milhões). Essa redução é o efeito das seguintes variações:

- **Tributos ICMS/COFINS/PIS (redução de 11,9%; +R\$ 114 milhões):** Esta variação reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função dos efeitos anteriormente expostos, na seção Receita Operacional Bruta. O percentual destes tributos sobre a base de cálculo continua em linha com percentual de 2012 (24%).
- **Encargos setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (redução de 80,8%; +R\$ 139 milhões):** A redução mencionada se deve, principalmente, aos seguintes fatores: (i) extinção do encargo Reserva Global de Reversão – RGR, (ii) extinção do encargo Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e (iii) a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, todos estes fatores em função da Lei

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

12.783/13. Destaca-se, ainda, o lançamento de R\$ 6,7 milhões na conta da RGR no 2T13. Este valor refere-se à reversão do saldo provisionado (passivo) até dezembro de 2012, em função da extinção do referido encargo pela mesma referida Lei.

Os custos e despesas operacionais em 2013 alcançaram -R\$ 2.601 milhões, um incremento de 10,6% em relação ao ano de 2012, de -R\$ 2.351 milhões (-R\$ 250 milhões). Este incremento é o efeito das seguintes variações:

- **Energia Elétrica comprada para Revenda (aumento de 12,3%; -R\$ 178 milhões):** O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores: (i) incremento de 8,5% no volume de energia comprada (CCEARs, Bilaterais e Mercado de Curto Prazo) entre 2013 e 2012, (ii) reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA; 75% dos contratos são CCEARs), (iii) a uma maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada, (iv) aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais, (v) maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de desconstrução involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e por projetos térmicos postergados ou cancelados, e (vi) repasse do risco hidrológico das geradoras com concessões renovadas pela Lei 12.783/13 para o consumidor final. Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela redução das tarifas de compras de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13 e os itens (v) e (vi), especialmente, foram parcialmente compensados pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 69 milhões no ano de 2013.
- **Encargo do Uso da Rede Elétrica e Encargo do Sistema (ESS) (redução de 64,7%; +R\$ 103 milhões):** Esta variação decorre da (i) redução do encargo de uso da rede elétrica, tendo em vista a renovação das concessões de transmissão pela Lei 12.783/13, que promoveu uma significativa redução no custo de transmissão para as distribuidoras. Esta redução foi parcialmente compensada por um (ii) incremento no encargo de serviço do sistema (ESS), em função do maior despacho pelo ONS de usinas térmicas fora da ordem de mérito no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais. O item (ii) foi compensado pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 79 milhões no ano de 2013. Em 2013, adicionalmente, foram registrados, na rubrica de encargos de serviço do sistema (ESS), os repasses, via CDE, de CVAs passadas, que seriam recuperadas via tarifa, no montante de R\$ 32 milhões (sendo todo este valor registrado no 1T13).
- **Custos de Desativação de Bens (aumento de 158,3%; -R\$ 28 milhões):** O aumento observado deve-se, principalmente, a dois efeitos extraordinários registrados no 3T13: (i) ajuste de R\$ 33 milhões para adequação dos saldos contábeis dos ativos da Companhia aos seus respectivos montantes físicos em campo e (ii) constituição de provisão no valor de R\$ 13 milhões para baixa de bens com Valor Novo de Reposição (VNR) igual a zero.
- **Depreciação e Amortização (aumento de 33,5% -R\$ 38 milhões):** O acréscimo observado deve-se, principalmente, às mudanças introduzidas pela aplicação da Resolução ANEEL nº 474/2009, que modificou a estimativa de vida útil dos ativos de distribuição, ocasionando redução das taxas de depreciação. Desde dezembro de 2012, o diferencial de depreciação entre as taxas novas e antigas era calculado com base em uma estimativa fixa. Em setembro 2013, as novas taxas foram imputadas a cada ativo individualmente e foi recalculado o diferencial correto do valor da depreciação de janeiro de 2013 à setembro de 2013. Este evento gerou um ajuste na despesa de depreciação na ordem de R\$ 19 milhões.

Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12 e o efeito da depreciação e amortização, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2013, alcançaram o montante de -R\$ 505 milhões, o que representa um incremento de 11,3% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 454 milhões (-R\$ 51 milhões). Excluindo-se os efeitos não recorrentes mencionados no item Custos de Desativação de Bens (R\$ 46 milhões em 2013), o incremento seria de 1,2%, percentual abaixo da inflação registrada no período, medida pelo IPCA, de 5,91%. Este resultado é consistente com a gestão eficaz de custos operacionais da Companhia e com a execução eficiente de suas operações em campo.

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no ano de 2013, atingiu o montante de R\$ 402 milhões, o que representa uma redução de 38,8% em relação ao ano de 2012, cujo montante foi de R\$ 657 milhões (-R\$ 255 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2013 foi de 14,10%, o que representa uma redução de 8,67 p.p. em relação a 2012, de 22,71%. Excluindo-se os efeitos não recorrentes mencionados no item Custos de Desativação de Bens (R\$ 46 milhões em 2013), a redução do EBITDA seria de 31,8%.

O resultado financeiro da Coelce, no ano de 2013, ficou em -R\$ 83 milhões, uma redução de R\$ 141 milhões em relação ao ano anterior, de R\$ 58 milhões. Esta redução é o efeito líquido das seguintes variações:

- **Receita do Ativo Indenizável (redução de 87,8%; -R\$ 158 milhões):** A redução observada se deve, basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira no montante de R\$ 180 milhões no ano de 2012, tendo em vista a mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, após a promulgação da Lei 12.783 que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição – VNR, adotando-se o banco de preços homologados pela ANEEL.
- **Multas (ARCE, ANEEL, outras) (redução de 58,8%; +R\$ 26 milhões):** A redução observada reflete: (i) multas recebidas em 2012, de aproximadamente R\$ 52 milhões, sendo R\$ 31 milhões de multas diversas aplica pela Agência Reguladora do Estado do Ceará (ARCE), R\$ 6,8 decorre de multa de auto de infração de ICMS e R\$ 11,2 milhões refere-se à provisão de auto de infração emitido pela ANEEL (não conformidades em processos detectados durante revisão tarifária). As multas aplicadas pela ARCE são decorrentes de autos de infrações recebidos pela Coelce oriundos de ações fiscalizadoras, como por exemplo, em relação à medição dos indicadores de qualidade do fornecimento e ao cumprimento das metas dos programas de universalização e Luz para Todos na área de concessão da Companhia. Esses autos estão em fase de defesa pela Companhia.

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou em 2013 um lucro líquido de R\$ 157 milhões, valor 62,7% inferior ao registrado no ano de 2012, que foi de R\$ 420 milhões (-R\$ 259 milhões). A Margem Líquida em 2013 alcançou 5,49%. Excluindo-se os efeitos não recorrentes mencionados na rubrica Custos de Desativação de Bens (R\$ 46 milhões em 2013) e na rubrica Receita do Ativo Indenizável (R\$ 180 milhões em 2012), a redução do Lucro Líquido seria de 22,5%.

A dívida bruta da Coelce encerrou o ano de 2013 em R\$ 935 milhões, uma redução de 3,8% em relação a 2012, que foi de R\$ 972 milhões (-R\$ 37 milhões). Esta redução deve-se, basicamente, à liquidação da 2ª série da 2ª emissão de debêntures no valor de \$ 130 milhões (sendo R\$ 67

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

milhões realizados através de evento de resgate antecipado total), à amortização de financiamentos de R\$ 125 milhões; compensados, em parte, por captações de dívidas com o BNDES no valor de R\$ 150 milhões para financiar investimentos da companhia.

A operação de pré-pagamento das debêntures teve como objetivo a redução dos custos financeiros para a companhia, uma vez que os custos das debêntures estavam acima do custo médio de captação de dívida e das taxas praticadas no mercado no período. A Coelce encerrou 2013 com o custo da dívida médio de 9,81% a.a., ou CDI + 1,73% a.a.

Em setembro de 2013, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com o upgrade do *rating* corporativo da Companhia de brAA+ para brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a elevação do *rating* da Coelce, deve-se principalmente a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente, o que permitiu apresentar métricas de crédito moderadas e liquidez adequada, apesar do cenário desafiador pelo qual as companhias de distribuição enfrentaram, particularmente no primeiro trimestre de 2013.

Os investimentos realizados pela Coelce em 2013 alcançaram R\$ 293 milhões, um acréscimo de 18,7% (+R\$ 46 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 247 milhões. Este incremento se deve em grande parte do aumento de aproximadamente R\$ 31 milhões em: i) projetos de ICT, devido à licença de software, sistemas comerciais e técnicos, SAP e RH, telecomunicações, além de compra de equipamentos (R\$11 milhões); ii) maior realização de obras do governo do Estado, principalmente em função da Copa do Mundo (R\$ 5 milhões) e iii) LDAT Aquiraz II – Cascavel, LT Aquiraz II - Eusébio (R\$ 8 milhões). O maior volume de investimentos, em 2013, foi direcionado aos investimentos em novas conexões, que representou R\$ 92 milhões de todo o valor investido no período mencionado. Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 258 milhões em 2013, montante 40,9% superior ao realizado em 2012, que foi de R\$ 183 milhões.

Comparativo do Resultado de 2012 x 2011

A Coelce encerrou o ano de 2012 com 3.338.163 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,5% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2011. Esse crescimento representa um acréscimo de 113.785 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente) e rural, com mais 94.926 novos consumidores.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial pelos investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT). Juntos, esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 108 milhões em 2012.

A Companhia fechou 2012 com 43 clientes livres, um acréscimo de 7 novos clientes, que representa um incremento de 19,4% em relação ao número registrado no fechamento de 2011.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2012 foi de 9.818 GWh, o que representa um incremento de 10,0% (+891 GWh) em relação ao ano de 2011, cujo volume foi de 8.927 GWh. Esta variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 9,2% (+727 GWh) em 2012 com relação a 2011 (8.665 GWh versus 7.938 GWh), impulsionado ainda por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante em 2012, de 1.153 GWh, foi 16,6% superior ao registrado em 2011 (+164 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, em 2012, R\$ 4.027 milhões, um incremento de 9,0% em relação ao ano de 2011, de R\$ 3.694 milhões (+R\$ 333 milhões). Esse incremento é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores:

- **Fornecimento de Energia Elétrica - Fornecimento faturado e não faturado (+R\$ 199 milhões):** Este incremento está associado ao aumento do volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia de, 9,2%, o qual foi parcialmente compensado pela aplicação do efeito combinado da revisão e do reajuste tarifário negativo em 6,76%, aplicado a partir de 22 de abril de 2012.
- **Subsídio Baixa Renda (+R\$ 69 milhões):** O incremento é o reflexo, basicamente, da contabilização de R\$ 39 milhões em abril de 2012, tendo em vista a modificação da forma de custeio da tarifa Social de Energia Elétrica, instituída pela Resolução ANEEL 472/12, a qual determinou que o subsídio passasse a ser custeado integralmente por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.
- **Suprimento de Energia Elétrica (+R\$ 67 milhões):** O incremento observado está associado, principalmente, a uma expressiva elevação no preço médio da energia no mercado de curto prazo (spot) de R\$ 29,36 em 2011 para R\$ 161,13 em 2012, sendo que, no período de agosto a dezembro de 2012, onde a Coelce realizou o maior montante de venda no curto prazo, o preço médio foi de R\$ 245,20.
- Excluindo-se o efeito da receita de custo de construção - IFRIC 12*, a receita operacional bruta da Companhia, em 2012, alcançou o montante de R\$ 3.858 milhões, o que representa um incremento de 9,5% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 3.523 milhões (+R\$ 335 milhões).

*A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero (*contabilizando-se o mesmo valor na receita e na despesa*), considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As deduções da receita apresentaram incremento de 6,3% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 1.113 milhões em 2012, contra -R\$ 1.067 milhões no ano de 2011 (-R\$ 66 milhões). Esse incremento é o efeito das seguintes variações:

- *ICMS (-R\$ 66 milhões)*: Esta variação reflete o crescimento da base de cálculo para apuração deste tributo. O percentual sobre a base de cálculo continua em linha com o ano de 2011.
- *Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC (+R\$ 29 milhões)*: A quota média mensal do encargo CCC vigente em 2011 era de R\$ 9,0 milhões. Em 2012, através da Resolução ANEEL 1.291 de 15 de maio de 2012, este encargo foi reduzido para uma média de R\$ 6,1 milhões mensais..
- *Programa de Eficiência Energética e P&D (-R\$ 13 milhões)*: A variação observada é decorrente do ajuste positivo efetuado no valor de R\$ 13 milhões em dezembro de 2011, tendo em vista a exclusão do subsídio baixa renda da base de cálculo de apuração dos valores a serem creditados ao programa de eficiência energética.

Os custos e despesas operacionais em 2012 alcançaram -R\$ 2.351 milhões, um incremento de 17,2% em relação ao ano de 2011, de -R\$ 2.006 milhões (-R\$ 345 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- *Energia Elétrica comprada para revenda (-R\$ 253 milhões)*: Este acréscimo deve-se ao incremento de 5,6% no volume de energia comprada (+555 GWh), ao reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos, fatores ainda impulsionados por uma maior tarifa média (mix) de compra de energia pela entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada.
- *Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema – ESS (-R\$ 40 milhões)*: Este aumento decorre do reajuste contratual aplicado nos contratos de transmissão autorizado pela Resolução Homologatória nº 1.173, que reajustou as Receitas Anuais Permitidas das Transmissoras (RAP's) em média 4,5%, associado, ainda, ao incremento do volume de energia transportada sobre quais incidem os encargos e, também, ao maior despacho pelo ONS de usinas térmicas no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais.
- *Pessoal (-R\$ 29 milhões)*: o acréscimo verificado decorre basicamente da aplicação do reajuste salarial anual em média 7% e às despesas do Plano de Aposentadoria Espontânea realizado em 2012.

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no ano de 2012, atingiu o montante de R\$ 657 milhões, o que representa uma redução de 12,9% em relação ao ano de 2011, cujo montante foi de R\$ 755 milhões (-R\$ 98 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2012 foi de 22,71%, o que representa uma redução de 6,02 p.p. em relação a 2011, de 28,73%.

O resultado financeiro da Coelce, no ano de 2012, ficou em R\$ 58 milhões, uma evolução de R\$ 103 milhões em relação ao ano anterior, de -R\$ 45 milhões. Esse incremento é explicado basicamente pelos seguintes fatores:

- *Receita do Ativo Indenizável (+R\$ 172 milhões)*: O incremento observado se deve, basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira no montante de R\$ 180 milhões, tendo em vista a mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, após a promulgação da Lei 12.783 que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição - VNR, adotando-se o banco de preços homologados pela ANEEL.
- *Multas (ARCE, ANEEL e outras) (-R\$ 52 milhões)*: As variações são reflexo dos seguintes itens: (i) multas recebidas em 2012, de aproximadamente R\$ 52 milhões, sendo R\$ 31 milhões de multas diversas da Agencia Reguladora do Estado do Ceará (ARCE), R\$ 6,8 decorre de multa de auto de infração de ICMS e R\$ 11,2 milhões refere-se a provisão de auto de infração emitido pela ANEEL (não conformidade em processos detectados durante revisão tarifária).
- *Outras Despesas Financeiras (-R\$ 24 milhões)*: As variações na rubrica de outras despesas financeiras são decorrentes basicamente de i) atualização financeira de passivo (diferimento de pagamento de compra de energia) no montante de R\$ 16 milhões e ii) atualização financeira de processos regulatórios no valor de R\$ 3,1 milhões.

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou em 2012 um lucro líquido de R\$ 420 milhões, valor 10,9% inferior ao registrado no ano de 2011, que foi de R\$ 471 milhões (-R\$ 51 milhões).

A dívida bruta da Coelce encerrou o ano de 2012 em R\$ 972 milhões, uma redução de 13,5% em relação ao ano de 2011, que foi de R\$ 1.124 milhões (-R\$ 152 milhões). Esta redução está basicamente associada à amortização da 1ª parcela da 2ª tranche da 2ª emissão de debêntures da Companhia em julho de 2012, no montante de R\$ 60 milhões, e pela amortização dos empréstimos da companhia com o BNDES, que totalizou R\$ 77 milhões. A Coelce encerrou 2012 com o custo da dívida médio em 10,86% a.a., ou CDI +2,44% a.a., custo este que reflete a composição do portfólio de empréstimos da Companhia, onde 39% são empréstimos firmados com bancos de fomento (BNB e BNDES) e com a Eletrobrás, oferecendo taxas abaixo da média praticada pelo mercado privado.

Os investimentos realizados pela Coelce em 2012 alcançaram R\$ 247 milhões, um decréscimo de 17,1% (-R\$ 51 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 298 milhões. Esta redução está associada, basicamente, ao menor número de clientes conectados através do Programa Luz para Todos (PLPT) em 2012. Em 2012, foram conectados um total de 4,2 mil clientes, contra 15,4 mil no ano anterior.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Os diretores devem comentar:

a) resultados das operações do emissor, em especial:

- i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita
- ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

A receita da Companhia é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia dos consumidores da área de concessão, somando R\$ 4.638 milhões em 2014. A tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas podem afetar a receita da Coelce. Além disso, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete as mudanças na economia do Estado do Ceará (área de concessão da Coelce). O consumo e a demanda de energia elétrica na área de concessão e as tarifas de energia elétrica são fatores fundamentais que influenciam os resultados, uma vez que são diretamente dependentes do desempenho da economia. O consumo de energia apresenta forte correlação com a atividade econômica, produção industrial, nível de renda e disponibilidade de crédito e condições climáticas (principalmente no caso de temperaturas elevadas). Os mecanismos de reajustes e revisões das tarifas consideram variáveis macroeconômicas, principalmente a inflação, medida pelos índices IGP-M e IPCA. Estes indicadores, entre outros, também reajustam boa parte dos contratos de prestação de serviços da Companhia. Além destes indicadores, a evolução das taxas de juros impacta o resultado financeiro.

Os resultados das operações da Companhia 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 contingências.

b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

As receitas da Companhia podem ser impactadas por oscilações no consumo e demanda de energia elétrica, e pelas tarifas de energia, reajustadas segundo os mecanismos previstos no Contrato de Concessão da Coelce e regulados pela Aneel. Tais mecanismos prevêem revisões tarifárias a cada quatro anos, em que as tarifas são calculadas visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, cobertura de seus custos e retorno sobre investimentos. Entre as revisões tarifárias, ocorrem reajustes tarifários anuais, que visam a repassar para as tarifas as variações nos custos não gerenciáveis da concessionária, e garantir o repasse da inflação.

Ainda, as receitas da Companhia podem ser impactadas por variações no mix de vendas em função do crescimento diferenciado entre as classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e outras), que apresentam tarifas diferenciadas.

Além desses fatores, alterações no ambiente regulatório também podem impactar a receita da Companhia.

Decreto 8.203/14

Em 07 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14 que alterou o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2014, de forma a incluir a neutralização da exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo decorrentes da compra frustrada no leilão de dezembro de 2013, estendendo a cobertura do repasse dos recursos da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético para a competência de janeiro de 2014.

Decreto 8.221/14

Em 2 de abril de 2014 foi publicado o Decreto 8.221/2014, instituindo a criação da, denominada, “CONTA-ACR”, e normatizando o que se previa em normas anteriores que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) procedesse à contratação de empréstimos junto a bancos, para obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras, do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16/4/2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612 e em 22/4/2014 a mesma emitiu o Despacho 1.256, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR, e homologando os valores a serem repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro/2014.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, a serem repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. A CCEE liquidará esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas cotas serão estabelecidas, futuramente, pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não foi interveniente no contrato entre CCEE e os bancos financiadores, e não disponibilizou nenhuma garantia para esse contrato.

Em 15 de agosto de 2014 foi assinado um novo Contrato de Financiamento da Operação ACR pela CCEE, com diversas instituições financeiras, no valor de R\$ 6,6 bilhões, que foram repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima para as competências de maio em diante, limitado à extinção do saldo. As condições são as mesmas do contrato anterior.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Reajuste Tarifário Anual de 2014

O Reajuste Tarifário da Coelce de 2014, com vigência a partir do dia 22 de abril de 2014, estabeleceu um incremento nas tarifas de 8,09%, sendo o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Companhia foi um incremento de 16,77%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior (-8,68%).

A receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo ainda se encontra negativamente impactada pela: devolução da segunda parcela da receita extraordinária obtida pela Companhia entre abril de 2011 e março de 2012, em função da não aplicação do resultado do 3º ciclo de revisão tarifária da Coelce em abril de 2011, fato ocasionado pela não conclusão das discussões em torno da metodologia definitiva. A devolução está sendo efetuada, via tarifa, em duas parcelas, nos reajustes de 2013 e de 2014. Para o reajuste de 2014, a devolução da segunda parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -4,6%.

Leilão A-0

O leilão “A”, realizado dia 30 de abril de 2014, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, contratou 2.046 MW médios em energia elétrica proveniente de 20 usinas.

O preço médio final do leilão foi de R\$ 268,33 por MWh. O preço médio vendido para empreendimentos por quantidade foi de R\$ 270,81 por MWh e o preço teto vendido para empreendimentos por disponibilidade foi de R\$ 262,00 por MWh. O montante financeiro envolvido nos contratos fechados pelo leilão, com duração de cinco anos e oito meses, é de R\$ 27,28 bilhões. Foram comercializadas cinco usinas na modalidade por disponibilidade (usinas a biomassa e gás) e 15 em contratos por quantidade (hidrelétricas). Neste leilão, a Coelce adquiriu cerca de 79 MW médios.

Os leilões “A” contratam energia para entrega a partir do mesmo ano e têm como objetivo suprir a demanda das concessionárias de distribuição, que atendem o consumidor final. Neste ano o certame ajudou a reduzir a exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo, no qual a energia é valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão

Os ativos e passivos regulatórios foram reconhecidos conforme o Comunicado Técnico CTG 08 de 05 de dezembro de 2014 que dispõe sobre o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados. O reconhecimento desses ativos e passivos devem ser para as empresas que realizaram o aditivo no contrato de concessão onde prevê que esta remuneração será garantida no fim da concessão. O termo aditivo ao contrato de concessão, processo nº 48500.005603/2014-05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 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 do emissor

Além dos itens referentes aos volumes e mix de consumo e demanda de energia elétrica, e dos efeitos das variações das tarifas elencados no item 10.2. b, o resultado operacional da Coelce é influenciado pelo impacto da inflação e variação de preços de commodities sobre os custos e despesas operacionais da Companhia, notadamente com os custos de pessoal e com contratos de prestação de serviços e aquisição de materiais. A inflação e a taxa de juros afetam os negócios, essencialmente, pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de algumas dívidas serem corrigidos pela inflação e/ou estarem atrelados à taxa de juros básica.

A situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação, pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada. As oscilações nos preços da energia comprada e os encargos setoriais ambos homologados anualmente pela ANEEL são reconhecidas nas tarifas cobradas dos consumidores. Desta forma, a maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de inflação. A companhia possui um contrato de compra de energia bilateral, cuja tarifa tem entre seus índices de reajuste o dólar. Contudo, as variações da taxa de câmbio desse contrato também são reconhecidas nas tarifas de distribuição. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida significativa denominada em moeda estrangeira.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

10.3. Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

- a) introdução ou alienação de segmento operacional
- b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária
- c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

10.4. Os diretores devem comentar:

a) mudanças significativas nas práticas contábeis

2014

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS). As demonstrações financeiras foram elaboradas com apoio em diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas.

As demonstrações financeiras são preparadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

Na elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data de transação a data das demonstrações financeiras são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

O Pronunciamento Técnico CPC 22 - Informações por segmento ("CPC 22"), requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da Companhia que sejam regularmente revisados pelo mais alto tomador de decisões ("*chief operating decision maker*"), com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances.

A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera com um único segmento - distribuição de energia - não sendo aplicável à divulgação específica de uma nota explicativa de "informações por segmento".

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa ("CPC 03"), bem como as demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado ("CPC 09").

Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2014

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2014. Dada a natureza das modificações que foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Entidades de investimentos (alterações ao CPC 36 (R3), CPC 45 e CPC 35 (R2)) - Essas alterações contemplam uma exceção à exigência de consolidação para que entidades atendam à definição de uma entidade de investimento de acordo com o CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas e devem ser aplicadas retrospectivamente, podendo usufruir de certa desobrigação no período de transição. A exceção à consolidação exige que entidades de investimento contabilizem as operações das controladas a valor justo por meio do resultado. Essas alterações não têm impacto sobre a Companhia, visto que esta não se qualifica para ser uma entidade de investimento, de acordo com o CPC 36 (R3).

Compensação de ativos financeiros e passivos financeiros – alterações ao CPC 39 - Essas alterações esclarecem o significado de "atualmente goza de direito legalmente exequível de compensação" e dos critérios para mecanismos de liquidação não simultânea de câmaras de compensação, sendo aplicadas retrospectivamente. Essas alterações não têm impacto material sobre a Companhia.

Renovação de derivativos e continuação da contabilização de hedge – alterações ao CPC 38 - Essas alterações contemplam a desobrigação de contabilizar hedges descontinuados quando a novação de um derivativo designado como instrumento de hedge atender a determinados critérios e a aplicação retrospectiva for exigida. Essas alterações não causam impacto sobre a Companhia.

ICPC 19 / IFRIC 21 – Tributos - A ICPC 19 esclarece que uma entidade reconhece os tributos de um passivo quando ocorre a atividade que dá origem ao pagamento, conforme previsto na legislação pertinente. No caso de um tributo originado ao se atingir um limite mínimo, a interpretação esclarece que nenhum passivo deve ser previsto antes de se atingir o limite mínimo

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

especificado. A aplicação retrospectiva é exigida pela IFRIC 21 e não tem impacto sobre a Companhia, visto que esta aplicou os princípios de reconhecimento de acordo com o CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, alinhados com as exigências da IFRIC 21 em exercícios anteriores.

Pronunciamentos emitidos mas que não estão em vigor em 31 de dezembro de 2014

O International Accounting Standards Board - IASB emitiu e revisou as seguintes normas que ainda não haviam entrado em vigor até a data da emissão das demonstrações financeiras da Companhia:

- **IFRS 9 – Instrumentos Financeiros**

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros, que reflete todas as fases do projeto de instrumentos financeiros e substitui a IAS 39 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. A norma introduz novas exigências sobre classificação e mensuração, perda por redução ao valor recuperável e contabilização de hedge. A IFRS 9 está em vigência para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2018 ou após essa data, não sendo permitida a aplicação antecipada. É exigida aplicação retrospectiva, não sendo obrigatória, no entanto, a apresentação de informações comparativas. A aplicação antecipada de versões anteriores da IFRS 9 (2009, 2010 e 2013) é permitida se a data de aplicação inicial for anterior a 1º de fevereiro de 2015. A adoção da IFRS 9 terá efeito sobre a classificação e mensuração dos ativos financeiros da Companhia, não causando, no entanto, nenhum impacto sobre a classificação e mensuração dos passivos financeiros da Companhia.

- **IFRS 14 – Contas Regulatórias Diferidas**

A IFRS 14 é uma norma opcional que permite a uma entidade cujas atividades estão sujeitas a regulação de tarifas continuar aplicando a maior parte de suas políticas contábeis para saldos de contas regulatórias diferidas no momento da primeira adoção das IFRS. As entidades que adotam a IFRS 14 devem apresentar contas regulatórias diferidas como rubricas em separado no balanço patrimonial e apresentar movimentações nesses saldos contábeis como rubricas em separado no balanço patrimonial e outros resultados abrangentes. A norma exige divulgações sobre a natureza e os riscos associados com a regulação de tarifas da entidade e os efeitos dessa regulação sobre as demonstrações financeiras. A IFRS 14 está em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 ou após essa data.

- **Alterações na IAS 19 – Planos de Benefícios Definidos**

Contribuições por parte do Empregado: A IAS 19 exige que uma entidade considere contribuições por empregados ou terceiros ao contabilizar planos de benefícios definidos. Sempre que as contribuições estiverem ligadas a serviços, devem ser atribuídas a períodos de serviços como um benefício negativo. Essas alterações esclarecem que, se o valor das contribuições for independente da quantidade de anos de serviço, permite-se que uma entidade reconheça essas contribuições como redução no custo de serviço no período em que o serviço é prestado, em vez de alocar as contribuições aos períodos de serviço. Essa alteração está em vigor para períodos anuais que se iniciam em 1º de julho de 2014 ou após essa data.

2013

Na elaboração das demonstrações financeiras foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2013, bem como com os pronunciamentos, orientações e interpretações técnicos emitidos pelo CPC e regulamentados pela CVM, exceto no que diz respeito aos saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras que foram reapresentados, conforme disposto na Nota Explicativa 4 das Demonstrações Financeiras.

A Companhia classificou como caixa e equivalentes de caixa os saldos mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e não para investimentos ou outros propósitos. Os equivalentes de caixa possuem conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa, estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor, conforme previsto no Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstrações dos fluxos de caixa ("CPC 03") e foram designados desta maneira na preparação das demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013. A Administração da Companhia efetuou uma revisão adicional dos procedimentos adotados na qualificação de determinadas aplicações financeiras como equivalentes de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e concluiu que a classificação de investimentos registrados como caixa e equivalentes de caixa, corroborada por seus auditores independentes, que, como consequência, emitiram parecer sem ressalva, estava desalinhada com as características de tais investimentos sob a luz das práticas contábeis adotadas no Brasil.

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2013. Dada a natureza das modificações que foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

- **CPC 18 (R2) - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto ("CPC 18"):** A revisão do CPC 18 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 28 - Investments in Associates, emitido pelo IASB - International Accounting Standards Board. O objetivo desse pronunciamento é prescrever a contabilização de investimentos em coligadas e em controladas e definir os requisitos para a aplicação do método da equivalência patrimonial quando da contabilização de investimentos em coligadas, em controladas e em empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures).

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

- *CPC 45 - Divulgações de Participações em Outras Entidades ("CPC 45")*: O CPC 45 contempla substancialmente a convergência com o texto do IFRS 12 - Disclosure of Interests in Other Entities, emitido pelo IASB - International Accounting Standards Board. O objetivo desse pronunciamento é orientar a entidade quanto à forma de divulgação de informações sobre sua participação em outras entidades. Dessa forma, permite-se aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem os riscos inerentes a essas participações e seus efeitos sobre sua posição patrimonial e financeira, o seu desempenho financeiro e seus respectivos fluxos de caixa.
- *CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas ("CPC 36")*: A revisão do CPC 36 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 27 - Consolidated and Separate Financial Statements, que resultou na edição pelo IASB - International Accounting Standards Board do IFRS 10 - Consolidated Financial Statements. O objetivo desse pronunciamento é estabelecer princípios para apresentação e elaboração de demonstrações financeiras consolidadas quando uma entidade controla uma ou mais outras entidades.
- *CPC 46 - Mensuração do Valor Justo ("CPC 46")*: O CPC 46 contempla substancialmente a convergência com o texto do IFRS 13 - Fair Value Measurement, emitido pelo IASB - International Accounting Standards Board. O objetivo desse pronunciamento é: (i) definir valor justo; (ii) estabelecer em um único pronunciamento uma estrutura para a mensuração do valor justo; e (iii) estabelecer divulgações sobre mensurações do valor justo.
- *CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados ("CPC 33")*: A revisão do CPC 33 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 19 - Employee Benefits, emitido pelo IASB - International Accounting Standards Board. O objetivo desse pronunciamento é estabelecer a contabilização e a divulgação dos benefícios concedidos aos empregados. Para tanto, o pronunciamento requer que a entidade reconheça: (a) um passivo quando o empregado prestou o serviço em troca de benefícios a serem pagos no futuro; e (b) uma despesa quando a entidade se utiliza do benefício econômico proveniente do serviço recebido do empregado em troca de benefícios a esse empregado.

Pronunciamentos emitidos mas que não estão em vigor em 31 de dezembro de 2013

O International Accounting Standards Board - IASB emitiu e revisou as seguintes normas que ainda não haviam entrado em vigor até a data da emissão das demonstrações financeiras da Companhia:

- *IFRS 9 – Instrumentos Financeiros*: O IFRS 9 introduz novas exigências para a classificação, mensuração e baixa de ativos e passivos financeiros (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que o IFRS 9 tenha impactos materiais em suas demonstrações financeiras.
- *IFRIC 21 – Tributos*: O IFRIC 21 fornece orientações de quando a Companhia deve reconhecer um passivo para um tributo quando o evento que gera o pagamento ocorre (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que o IFRIC 21 tenha impactos materiais em suas demonstrações financeiras.
- *Modificação à IAS 32 – CPC 32 – Compensação de Ativos e Passivos Financeiros*: As revisões clarificam o significado de “atualmente tiver um direito legalmente exequível de compensar os valores reconhecido” e o critério que fariam com que os mecanismos de liquidação não simultâneos das câmaras de compensação se qualificassem para a compensação (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras.
- *Modificações às IFRS 10, IFRS 12 e IAS 12 – CPC 36, CPC 45, CPC 32 – Entidades de Investimentos*: Fornece uma exceção aos requisitos de consolidação para as Companhias que cumprem com a definição de Companhia de investimento de acordo com IFRS 10. Essa exceção requer que as Companhias de investimentos registrem seus investimentos em controladas pelos seus valores justos no resultado (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras.
- *Modificação à IAS 39 – CPC 38 – Renovação de Derivativos e Continuação de Contabilidade de Hedge*: As modificações amenizam a descontinuação da contabilidade de hedge quando a renovação de um derivativo designado com hedge atinge certos critérios (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras. Enquanto aguarda a aprovação das normas internacionais pelo CPC, a Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos em suas demonstrações financeiras.

Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio divulgado pela Companhia.

2012

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS) para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, estando em conformidade as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), os quais estão alinhados com as

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* e estão em conformidade com os critérios do Comitê de Interpretações das normas internacionais de contabilidade – IFRIC – *International Financial Reporting Interpretations Committee*. Na elaboração das demonstrações financeiras foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2011, publicadas na imprensa oficial em 13 de abril de 2012, bem como com os pronunciamentos, orientações e interpretações técnicos emitidos pelo CPC e regulamentados pela CVM, exceto no que diz respeito aos saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras que foram reapresentados, conforme disposto na Nota Explicativa 4 das Demonstrações Financeiras.

A Companhia classificou como caixa e equivalentes de caixa os saldos mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e não para investimentos ou outros propósitos. Os equivalentes de caixa possuem conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa, estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor, conforme previsto no Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstrações dos fluxos de caixa ("CPC 03") e foram designados desta maneira na preparação das demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011. A Administração da Companhia efetuou uma revisão adicional dos procedimentos adotados na qualificação de determinadas aplicações financeiras como equivalentes de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011 em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e concluiu que a classificação de investimentos registrados como caixa e equivalentes de caixa, corroborada por seus auditores independentes, que, como consequência, emitiram parecer sem ressalva, estava desalinhada com as características de tais investimentos sob a luz das práticas contábeis adotadas no Brasil.

De forma a refletir corretamente a essência econômica dos investimentos classificados como caixa e equivalentes de caixa sob a luz das práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia ajustou, após a sua publicação, as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2011. Conforme descrito na tabela a seguir, os ajustes resultaram na redução dos saldos de caixa e equivalentes de caixa, correspondido por um aumento nos valores das aplicações financeiras apresentadas no balanço patrimonial da Companhia, sendo estes ajustes refletidos nas demonstrações dos fluxos de caixa relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

Os saldos referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, publicados em 13 de abril de 2012 e os correspondentes saldos reapresentados estão demonstrados a seguir:

Balanço patrimonial

	31 de dezembro de 2011		
	Anteriormente apresentado	Ajustes	Reapresentado
Caixa e equivalentes de caixa	187.476	-95.986	91.490
Aplicações financeiras	140.724	95.986	236.710

Demonstração dos fluxos de caixa

	31 de dezembro de 2011		
	Anteriormente Publicado	Ajustes	Reapresentado
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	-266.425	-95.986	-362.411
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	187.476	-95.986	91.490

Importante ressaltar que as referidas correções e ajustes efetuados não impactaram os demais saldos do ativo (circulante e não circulante), passivo (circulante e não circulante), patrimônio líquido (incluindo as mutações do patrimônio líquido), demonstrações dos resultados do exercício e demonstrações dos resultados abrangentes.

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e têm a sua adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2012. Dada a natureza das modificações que foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 40 (R1) - Instrumentos Financeiros: Evidenciação ("CPC 40") - A revisão do CPC 40 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IFRS 7 - *Financial Instruments: Disclosures* ("IFRS 7").

ICPC 08 (R1) - Contabilização da Proposta de Pagamento de Dividendos ("ICPC 08") - A revisão da ICPC 08 tem como objetivo complementar o documento original emitido pelo CPC em 2009, abordando em mais detalhes as previsões contidas na legislação

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

ocietária brasileira em relação à contabilização da proposta de pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio aos acionistas ou sócios.

CPC 18 (R1) - Investimento em Coligada e em Controlada ("CPC 18") - A revisão do CPC 18 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IAS 28 - *Investments in Associates*. Alteração relevante trata do reconhecimento de resultados de transações entre controlada e controladora constante nos itens 22A, 22B e 22C, também tratado no ICPC 09, comentado abaixo.

ICPC 09 (R1) - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial ("ICPC 09"). A revisão da ICPC 09 é decorrente da revisão do Pronunciamento Técnico CPC 18.

CPC 17 (R1) - Contratos de Construção ("CPC 17") - A revisão do CPC 17 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IAS 11 - *Construction Contracts*.

CPC 30 (R1) - Receitas ("CPC 30") - A revisão do CPC 30 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IAS 18 - *Revenue*.

CPC 35 (R2) - Demonstrações Separadas ("CPC 35") - A revisão do CPC 35 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IAS 27 - *Separate Financial Statements*.

Listamos a seguir os pronunciamentos que ainda não haviam entrado em vigor até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia. A Administração da Companhia pretende adotar tais pronunciamentos quando os mesmos entrarem em vigor.

CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados ("CPC 33") - A revisão do CPC 33 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 19 - *Employee Benefits*, emitido pelo IASB - *International Accounting Standards Board*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste pronunciamento é estabelecer a contabilização e a divulgação dos benefícios concedidos aos empregados. Para tanto, o pronunciamento requer que a entidade reconheça: (a) um passivo quando o empregado prestou o serviço em troca de benefícios a serem pagos no futuro; e (b) uma despesa quando a entidade se utiliza do benefício econômico proveniente do serviço recebido do empregado em troca de benefícios a esse empregado.

CPC 18 (R2) - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto ("CPC 18") - A revisão do CPC 18 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 28 - *Investments in Associates*, emitido pelo IASB - *International Accounting Standards Board*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste pronunciamento é prescrever a contabilização de investimentos em coligadas e em controladas, além de definir os requisitos para a aplicação do método da equivalência patrimonial quando da contabilização de investimentos em coligadas, em controladas e em empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*).

CPC 45 - Divulgações de Participações em Outras Entidades ("CPC 45") - O CPC 45 contempla substancialmente a convergência com o texto do IFRS 12 - *Disclosure of Interests in Other Entities*, emitido pelo IASB - *International Accounting Standards Board*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste pronunciamento é orientar a entidade quanto à forma de divulgação de informações sobre sua participação em outras entidades. Dessa forma, permite-se aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem os riscos inerentes a essas participações e seus efeitos sobre sua a posição patrimonial e financeira, o seu desempenho financeiro e seus respectivos fluxos de caixa.

CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas ("CPC 36") - A revisão do CPC 36 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 27 - *Consolidated and Separate Financial Statements*, que resultou na edição pelo IASB - *International Accounting Standards Board* do IFRS 10 - *Consolidated Financial Statements*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste pronunciamento é estabelecer princípios para apresentação e elaboração de demonstrações financeiras consolidadas quando uma entidade controla uma ou mais outras entidades.

CPC 46 - Mensuração do Valor Justo ("CPC 46") - O CPC 46 contempla substancialmente a convergência com o texto do IFRS 13 - *Fair Value Measurement*, emitido pelo IASB - *International Accounting Standards Board*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste pronunciamento é (i) definir valor justo; (ii) estabelecer em um único pronunciamento uma estrutura para a mensuração do valor justo; e (iii) estabelecer divulgações sobre mensurações do valor justo.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

No exercício de 2014, não houve mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia. As Demonstrações Financeiras foram elaboradas de acordo com as Práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade com as normas

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). As políticas, práticas e critérios contábeis foram consistentemente adotados no preparo dessas Demonstrações Financeiras, em todos os períodos apresentados.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

2014

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Ceará - Coelce em 31 de dezembro de 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2013

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Ceará - Coelce em 31 de dezembro de 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2012

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Ceará - Coelce em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras requer que a Administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

No processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia, a Administração não identificou julgamentos que têm efeito significativo sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo período financeiro, são discutidas a seguir:

Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. 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 para os próximos cinco anos 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.

Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos e internos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época dos resultados tributáveis futuros. Dado a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições em que opera. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência de auditorias fiscais 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.

Imposto de renda diferido ativo é reconhecido na extensão em que seja provável que haja lucro tributável disponível para permitir a utilização dos referidos prejuízos.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto de renda diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

Benefícios pós-emprego

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e outros benefícios de assistência médica pós-emprego, e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de 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 a cada data-base.

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

10.6. Com relação aos controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, os diretores devem comentar:

a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

Como controlada da Enersis, que possui títulos negociados na Bolsa de Valores de Nova York, a Companhia se adequou aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley (SOX), criando uma área de Controles Internos, que tem a função principal de prover razoável segurança sobre a preparação e apresentação das demonstrações financeiras, monitorando e garantindo a eficácia dos planos de ação para gerenciar os riscos relacionados à atividade.

Enfatizamos que, devido às limitações inerentes aos controles internos, existe a possibilidade que tais controles não previnam ou detectem todas as deficiências.

Tomando por base testes executados pelos auditores durante todo o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, não foram identificadas deficiências de controle significativas ou fraquezas materiais nos controles internos da Companhia.

b) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Nossos auditores externos, durante a execução de seus trabalhos de auditoria do ano de 2014, identificaram a necessidade de aprimoramento em determinados controles internos e fizeram recomendações à nossa administração com relação às medidas de aprimoramento.

Nenhuma delas causou impacto no relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

10.7. Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:

2º emissão de debêntures

O montante líquido obtido pela Emissora com a Oferta foi integralmente utilizado para o resgate antecipado e a consequente liquidação das notas promissórias comerciais da sétima emissão da Emissora.

3º emissão de debêntures

O montante líquido obtido pela Emissora com a Oferta foi utilizado para reforço do capital de giro e refinanciamento de dívidas.

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

10.8. Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no balanço patrimonial (off-balance sheet items):

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

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.9. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar:

- a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor
- b) natureza e o propósito da operação
- c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não aplicável

10.10 - Plano de negócios

10.10. Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a) investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Os investimentos em curso não foram aqui apresentados, pois a Companhia os divulga trimestralmente através do item Comentário de Desempenho, integrante das Informações Trimestrais – ITR. Os investimentos previstos para o exercício de 2014 não estão aqui divulgados, uma vez que a Companhia não realiza divulgação de projeções para o mercado.

Investimentos	2014	2013	2012
Novas Conexões	142.209	143.138	84.578
Rede	103.029	126.132	138.534
Combate às Perdas	30.969	30.585	18.592
Qualidade do Sistema Elétrico	47.113	54.611	37.178
Outros	24.947	40.936	22.965
Medidores	7.805	9.696	13.599
Outros (Non - Network)	23.133	27.879	17.804
Variação de Estoque	-1.387	-13.401	-7.320
Tota l Investido	274.789	293.444	247.195
Aportes / Subsídios	-9.680	-33.640	-23.153
Investimento Líquido	265.109	259.804	224.042

Crescimento Vegetativo (novas conexões)

Atendimento a clientes de demanda em pontos distintos das instalações de extensão de novas conexões.

Qualidade

Referem-se aos projetos voltados à melhoria da qualidade do fornecimento a clientes, para cumprimento aos padrões estabelecidos pelo órgão regulador mediante regulamentações de qualidade de serviço. Neste caso, fundamentalmente incluem-se os projetos de investimento para melhorar ou aumentar a capacidade das instalações existentes.

Perdas

Projetos orientados a redução das perdas técnicas e das perdas comerciais (fraudes, anomalias em medições, etc.). Tratam-se de projetos para aplicação de novas tecnologias nas construções de redes em substituição das redes existentes, cujo efetivo seja melhorar a efetividade do controle de perdas.

Sistemas

Investimentos necessários a otimização dos processos comerciais das empresas distribuidoras que não estejam incluídos nos sistemas corporativos.

Investimentos em sistemas técnicos necessários para a otimização da exploração da rede (telecontrole, base de dados de exploração, cartografia, etc.) que não estejam incluídos no sistema corporativo.

Investimentos aplicados em vias de comunicação, radiocomunicação, e todos aqueles que não estejam incluídos em sistemas corporativos.

Comunicações

Investimentos aplicados em vias de comunicação, radiocomunicação, e todos aqueles que não estejam incluídos em sistemas corporativos.

Outros

Este conceito se aplica a todos os projetos de investimentos comerciais (diferente dos sistemas informáticos) e projetos gerais como as melhorias nas propriedades, aquisição de móveis, equipamentos de escritório, equipamentos de ar condicionado e qualquer outro projeto que não se inclua nos itens acima.

10.10 - Plano de negócios

Com a exclusão dos investimentos no programa Luz para Todos (PLTP) que vigeu de 2004 até 2011, a Companhia possui um portfólio de investimentos estável ao longo dos anos, tendo em vista a maturidade de seus ativos e o estágio de desenvolvimento (eficiência e benchmark) em que se encontra. Para os próximos anos, a Companhia estima manter este nível médio de investimentos.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

A principal fonte de recursos operacionais da Coelce é o fluxo de caixa gerado com suas atividades operacionais, antes das deduções com impostos. Os fluxos de caixa provenientes de suas atividades operacionais são suficientes para suas necessidades de recursos. Todavia, a Coelce geralmente busca financiamento por meio de bancos de fomento como BNDES e BNB, instituições de desenvolvimento como Eletrobrás, bem como instituições financeiras como Banco do Brasil, com a finalidade de financiar sua necessidade de recursos para realização de investimentos.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não aplicável.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Não aplicável.

c) novos produtos e serviços, indicando:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

10.11. Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

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

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

A Companhia não tem políticas de divulgação de projeções para o mercado.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

Não aplicável.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a) atribuições de cada órgão e comitê

Assembleia de Acionistas

Constituída segundo a Lei 6.404/76, tem a missão de deliberar e verificar a legitimidade e legalidade das ações realizadas pelos demais órgãos da Administração. Responsável por eleger os Conselhos de Administração e Fiscal.

Conselho de Administração

Define a orientação geral dos negócios, além de fiscalizar a observância das diretrizes fixadas e acompanhar a execução dos programas estabelecidos, verificando os resultados alcançados. O Conselho de Administração é constituído por até 11 membros titulares e até igual número de suplentes, sendo um presidente e um vice-presidente, eleitos em assembleia geral, sendo permitida a reeleição. Um dos integrantes é indicado pelos acionistas empregados e outro pelos acionistas preferenciais. Ao todo são quatro conselheiros independentes, representantes de públicos interessados da Companhia.

Os acionistas e colaboradores podem se comunicar com o Conselho de Administração por meio de correspondências enviadas para a sede da Companhia, em Fortaleza. Os temas são posteriormente discutidos nas reuniões do Conselho e na assembleia geral ordinária, realizada anualmente até o final de abril; e assembleia geral extraordinária, conforme o caso.

Conselho Fiscal

Sua principal responsabilidade é fiscalizar os atos dos administradores, inclusive as demonstrações financeiras, dando parecer aos acionistas. Órgão independente da administração e da auditoria externa da Companhia é formado por três membros, com igual número de suplentes, sendo um representante de acionistas preferenciais que não pertence ao grupo de controle. O mandato do Conselho Fiscal é de um ano, com possibilidade de reeleição pela assembleia geral. Em 2014, aconteceram cinco reuniões. Todos os integrantes do Conselho Fiscal recebem uma remuneração mensal, que não está vinculada ao desempenho da Companhia.

Diretoria Executiva

Responsável pela administração das operações da Companhia, segundo as diretrizes apontadas pelo Conselho de Administração. A Diretoria Executiva da Coelce é formada por até 11 membros, sendo um diretor presidente e dez diretores conforme designação descrita no item “d” com mandato de três anos e reeleição permitida.

b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

O Conselho Fiscal, de funcionamento não permanente, foi instalado em 27 de abril de 2015.

Em 27 de maio de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a criação do Comitê para a Supervisão do Modelo de Prevenção de Riscos Penais e seu respectivo regulamento

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

Não existem mecanismos formais de avaliação de desempenho dos órgãos da administração. No entanto, os conselheiros indicados pelo controlador são avaliados enquanto executivos do grupo.

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Compete ao Diretor Presidente: (i) a representação da Sociedade, ativa e passivamente, em Juízo ou perante terceiros e (ii) a representação da Companhia perante os órgãos e entidades da Administração Pública, direta ou indireta, federais, estaduais e municipais.

Compete aos demais Diretores, individualmente: (i) ao Diretor Comercial, a representação e responsabilidade pela execução dos serviços pertinentes às áreas comercial e atendimento ao consumidor, inclusive compras de energia, controle do seguimento dos grandes consumidores, bem como a supervisão do controle de perdas de energia; (ii) ao Diretor Financeiro, a representação e a responsabilidade pela execução e supervisão dos serviços de movimentação financeira, a execução e organização dos serviços contábeis, elaboração das demonstrações financeiras, bem como as contratações financiamentos, suprimentos, informática, contratações de serviços e aquisições de bens; (iii) ao Diretor de Relações com Investidores, coordenar, administrar, dirigir e supervisionar a área de relações com investidores da Companhia; a representação da Companhia perante acionistas, investidores, analistas de mercado, a Comissão de Valores Mobiliários, as Bolsas de Valores, o Banco Central do Brasil e os demais órgãos de controle e demais instituições relacionados às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, no Brasil e no exterior; (iv) ao Diretor de Recursos Humanos, a representação, a execução e o controle dos serviços pertinentes às áreas de organização, de recursos humanos e segurança do trabalho, compreendendo, inclusive, a seleção, treinamento e contratação de pessoal, a execução e controle dos serviços pertinentes aos setores patrimonial; (v) ao Diretor de Planejamento e Controle, a representação e a responsabilidade pela elaboração do planejamento estratégico e execução e controle de gestão; (vi) ao Diretor Técnico a representação e a responsabilidade pelos serviços de operação e de manutenção do sistema elétrico e de investimentos em Transmissão, Sub - Transmissão e Distribuição de energia, além da execução e supervisão dos serviços pertinentes às áreas de planejamento técnico e de engenharia; (vii) ao Diretor de Relações Institucionais e Comunicação, a representação e a responsabilidade pela coordenação de projetos que envolvam Poderes Públicos Federais, Estaduais e Municipais, bem como as ações relacionadas à comunicação geral e à imagem institucional da Companhia; (viii) ao Diretor de Regulação, a representação e a responsabilidade pela coordenação, execução e controle dos assuntos do setor elétrico que sejam do interesse da Companhia junto aos Agentes Reguladores, inclusive relativos a reajustes, revisões tarifárias e supervisão da regulação do mercado de energia

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

elétrica; (ix) ao Diretor Jurídico, a representação e responsabilidade pela coordenação, execução e controle dos assuntos da área jurídica e (x) ao Diretor de Assessoria Tributária, responsabilidade pela coordenação dos assuntos de natureza tributária.

e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria

Não existem mecanismos formais de avaliação de desempenho dos órgãos.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

a) prazos de convocação

A convocação é feita mediante anúncio publicado por 3 (três) vezes, no mínimo, contendo, além do local, data e hora da assembleia, a ordem do dia, e, no caso de reforma do estatuto, a indicação da matéria. O prazo de antecedência da primeira convocação será de 15 (quinze) dias e o da segunda convocação de 8 (oito) dias.

b) competências

Compete tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras; deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; eleger, quando for o caso, membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. Além das competências previstas na Lei 6.404/76, conforme o Estatuto Social da Companhia compete, privativamente, à assembleia geral de acionistas deliberar sobre a emissão de debêntures, estabelecendo: I – o valor da emissão ou os critérios de determinação do seu limite, e sua divisão em séries, se for o caso; II – o número e o valor nominal das debêntures; III – as garantias reais ou a garantia fluante, se houver; IV – as condições de correção monetária, se houver; V – a conversibilidade ou não em ações e as condições a serem observadas na conversão; VI – a época e as condições de vencimento, amortização ou resgate; VII – a época e as condições do pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso, se houver; e VIII – o modo de subscrição e colocação e o tipo das debêntures.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos pertinentes às matérias a serem deliberadas na assembleia geral ordinária encontram-se à disposição dos acionistas, na sede da Companhia e por meio de sistema eletrônico da página da CVM.

d) identificação e administração de conflitos de interesses

A emissora dispõe de Instrumentos e Órgãos de Apoio ao Comportamento Ético e administração de conflitos de interesse:

Código de Ética

O documento, disponível na intranet e no website da Companhia, reúne as principais políticas a serem adotadas por todos os colaboradores nas atividades da Companhia e no relacionamento com as partes interessadas – acionistas, empresas parceiras, clientes, governo e sociedade. Na relação com autoridades do governo, o código determina a postura de não-favorecimento direto ou indireto a agentes do governo público e não apóia ou financia candidaturas ou partidos políticos.

Alinhados ao Código de Ética Empresarial, os contratos com fornecedores incluem critérios de Responsabilidade Corporativa, como proibição do trabalho infantil ou escravo e adoção de padrões ambientais que superam os previstos pela legislação.

Para os funcionários e colaboradores parceiros, a Companhia dissemina de forma constante seus Valores corporativos e os conceitos de responsabilidade social, mas ainda não contabiliza o total de horas em treinamento específico em aspectos de direitos humanos.

Código de Conduta dos Empregados

O documento, que reúne as diretrizes de boa conduta profissional, é entregue a todos os novos profissionais que ingressam na Companhia, além de estar divulgada na Intranet. Um dos itens ressaltados refere-se ao uso de divulgação de informação privilegiada, que não deve ser utilizada em benefício próprio ou de terceiros. Agir com respeito e ética e vivenciar os Valores da Companhia também constam das normas.

Código de Postura dos Administradores

Aplica-se a todos os diretores da Companhia, norteando as ações comportamentais dos executivos em nome da ética e do profissionalismo.

Canal Ético

Garantindo completa confidencialidade, o Canal Ético recebe denúncias sobre más práticas corporativas referentes à conduta, contabilidade, controle e auditoria interna. Por meio do site da Companhia, o interessado pode realizar sua manifestação/denúncia, que será encaminhada para uma empresa independente, que analisará a questão e acionará os órgãos competentes para resolver a questão. O Canal Ético, que atende às exigências da Lei Sarbanes-Oxley, é mantido pelo Grupo Enel.

Comissão de Ética

Busca zelar pelo respeito ao Código de Conduta dos Empregados e ao Código de Ética Empresarial. A comissão, composta pelo diretor-presidente, diretores vice-presidentes, Gerência Jurídica e pelo Departamento de Remuneração e Relações Trabalhistas, é responsável por analisar os casos de irregularidades e decidir quais medidas adotar.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

Auditoria Interna

Procura garantir o cumprimento das normas e procedimentos estabelecidos pela Companhia e auditar os sistemas de controle interno, a fim de combater erros e fraudes. O programa de auditoria interna é coordenado em nível corporativo, reforçando sua atuação com autonomia em relação à Diretoria de cada companhia do Grupo Enel.

Auditoria Independente

As demonstrações econômico-financeiras são auditadas pela Ernst & Young Terco Auditores Independentes S.S., contratada pela Coelce em 2011. Além da auditoria externa, a Ernst & Young Terco Auditores Independentes S.S. não realiza nenhum outro serviço para a Coelce, mantendo o princípio da independência.

Unidade de Controle Interno

Como parte do Grupo Enel, que possui títulos negociados na Bolsa de Valores de Nova York, a Companhia se adequou aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley, criando uma área de Controle Interno, que tem a função principal de monitorar e garantir a eficácia dos planos de ação para gerenciar os riscos relacionados à atividade.

Ouvidoria

Os consumidores contam com canais de comunicação com a Companhia, viabilizado por meio de central telefônica gratuita (0800), e-mails e correspondências. Essas áreas atuam de forma imparcial, mediando conflitos, reclamações e denúncias.

Conselho de Consumidores

Seu caráter consultivo volta-se para a orientação, análise e avaliação das questões ligadas às tarifas e ao fornecimento e aperfeiçoamento dos serviços prestados ao consumidor da Coelce. O Conselho dos Consumidores (Conerge) tem um representante titular e outro suplente das classes, residencial, rural, comercial, industrial e poder público, além da participação do órgão de defesa dos consumidores estadual.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

Para participar da assembleia geral, o acionista deverá apresentar comprovante de propriedade de ações. Caso representado por procurador, estes devem comparecer à assembleia munidos do instrumento de mandato e demais documentos comprobatórios da representação.

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

A Companhia não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

A Companhia somente admite procurações originais com poderes específicos para participação em assembleias. Além disso são analisados se os poderes conferidos são permitidos pelo estatuto social ou contrato social do acionista (em caso de acionistas pessoa jurídica) e se o signatário de fato tem poderes para outorgar tal procuração. Todos estes documentos que são analisados, são solicitados por ocasião da convocação das assembleias.

Adicionalmente, a Companhia também verifica se a procuração segue ao que estabelece o artigo 126, parágrafo 1º a Lei das Sociedades por Ações.

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.

h) transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

A Companhia não transmite ao vivo o vídeo e/ou o áudio das assembleias.

i) mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Não há.

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	Diário do Nordeste - CE	22/04/2015
		Diário Oficial do Estado do Ceará - CE	22/04/2015
		O Povo - CE	22/04/2014
	Aviso aos Acionistas Comunicando a Disponibilização das Demonstrações Financeiras	Diário do Nordeste - CE	13/03/2015
		Diário Oficial do Estado do Ceará - CE	13/03/2015
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário do Nordeste - CE	10/04/2015
			15/04/2015
			16/04/2015
		Diário Oficial do Estado do Ceará - CE	10/04/2015
			14/04/2015
			15/04/2015
31/12/2013	Demonstrações Financeiras	Diário do Nordeste - CE	18/03/2014
		Diário Oficial do Estado do Ceará - CE	17/03/2014
		O Povo - CE	17/03/2014
	Aviso aos Acionistas Comunicando a Disponibilização das Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado do Ceará - CE	01/04/2014
			02/04/2014
			03/04/2014
		O Povo - CE	01/04/2014
			02/04/2014
			03/04/2014
31/12/2012	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - CE	17/04/2013
		O Povo - CE	17/04/2013
	Aviso aos Acionistas Comunicando a Disponibilização das Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - CE	27/03/2013
			01/04/2013
			02/04/2013
		O Povo - CE	27/03/2013
			01/04/2013
			03/04/2013
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - CE	12/04/2013
			15/04/2013
			16/04/2013
		O Povo - CE	12/04/2013
			15/04/2013
			16/04/2013

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

a) frequência das reuniões

O Conselho de Administração reunir-se-á, com a presença da maioria de seus membros efetivos ou suplentes, trimestralmente, ou quando necessário, sempre que convocado por seu Presidente ou pelo Vice-Presidente, ou ainda por dois de seus membros, com a antecedência mínima de 02(dois) dias úteis, salvo se a reunião houver de se realizar em local diferente do que o da sede social, em cujo caso a convocação requererá uma antecedência mínima de 05(cinco) dias úteis, sendo certo que as convocações deverão conter as respectivas ordens do dia, acompanhadas dos documentos pertinentes. As deliberações, consignadas em ata no livro próprio, serão tomadas por maioria de votos. A convocação prévia será tida como dispensada se todos os membros do Conselho estiverem presentes à reunião. Os membros do Conselho poderão ser representados nas reuniões por outro Conselheiro que indicarem, por instrumento escrito.

b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Não existe acordo de acionistas da Companhia.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O estatuto social da Companhia não tem previsão expressa sobre regras de identificação de conflito de interesses. Para tanto, a Companhia segue as regras estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações, segundo a qual, é vedado ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse.

Adicionalmente, os administradores da Companhia devem ter reputação ilibada, não podendo ser eleitos, salvo dispensa da assembleia geral, aquele que tiver interesse conflitante com os da Companhia ou que ocupar cargo em sociedades consideradas concorrentes da Companhia.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

Não existe cláusula compromissória inserida no estatuto social da Companhia para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem.

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				
Abel Alves Rochinha	54	Pertence apenas à Diretoria	16/12/2015	3 anos
606.567.607-10	Engenheiro	10 - Diretor Presidente / Superintendente	16/12/2015	Sim
Diretor Presidente na Ampla Energia e Serviços S.A.				
Cristine de Magalhães Marcondes	40	Pertence apenas à Diretoria	18/04/2013	2 anos
031.702.246-62	Advogada	Diretora Jurídica	16/12/2015	Sim
Déborah Meirelles Rosa Brasil				
025.881.547-78	Advogada	Diretora Jurídica	16/12/2015	Sim
Diretora Jurídica na Ampla Energia e Serviços S.A.				
MARGOT FROTA COHN PIRES	40	Pertence apenas à Diretoria	16/12/2015	3 anos
718.593.303-04	Economista	Diretora de Compras	16/12/2015	Sim
Diretora de Compras na Ampla Energia e Serviços S.A.				
José Alves de Mello Franco	59	Pertence apenas ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos
283.567.996-00	Engenheiro	Diretor de Regulação e Membro Efetivo do Conselho de Administração	16/12/2015	Sim
Diretor de Regulação na Enel Brasil				
Mario Fernando de Melo Santos	77	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2013	AGO de 2016
000.541.194-72	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	29/04/2013	Sim
Presidente do Conselho de Administração da Enel Brasil				
Marcelo Andrés Llénenes Rebolledo	52	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2013	AGO de 2016
058.686.147-55	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	29/04/2013	Sim
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque				
721.694.197-72	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2015	Sim
Jorge Parente Frota Junior				
001.841.793-00	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2013	Sim

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				
Francisco Honório Pinheiro Alves 041.594.383-34	61 Administrador	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2013 29/04/2013	AGO de 2016
João Francisco Landim Tavares 112.869.203-10	57 Engenheiro	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2013 29/04/2013	AGO de 2016 Sim
Vladia Viana Regis 023.384.987-47	41 Advogada	Pertence apenas ao Conselho de Administração 28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	29/04/2013 29/04/2013	AGO de 2016 Não
Robson Figueiredo de Oliveira 144.111.993-00	55 Engenheiro	Pertence apenas ao Conselho de Administração 28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	29/04/2013 29/04/2013	AGO de 2016 Não
MARCIA MASSOTTI DE CARVALHO 043.055.727-29	39 Economista	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2015 27/04/2015	AGO de 2016 Sim
Bruno Golebiovski 021.834.017-61	44 Engenheiro	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	29/04/2013 29/04/2013	AGO de 2016 Sim
MARIA EDUARDA FISCHER ALCURE 041.664.917-33	40 Advogada	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2015 27/04/2015	AGO de 2016 Sim
GIANLUCA CACCIALUPI 999.999.999-99	44 Engenheiro	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2015 27/04/2015	AGO de 2016 Sim
Fernando Augusto Macedo de Melo 398.907.323-00	44 Engenheiro	Pertence apenas ao Conselho de Administração 27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	27/04/2015 27/04/2015	AGO de 2016 Não
Nelson Ribas Visconti	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	18/04/2013	1a. RCA após AGO 2016

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				
676.823.917-15	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	18/04/2013	Sim
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	47	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	21/03/2016	AGO de 2019
002.533.027-65	Contador	Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle. Membro Efetivo do Conselho de Administração	21/03/2016	Sim
Carlos Ewandro Naegle Moreira	59	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos
391.142.017-04	Engenheiro	Diretor de Recursos Humanos e Organização; Membro Suplente so Conselho de Administração	16/12/2015	Sim
Diretor de Recursos Humanos e Organização				
Teobaldo José Cavalcante Leal	46	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos
304.786.343-15	Administrador	38 - Conselheiro(Suplente)/ Dir. Rel. Invest.	16/12/2015	Sim
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores na Coelce, Ampla Energia e Enel Brasil				
José Nunes de Almeida Neto	59	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos
116.258.723-72	Engenheiro	Diretor de Relações Institucionais; Membro Suplente do Conselho de Administração	16/12/2015	Sim
José Távora Batista	61	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos
135.402.623-34	Engenheiro	Membro Suplente do Conselho de Administração e Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes	16/12/2015	Sim
Olga Jovanna Carranza Salazar	41	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos
058.829.057-29	Economista	Diretora de Mercado e Membro Sulente do Conselho de Administração	16/12/2015	Sim
Antonio Cleber Uchoa Cunha	61	Conselho Fiscal	27/04/2015	AGO de 2016
053.637.133-49	Engenheiro	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	27/04/2015	Sim
Raimundo Francisco Padilha Sampaio	79	Conselho Fiscal	27/04/2015	AGO de 2016
000.386.363-87	Contador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	27/04/2015	Sim

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				

Karlla Farias de Senna Garcia de Lima	38	Conselho Fiscal	27/04/2015	AGO de 2016
072.295.897-89	Economista	47 - C.F.(Suplent)Eleito p/preferencialistas	27/04/2015	Não
Sergio Queiroz Lyra	69	Conselho Fiscal	27/04/2015	AGo de 2016
117.843.007-30	Economista	44 - C.F.(Efetivo)Eleito p/preferencialistas	27/04/2015	Não

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

Abel Alves Rochinha - 606.567.607-10

De nacionalidade brasileira, formado em engenharia mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, mestre em engenharia industrial, pós-graduado em administração financeira e em administração. Mais de 16 anos de experiência profissional na área Financeira, sendo 9 anos como Diretor Financeiro em várias indústrias. Foi diretor administrativo-financeiro da Ampla Energia e Serviços S.A. no período de abril de 2004 até maio de 2007. É presidente da Coelce desde 16 de maio de 2007.

Cristine de Magalhães Marcondes - 031.702.246-62

De nacionalidade brasileira, nascida em 15 de maio de 1975. Formou-se em Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 1999. Concluiu os cursos de pós-graduação em direito processual civil (2006) e MBA Executivo em Gestão de Negócios (2008) pelo IBMEC no Rio de Janeiro. Iniciou sua trajetória profissional no escritório Gonzales e Associados Advocacia em Juiz de Fora em setembro de 1999 como Advogada. Em janeiro de 2002, trabalhou no escritório Emerenciano e Baggio Advogados Associados – Rio de Janeiro como advogada associada. Em dezembro de 2002, foi contratada pela Telemar Rio como advogada sênior.

Em setembro de 2004 ingressou no Grupo Endesa Brasil atuando como Responsável pela área de Consumidor, Contratos e Consultoria da Diretoria Jurídica. Desde setembro de 2010 ocupa o cargo de Diretora Jurídica da Coelce.

Déborah Meirelles Rosa Brasil - 025.881.547-78

Nasceu na cidade de Juiz de Fora, Estado de Minas Gerais em 17 de outubro de 1974. Formou-se em direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em dezembro de 1998. Concluiu o curso de pós-graduação em Direito do Consumidor e da Concorrência (2001) pela Fundação Getúlio Vargas e o MBA de Gestão de Negócios no Ibmecc em 2007. Iniciou sua trajetória profissional na GLOBOCABO/OPERAÇÃO RIO - NET RIO S/A, em janeiro de 1999, como advogada. Em novembro de 1999, foi contratada como advogada especialista na área de consumidor da TELEMAR RIO. De fevereiro de 2001 a janeiro de 2004, exerceu diferentes cargos na Gerência Jurídica Operacional da Telemar, onde atuou como coordenadora da Equipe de Juizados Especiais Cíveis, coordenadora da área trabalhista e, também, nas áreas consultivas e de contratos da diretoria jurídica da holding do Grupo Telemar. Em fevereiro de 2004, assumiu a coordenação do departamento jurídico da INFOGLOBO COMUNICAÇÕES LTDA (Jornal O Globo e EXTRA), sendo responsável por todo o contencioso cível, trabalhista e fiscal da empresa. Em setembro de 2004, iniciou na AMPLA Energia e Serviços S/A como Líder de Processo da área de Unidade de Negócios da Diretoria Jurídica (responsável pela área de consumidor, contratos, criminal e ambiental). Em 27 de novembro de 2006 foi eleita Diretora Jurídica da Ampla.

MARGOT FROTA COHN PIRES - 718.593.303-04

Nasceu no Brasil, em 13/06/1975. Graduada em economia pela Universidade Federal do Ceará (UFC), com MBA em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Trabalha há 17 anos nas empresas do grupo Enel no Brasil. Em 1998, ela ingressou na distribuidora de energia elétrica Coelce, no Ceará, na área de Compras e, em 2003, passou a trabalhar no Rio de Janeiro na sinergia entre as cadeias de suprimentos das duas distribuidoras da Enel no país – Ampla e Coelce. Em 2005, Margot assumiu a Gerência de Aproveitamentos da Ampla. Em 2008, comandou a unificação das operações de supply chain de todas as empresas da Enel no Brasil, também como gerente da área. Em 2012, Margot foi para o Chile com a função de subdiretora de Compras de Materiais para a América Latina, num programa de job rotation de executivos passou a ser responsável por todas as compras de materiais para as empresas do grupo na região. Margot voltou ao Brasil em julho de 2015 e atualmente é a responsável pela área de Aproveitamentos da Enel Brasil.

José Alves de Mello Franco - 283.567.996-00

De nacionalidade brasileira, nascido em 17 de novembro de 1957. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora - MG, com especialização em Operação de Sistemas Hidrotérmicos pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e mestre em Engenharia Elétrica pela UNICAMP, na área de planejamento energético. Desde 1982 atua no setor elétrico, começando nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte, passando pelo departamento de operação de sistemas, pela divisão de planejamento energético da operação e depois pela assessoria de comercialização de energia da diretoria de operação. Ocupou o cargo de superintendente da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL no período de março de 1998 a fevereiro de 2002. Foi Superintendente da Diretoria de Mercado Atacadista da Light Serviços de Eletricidade S.A. no período de fevereiro a novembro de 2002. É membro do Conselho Diretor da ABRADEEE desde 2002. Desde dezembro de 2002, ocupa o cargo de Diretor de Regulação da Ampla Energia e Serviços S.A., e desde Junho de 2008 da Coelce.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

De nacionalidade brasileira, nascido em 18 de Julho de 1938. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Trabalhou na Companhia Hidroelétrica do São Francisco de 1962 a 1990 exercendo função de Engenheiro e Gerente na área de Construção, Operação e Manutenção do Sistema Energético, Diretor de Operação e Presidente em exercício em diversas oportunidades. Foi coordenador nacional de Abastecimento do Departamento Nacional de Combustíveis SNE/MINFRA, de Julho de 1990 até Abril de 1991. Diretor de Operação de Sistema e Presidente interino nas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS entre 1991 e 1998. Foi Diretor – Geral da ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico por 08 anos. É presidente do Conselho de Administração da Endesa Brasil S.A. desde 2005 e do Conselho de Administração da Coelce desde 17 de maio de 2006. É presidente do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços desde 29 de abril de 2008 e da Ampla Investimentos e Serviços desde 13/02/2007.

Marcelo Andrés Llénenes Rebolledo - 058.686.147-55

De nacionalidade chilena, nascido em 10 de abril de 1963. É graduado em Engenharia Comercial pela Universidade do Chile, na cidade de Santiago. Trabalha há 17 anos no Setor Elétrico. Iniciou na Empresa Chilectra S.A como Gerente de Planejamento. Atuou na Edesur S.A como Gerente de Serviços ao Cliente e de Projetos Especiais. Na Edelnor S.A, empresa distribuidora de energia de Lima-Peru, atuou como Gerente Comercial e Gerente Geral. Exerceu também o cargo de Diretor Presidente na distribuidora de energia elétrica colombiana Condensa. Foi Presidente do Conselho de Administração da Coelce de 08/11/2002 à 17/05/2006, passando em 2006 para o cargo de Vice-Presidente do Conselho. Foi Country Manager da Endesa no Brasil. Atualmente é o Diretor Presidente da Endesa Brasil, cargo que ocupa desde 10/06/2005.

Antonio Basílio Pires de Carvalho e Albuquerque - 721.694.197-72

De nacionalidade Brasileira, nascido em 17 de junho de 1962. É graduado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Iniciou sua carreira em 1983, como trainee do escritório de Advocacia Gouvêa Vieira Advogados, onde ocupou, entre os anos de 1991 e 2003 a posição de sócio sênior. Desde 2003, membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços. Desde 2005 é Diretor Jurídico da Endesa Brasil. Suas principais atividades são: Prática em contencioso administrativo e forense cível, comercial, societário e tributário; Constituição de Empresas, formação de Joint Ventures, acordos de acionistas, consórcios e outros; reorganizações Societárias; Operações de fusões e aquisições de empresas; Coordenação e execução de trabalhos de aquisição de empresas em processos de privatizações nos setores elétrico e de telecomunicações; Trabalhos de consultoria legal de natureza comercial, societária, financeira e regulatória (setor elétrico); Investimentos estrangeiros; Operações de Financiamentos (Corporate e Project Finance); Negociação de aspectos legais de contratos de compra e venda de energia elétrica e de gás natural; Atuação junto a Agência Nacional de Energia Elétrica - aprovação de projetos, operações entre empresas relacionadas e outras. É membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. desde 10 de janeiro de 1997 e do conselho da Ampla Investimentos e Serviços S.A. desde 28 de abril de 2006.

Jorge Parente Frota Junior - 001.841.793-00

De nacionalidade brasileira, nascido em 25 de maio de 1945. É graduado em Ciências Econômicas e Administrativas pela Universidade Federal do Ceará (UFC). Ocupou o cargo de Diretor Comercial na Companhia Brasileira de Laticínios - CBL, onde atualmente é Sócio-Diretor. Foi Presidente do Conselho Regional do Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial-SENAI/CE, Diretor Regional do Serviço Social da Indústria - SESI/CE, Diretor Regional do Instituto Euvaldo Lodi - IEL/ CE e Membro do Conselho Temático da Integração Nacional da Confederação Nacional da Indústria - FIEC. É Vice Presidente da Confederação Nacional da Indústria – CNI desde 2002, Membro do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia desde 2003 e Membro do Conselho Superior da Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, do Ministério da Educação desde 2001. É membro do Conselho de Administração da Coelce desde 30/04/2007.

Francisco Honório Pinheiro Alves - 041.594.383-34

De nacionalidade brasileira, nascido em 06 de abril de 1954. É graduado em Administração de Empresas, Direito e Psicologia pela Universidade de Fortaleza (UNIFOR). Pós-graduado em Administração de empresas, pela UNIFOR e Marketing, pela Escola Superior de Propaganda e Marketing (E.S.P.M) – Rio de Janeiro. Empresário do ramo supermercadista, diretor presidente do Pinheiro Supermercado - O Bom Vizinho. As suas empresas abrangem ainda restaurante, cinema e serviço de correios.Participa das diretorias das entidades de classe representativas do comércio, sendo, atualmente, presidente da CDL de Fortaleza, 1º vicepresidente da Federação das Câmaras de Dirigentes Lojistas do Ceará (FCDL), diretor da Confederação Nacional dos Dirigentes Lojistas (CNDL), diretor da Associação Cearense de Supermercados e da Super Rede (ACESU).É também membro do Conselho Estadual de Desenvolvimento Econômico, representando os interesses dos segmentos do comércio de bens e serviços, do Conselho Universitário da UFC – CONSUNI e do Conselho SESC.

João Francisco Landim Tavares - 112.869.203-10

De nacionalidade brasileira, nasceu em 15 de Fevereiro de 1958. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará (UFC).Possui aperfeiçoamento em APG - MBA, Programa de Atualização de Diretores e Gerentes em Management e Liderança pela AMANA KEY MBA EXECUTIVO e MBA Gestão de Negócios em Energia Elétrica - Fundação Getúlio Vargas. Iniciou sua carreira na Coelce em abril de 1985, como Eletrotécnico,tendo sido promovido em dez/2010 ao cargo de Gerente de Distribuição Sul, onde era responsável pela coordenação das atividades técnicas (operação, manutenção e construção) na região sul do estado do Ceará. Desde fevereiro de 2012, ocupa o cargo de Especialista Y na área técnica da Companhia, tendo como principal atividade a coordenação de projetos de melhorias com o uso da metodologia Lean, onde os processos de trabalho da empresa são revistos com enfoque no fluxo de criação de valor.

Vladia Viana Regis - 023.384.987-47

De nacionalidade brasileira, nascida em 05 de fevereiro de 1974, é graduada em Direito pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Possui MBA em Gestão em Negócios de Energia pela Fundação Getúlio Vargas, e em Direito Empresarial pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais. Desde 1997 atua na área de consultoria jurídica das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Desde 2005, atua como Gerente de Contencioso da Eletrobrás. Representante dos acionistas minoritários da Eletrobrás.

Robson Figueiredo de Oliveira - 144.111.993-00

De nacionalidade brasileira, nasceu em 01 de dezembro de 1959. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Fortaleza – UNIFOR e especialista em Engenharia de Distribuição pela Universidade Federal do Ceará - UFC. Trabalha na Coelce desde abril de 1985, tendo iniciado sua carreira como Eletrotécnico. Em 1990, foi promovido a Engenheiro e responsável pelo Distrito de Russas (hoje Centro de Serviço), onde era responsável pelas operações técnicas (operação, manutenção e construção). Em fevereiro de 1991 foi promovido a responsável da Divisão de Combate a Fraude. Em 2009, foi promovido a responsável do Centro de Serviço de Horizonte. Atualmente é Especialista em Manutenção, cargo que ocupa desde Nov/2011, realizando as seguintes atividades: Gestão da manutenção de linha viva de 13,8kV e 69kV, Gestão de Inspeção noturna em Subestações de Fortaleza e região metropolitana, Gestão de Termografias em Subestações, Gestão de anomalias de pontos quentes em Subestações, Gestão de Lavagens em Subestações. Representante dos empregados e aposentados no Conselho de Administração da Coelce.

MARCIA MASSOTTI DE CARVALHO - 043.055.727-29

Brasileira, casada, nascida em 01 de Abril de 1976, graduou-se em Ciências Econômicas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) em 1998. Em 2001, concluiu o curso de pós graduação em Marketing pelo IAG-PUC-RJ. Em 2002, concluiu o curso de pós graduação em Gestão em Telecomunicações pela Fundação Dom Cabral, e em 2004, concluiu o curso de pós graduação em Empreendedorismo pela ESPM, no Rio de Janeiro. Em 2007, concluiu o mestrado de Economia com ênfase em Finanças pelo IBMEC-RJ, onde defendeu a tese “Uso de opções reais para precificação das garantias de contrato: O caso Expresso Aeroporto”. Iniciou suas atividades profissionais como analista em 1997 no Banco BVA S/A, banco de investimentos do Rio de Janeiro, onde ficou até 2001, quando foi aprovada em um processo para Trainee na Embratel S/A, onde permaneceu por 5 anos. Ingressou no grupo Enel em 2006 para trabalhar como especialista em Planejamento e controle da holding Endesa Brasil. Em 2008, assumiu o cargo de responsável pelo planejamento e controle das empresas de Geração do grupo. Em 2009, depois de uma reestruturação das atividades pro processos, assumiu a responsabilidade da área de Reporting, onde ficou por dois anos. Em 2011, assumiu o cargo de responsável pela Secretaria Técnica, área recém criada para suporte à presidência da Endesa Brasil, onde permaneceu por 4 anos. Em Dezembro de 2014, assumiu a responsabilidade pela área de Sustentabilidade de todas as empresas do grupo.

Bruno Golebiovski - 021.834.017-61

De nacionalidade brasileira, nascido em 07 de abril de 1971, graduou-se em Engenharia Elétrica de Produção pela Pontifícia Universidade Católica (PUC/RJ) em 1996. Coursou Especialização em Análise de Projetos pela Fundação Getulio Vargas (FGV/RJ) em 1997 e MBA Executivo pela COPPEAD / UFRJ em 2001. Ingressou no grupo Endesa em 1997 como Engenheiro de Estudo. Em agosto de 2007 foi nomeado responsável pela Área Comercial de Niterói. Em janeiro de 1998 foi designado responsável pelo Centro Operativo de Niterói onde atuou até março de 1999, quando passou a trabalhar como responsável pelo Departamento Comercial da Regional Serrana. Em outubro de 2000 passou ao cargo de Gerente Comercial da Regional Serrana, depois gerente da regional Oceânica e, em novembro de 2002, nomeado Gerente de Recursos Externos até novembro de 2003, quando assumiu o cargo de Gerente de Projetos Integrais onde ficou até dezembro de 2008. EEEem janeiro de 2009 foi designado para o cargo de gerente de Operações Comerciais, onde atuou até setembro de 2011, quando foi eleito Diretor Comercial.

MARIA EDUARDA FISCHER ALCURE - 041.664.917-33

Brasileira, casada, nascida em 10 de Abril de 1975, graduou-se em Direito pela Universidade Estácio de Sá em 1998. Em 2001, concluiu o curso de pós graduação em Direito Empresarial pelo IBMEC. Iniciou suas atividades profissionais no Escritório de Advocacia Gouvêa Vieira, ainda como estagiária, em 1996 onde ficou como sócia até 2006. Ingressou no grupo Enel em 2006 para trabalhar como responsável do jurídico societário da holding Enel Brasil. Em 2008, passou a ser responsável pelo jurídico societário não só da holding, mas de todas as sociedades do Grupo no Brasil, cargo que exerce até hoje.

GIANLUCA CACCIALUPI - 999.999.999-99

Manager no Grupo Enel.

Fernando Augusto Macedo de Melo - 398.907.323-00

Representante dos acionistas minoritários (Eletrobrás).

Nelson Ribas Visconti - 676.823.917-15

De nacionalidade brasileira, nascido em 09 de setembro de 1961. É graduado em Direito pela Universidade Federal Fluminense, realizou diversos cursos de especialização e curso de contabilidade. Com experiência, principalmente nas áreas de Direito empresarial; societário, tributário e comercial. Membro da Câmara de Comércio Americana, Associação Brasileira de Direito Financeiro (afiliada International Fiscal Association) e Gerente Tributário da Endesa Brasil. Ocupa o cargo de membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. e na Ampla Investimentos e Serviços S.A desde 13/02/2007. Desde dezembro de 2010 exerce o cargo de Diretor de Assuntos Tributários da Coelce.

Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira - 002.533.027-65

Nascido em 29 de julho de 1968, com formação em administração e contabilidade na UFRJ. Tem um MBA pela UFRJ, com especialização em Inteligência Competitiva e cursos de extensão em Harvard Business School (Executive Program in Energy Management) e Chicago Booth (CFO Program). Entre 1988 e 1998 trabalhou na Reynolds Latasa, exercendo funções na controladoria e contabilidade, atuando em fase de implantação de novas plantas e processo de abertura de capital, e na Ceras Johnson, com a função de gerente de contabilidade, custos e contas a pagar, com atuação em implantação de sistemas de gestão integrada e metodologia de custeio. Ingressou no grupo Endesa em abril de 1999 como gerente administrativo-financeiro da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.. Em 2000, passou a exercer a função de controller das empresas de geração do Grupo Endesa (CIEN, Cachoeira Dourada e CGTF), atuando também como responsável pelo controle do projeto de construção da Interconexão Brasil-Argentina da CIEN, e posteriormente como responsável pelo controle do projeto de construção da termelétrica da Endesa Fortaleza. Em 2004 passou a desempenhar a função de Diretor de Planejamento, Controle e Contabilidade das empresas de geração do Grupo Endesa no Brasil. De 2013 a 2016, ocupou o cargo de CFO em Codensa e Emgesa, empresas do Grupo Enel na Colômbia.

Carlos Ewandro Naegele Moreira - 391.142.017-04

De nacionalidade brasileira, nascido em 17 de março de 1956. Formou-se em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Veiga de Almeida em 1978. Concluiu os cursos de pós-graduação em análise de projetos (1997) e gerência de energia (2001) pela Fundação Getúlio Vargas no Rio de Janeiro. Trabalha na Companhia desde 1977, quando ingressou como estagiário e onde vem exercendo diferentes cargos como: chefe da divisão de projetos, de maio de 1991 a junho de 1993; chefe de departamento de engenharia do sistema, de julho de 1993 a março de 1997; gerente de engenharia e obras, de março de 1998 a abril de 1999; gerente de operação e manutenção, de maio de 1999 a dezembro de 2000; gerente de coordenação e organização, de janeiro de 2001 a dezembro de 2001; gerente de novos negócios e eficiência energética, de janeiro de 2002 a abril de 2002; gerente de manutenção e obras, de maio de 2002 a agosto de 2005; e diretor de relações institucionais e comunicação, desde setembro de 2005. Foi coordenador do comitê de gestão do racionamento de energia (2001-2002). Ocupou o cargo de Diretor de Relações Institucionais e Comunicação da Companhia, de setembro de 2005 a outubro de 2006. Desde novembro de 2006 ocupa o cargo de Diretor de Recursos Humanos da Companhia. Foi membro do Conselho de Administração da Fundação Brasileiros, de 1999 a 2006.

Teobaldo José Cavalcante Leal - 304.786.343-15

É de nacionalidade brasileira, nascido em 29 de Janeiro de 1968, tem formação em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Ceará (UECE), com especialização em finanças e MBA Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Ingressou no Grupo Endesa como Gerente Financeiro da COELCE, cargo no qual esteve de setembro/2003 a maio/2007, depois de 16 anos de atuação no mercado bancário, como responsável de áreas de negociação e controle de operações financeiras, finanças corporativas e mercado de capitais, entre outras funções de gestão financeira e de desenvolvimento econômico. Foi Diretor Administrativo Financeiro e de Relações com Investidores da Coelce de maio de 2007 a junho de 2008, antes de se transferir a Lima (Peru), para exercer o cargo de Diretor Econômico-Financeiro de Endesa naquele país. Regressou ao Brasil em agosto de 2012, para assumir a Direção Financeira e de Relações com Investidores de Endesa Brasil, coordenando estas áreas nas empresas do Grupo no país. Em sua trajetória profissional, participou de Conselhos Deliberativos de fundos de pensão e bolsa de valores no Brasil, além de Conselhos de Administração em empresas do Grupo Endesa, no Brasil e no Peru.

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

De nacionalidade brasileira, nascido em 15 de dezembro de 1955. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará (UFC), e especialista em Gestão e Qualidade de Energia pela UFC, em parceria com a Federação da Indústria do Estado do Ceará (FIEC). Foi professor do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC. Ingressou na Coelce em 1979, onde ocupou os cargos de Chefe do Departamento de Manutenção e Transmissão, Superintendente de Distribuição de Fortaleza, Diretor de Operação e Gerente de Projetos Institucionais. Foi presidente do Comitê Coordenador de Operações Norte-Nordeste (CCON). Ocupa o cargo de Diretor de Projetos Institucionais e de Comunicação desde 2000.

José Távora Batista - 135.402.623-34

De nacionalidade brasileira, nascido em 17 de março de 1954. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará (UFC), especialista em Subestações e Sistemas de Distribuição de Energia pela Escola de Engenharia da Universidade de Fortaleza (Unifor), especialista em Engenharia de Distribuição pela Escola de Engenharia da UFC e Master in Business Administration em Gestão de Negócios em Energia Elétrica pela Fundação Getúlio Vargas-FGV. Foi admitido na Coelce em 1980, tendo ocupado as chefias de Divisão de Fiscalização de Consumidores, Divisão de Combate a Fraude, Divisão de Manutenção e Operação do Regional Centro, Departamento Regional Centro, Superintendente de Distribuição de Fortaleza, Chefe do Projeto Qualidade de Serviço e Gerente de Distribuição Sul. Ocupa a Diretoria Técnica desde dezembro de 2001.

Olga Jovanna Carranza Salazar - 058.829.057-29

De nacionalidade peruana, formada em economia pela Universidade de Lima. Possui MBA em gestão empresarial com ênfase em tecnologia da informação. Trabalha no grupo Enersis desde 1996. Trabalhou na Edelnor, de 1996 até 1998, exercendo o cargo de chefe dos departamentos de controle de investimentos e de projeto de normalização. Em março de 1998 foi transferida para Colômbia, trabalhando como chefe do registro comercial, de grandes clientes e qualidade da medição e de controle de perdas. Em março de 2003 foi transferida para o Brasil assumindo a gerência de administração de controle de gestão e posteriormente a de normalização. Ocupa a diretoria comercial desde 23 de novembro de 2007.

Antonio Cleber Uchoa Cunha - 053.637.133-49

De nacionalidade brasileira, nascido em 24 de outubro de 1953. É graduado em Engenharia Civil pela Universidade de Fortaleza (UNIFOR). Desde outubro de 1997 é Cônsul Honorário do Chile em Fortaleza. Ocupou o cargo de Diretor da União das Classes Produtoras do Ceará-UCP e Membro do Conselho Curador da Fundação Apinco de Ciência e Tecnologia Avícolas-FACTA, em Campinas-SP. Foi Membro do Conselho de autoridade portuária do porto do Mucuripe, do Conselho de Desenvolvimento Econômico do Estado do Ceará, do Conselho do SEBRAE, do Conselho de representantes da FIEC, do Pacto de Cooperação do Estado do Ceará, do Conselho Estadual do Trabalho do Ceará, do Conselho de Administração da Coelce e do Pensamento Nacional das Bases Empresariais – PNBE. Atualmente ocupa o cargo de Vice-Presidente da Federação das Associações do Comércio, Indústria e Agropecuária do Estado do Ceará-FACIC e é Secretário das Finanças no município do Maracanaú – CE.

Raimundo Francisco Padilha Sampaio - 000.386.363-87

De nacionalidade brasileira, nascido em 26 de julho de 1936. É graduado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal da Ceará em 1990, com Programa de Treinamento em Desenvolvimento Econômico – UFC/CNI/BNB; e Mercado de Capitais, promovido pela Bolsa de Valores do Rio de Janeiro em convênio com a New York University, em New York. Trabalhou no Banco do Nordeste. Foi professor do curso de economia da UFC e UECE. Foi economista do Instituto de Pesquisas Econômicas da UFE. Foi Presidente da Bolsa de Valores Regional – NE e Presidente da Bolsa de Mercadorias do Ceará. Foi Consultor da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA e ocupou o cargo de Vice-Presidente da Bolsa Brasileira de Mercadorias – BBM e de Vice-Presidente da CNBV – Comissão Nacional das Bolsas de Valores. É Membro do Conselho Consultivo das Comissões Temáticas da Assembléia Legislativa do Ceará.

Karlla Farias de Senna Garcia de Lima - 072.295.897-89

De nacionalidade brasileira, nasceu em 08 de março de 1977. É graduada em Economia pela Universidade Federal Fluminense (UFF) localizada no Estado do Rio de Janeiro em 1997. Possui MBA em Finanças pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC), concluído em agosto de 2006. Foi estagiária de economia da Eletrobrás em 1997. Foi analista de tesouraria na Duloren entre 04/1998 e 05/1999. Em maio de 1999 ingressou na VALIA - Fundação Vale do Rio Doce de Seguridade Social, realizando análises e prospecções de oportunidades de investimentos no mercado de renda fixa e variável; análises de crédito em emissões de debêntures; e análises de oportunidades em investimentos estruturados, onde permaneceu até outubro de 2012 quando ocupava o cargo de analista de investimentos master. Atualmente, ocupa o cargo de analista de investimentos III na Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, analisando os investimentos em empresas de capital aberto constantes na Carteira da Fundação com foco nos setores de Óleo e Gás, setor Elétrico, Tecnologia e Shopping Centers, e prospecção de oportunidade de investimento em empresas de capital aberto.

Sergio Queiroz Lyra - 117.843.007-30

De nacionalidade brasileira, nascido em 15 de outubro de 1945. É graduado em Economia pela Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal do Espírito Santo, pós graduado em Macroeconomia pelo Centro de Estudos para a América Latina – CEPAL e em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica - PUC do Rio de Janeiro. Ingressou na Petrobrás em 1976 e aposentou-se pela Companhia em 1995. Como consultor da Macroplan (Empresa que em 1989 atuou com consultoria em planejamento na PETROBRAS, realizando o primeiro Plano Estratégico da Cia.) e em função da construção do Gasoduto Bolívia-Brasil, elaborou, em 1995/1996, com a participação de equipe técnica do Governo do Estado do Mato Grosso do Sul e sob coordenação do Serviço de Planejamento da Petrobrás, os Macrocenários para o Estado de Mato Grosso do Sul, com horizonte de 15 anos. Foi Diretor Administrativo da Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS, Conselheiro Supervisor da Cia. Petrolífera Marlin, Diretor de Assuntos de Pessoal da Associação de Engenheiros da Petrobrás – AEPET e Diretor da Federação Única dos Petroleiros – FUP, sendo um dos criadores do CDPP – Comitê em Defesa dos Participantes da Petros.

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há comitês formais.

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2014Administrador do Emissor

Marcelo Andrés Llénenes Rebolledo

058.686.147-55

Subordinação

Controlador Direto

Membro efetivo do Conselho de Administração da Coelce.

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Teobaldo José Cavalcante Leal

304.786.343-15

Subordinação

Controlador Direto

Membro Suplente do Conselho de Administração Coelce.

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A

07.523.555/0001-67

Diretor de Relações com com Investidores

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Carlos Ewandro Naegele Moreira

391.142.017-04

Subordinação

Controlador Direto

Membro Suplente do Conselho de Administração Coelce

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A

07.523.555/0001-67

Diretor de Recursos Humanos

ObservaçãoAdministrador do Emissor

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
José Alves de Mello Franco	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Membro Efetivo do Conselho de Administração da Coelce E Diretor de Regulação na Enel Brasil.			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação na Enel Brasil			
Observação			

Administrador do Emissor			
Abel Alves Rochinha	606.567.607-10	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Observação			

Administrador do Emissor			
José Nunes de Almeida Neto	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Relações Institucionais e Comunicação			
Pessoa Relacionada			
Observação			

Administrador do Emissor			
José Távora Batista	135.402.623-34	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Técnico			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Observação

Administrador do Emissor

Olga Jovanna Carranza Salazar
Diretora Comercial

058.829.057-29

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Observação

Administrador do Emissor

José Alves de Mello Franco
Diretor de Regulação

283.567.996-00

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Observação

Administrador do Emissor

Claudio César Weyne da Cunha
Diretor de Planejamento e Controle

721.271.123-34

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Observação

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Administrador do Emissor

Nelson Ribas Visconti
Diretor de Assessoria Tributária

676.823.917-15

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Observação

Administrador do Emissor

Cristine de Magalhães Marcondes
Diretora Jurídica

031.702.246-62

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Observação

Administrador do Emissor

Mario Fernando de Melo Santos
Presidente do Conselho de Administração

000.541.194-72

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Observação

Administrador do Emissor

Cláudio Manuel Riviera Moya

058.540.317-10

Subordinação

Controlador Direto

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Membro Efetivo do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Observação

Administrador do Emissor

GIANLUCA CACCIALUPI

999.999.999-99

Subordinação

Controlador Direto

Membro Efetivo do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Observação

Exercício Social 31/12/2013

Administrador do Emissor

Nelson Ribas Visconti

676.823.917-15

Subordinação

Controlador Direto

Assessoria Tributária.

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.

07.523.555/0001-67

Diretor Vice Presidente

Observação

Administrador do Emissor

Abel Alves Rochinha

606.567.607-10

Subordinação

Controlador Direto

Diretor Presidente.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

304.786.343-15

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.

07.523.555/0001-67

Diretor de Relações com Investidores.

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Carlos Ewandro Naegele Moreira
Diretor de Recursos Humanos.

391.142.017-04

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.

07.523.555/0001-67

Diretor de Recursos Humanos.

ObservaçãoAdministrador do Emissor

José Alves de Mello Franco
Diretor Técnico.

283.567.996-00

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.

07.523.555/0001-67

Diretor de Regulação.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Mario Fernando de Melo Santos
Presidente do Conselho de Administração.

000.541.194-72

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Presidente do Conselho de Administração.

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Marcelo Andrés Llénenes Rebolledo
Vice Presidente do Conselho de Administração.

058.686.147-55

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Presidente.

07.523.555/0001-67

Observação**Exercício Social 31/12/2012**Administrador do Emissor

Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor de Relações com Investidores

304.786.343-15

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

07.523.555/0001-67

Observação

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	002.533.027-65	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Planejamento e Controle			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Planejamento e Controle			
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Carlos Ewandro Naegele Moreira	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Recursos Humanos			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Recursos Humanos			
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
José Alves de Mello Franco	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Regulação			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação			
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Mario Fernando de Melo Santos	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Presidente do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Presidente do Conselho de Administração			
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Marcelo Andres Llévenes Rebolledo	058.686.147-55	Subordinação	Controlador Direto
Vice Presidente Cons. de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor Presidente			
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Cristián Eduardo Fierro Montes	600.208.163-16	Subordinação	Controlador Indireto
Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Chilectra S.A.	05.723.875/0001-35		
Diretor Presidente			
<u>Observação</u>			

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

12.11 No caso da existência de apólice de seguro, que preveja o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à companhia, o emissor deverá incluir, além da descrição das disposições do seguro, informação sobre o valor do prêmio de seguro de responsabilidade civil para os administradores.

A Companhia possui Seguro de Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O), contratado com a AIG SEGUROS BRASIL S.A., com vigência de 10/11/2014 a 10/11/2015, com o valor do prêmio de R\$ 44.925,87.

12.12 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

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

13.1. Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

- a) objetivos da política ou prática de remuneração**
b) composição da remuneração, indicando:

- i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles
- ii. qual a proporção de cada elemento na remuneração total
- iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração
- iv. razões que justificam a composição da remuneração

a) objetivos da política ou prática de remuneração:

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o estatuto social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, reunidos em Assembleia Geral Ordinária, fixar, anualmente, o montante global da remuneração dos membros da sua administração.

Adicionalmente, a política de remuneração da Companhia é estipulada considerando, para cada cargo, conhecimentos exigidos, complexidade das atividades e resultados específicos, além de procurar sempre estar em dia com os valores praticados pelo mercado para tais cargos.

b) composição da remuneração:

Conselho de Administração

Dentre os membros do Conselho de Administração da Companhia, apenas o conselheiro representante dos empregados e os conselheiros independentes, fazem retirada, fixa, por reunião participada, de pro-labore.

Diretoria

Os componentes da remuneração da Administração da Coelce estão descritos a seguir:

Salário-base: salário nominal, também definido como a remuneração fixa; e Remuneração variável: bônus baseado em metas corporativas e individuais e pagamento anual.

Benefícios: compõem a remuneração indireta de curto prazo. A Companhia oferece benefícios, tais como: a) Assistência Médico-Hospitalar; b) Assistência Odontológica; c) Seguro de Vida; d) Previdência Complementar; e) Check-up Médico; f) Veículo designado para cargos de alta liderança (apenas Diretoria).

Para a diretoria da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	2012	2013	2014
Remuneração fixa	70%	70%	56%
Remuneração variável	28%	25%	40%
Benefícios	2%	4%	4%

A metodologia de cálculo para o reajuste da remuneração total da Diretoria é definida pelo acionista controlador (Enel Brasil S.A.) considerando os índices de inflação do ano anterior.

Os itens que compõem a remuneração são os informado acima. A remuneração fixa segue padrões de mercado. A remuneração variável está composta por indicadores de desempenho, os quais estão alinhados com os objetivos da Companhia, para garantir a sua sustentabilidade no curto, médio e longo prazo.

Conselho Fiscal

A remuneração dos membros do Conselho Fiscal é constituída em sua totalidade de remuneração fixa mensal.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A remuneração pelo salário-base e benefícios não estão relacionados a indicadores, pois seguem práticas de mercado.

A remuneração variável é baseada em indicadores de desempenho, tais como: geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA; lucro líquido; DEC (Duração Equivalente por Consumidor); FEC (Frequência Equivalente por Consumidor); pesquisa ABRADÉE (ISQP); cobrabilidade; dívida vencida; índice de perdas; clima laboral; acidentes - taxas de frequência e gravidade; orçamento (investimento + OYM + pessoal).

d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

O salário-base e os benefícios não são alterados, pois seguem práticas do mercado (conforme descrito acima). A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais.

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

e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo

A remuneração fixa segue padrões de mercado. A remuneração variável está composta por indicadores de desempenho, os quais estão alinhados com os objetivos da Companhia, para garantir a sua sustentabilidade no curto, médio e longo prazo.

f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não aplicável.

g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Não aplicável.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	11,00	10,00	3,00	24,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	5.522.581,52	0,00	5.522.581,52
Benefícios direto e indireto	0,00	431.164,45	0,00	431.164,45
Participações em comitês	191.440,00	0,00	0,00	191.440,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	4.039.203,85	0,00	4.039.203,85
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	177.757,44	177.757,44
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	191.440,00	9.992.949,82	177.757,44	10.362.147,26

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	11,00	10,00	3,00	24,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	6.686.547,20	0,00	6.686.547,20
Benefícios direto e indireto	0,00	412.157,92	0,00	412.157,92
Participações em comitês	114.621,93	0,00	140.056,20	254.678,13
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.448.443,62	0,00	2.448.443,62
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	114.621,93	9.547.148,74	140.056,20	9.801.826,87

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2012 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	11,00	9,00	3,00	23,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	112.242,00	5.951.151,97	0,00	6.063.393,97
Benefícios direto e indireto	0,00	151.689,80	0,00	151.689,80
Participações em comitês	0,00	0,00	151.874,52	151.874,52
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.454.492,54	0,00	2.454.492,54
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	112.242,00	8.557.334,31	151.874,52	8.821.450,83

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

13.3. Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação ao bônus:

i. valor mínimo previsto no plano de remuneração

ii. valor máximo previsto no plano de remuneração

iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas

iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais

d) em relação à participação no resultado:

i. valor mínimo previsto no plano de remuneração

ii. valor máximo previsto no plano de remuneração

iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas

iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais

Não há remuneração variável para os membros do Conselho de Administração, nem para os membros do Conselho Fiscal.

	2012	2013	2014	2015 (Máximo Previsto)
Diretoria Estatutária Coelce				
Número de membros	9	10	10	10
Bônus:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	2.629.813,44	3.497.776,60	5.839.812,80	7.089.178,95
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	2.191.511,20	2.914.813,83	4.866.510,66	5.907.649,13
Valor efetivamente reconhecido no resultado	2.454.492,54	2.448.443,62	4.039.203,85	5.907.649,13
Em relação à participação no resultado:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	-	-	-	-
Remuneração total da Diretoria Estatutária	2.454.492,54	2.448.443,62	4.039.203,85	5.907.649,13

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

13.4. Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

- a) termos e condições gerais
- b) principais objetivos do plano
- c) forma como o plano contribui para esses objetivos
- d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor
- e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo
- f) número máximo de ações abrangidas
- g) número máximo de opções a serem outorgadas
- h) condições de aquisição de ações
- i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício
- j) critérios para fixação do prazo de exercício
- k) forma de liquidação
- l) restrições à transferência das ações
- m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano
- n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Não aplicável.

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

13.5. Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social

Companhia	Conselho de Administração*	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
	Em 31/12/2014	Em 31/12/2014	Em 31/12/2014
De Emissão da Própria Companhia	3.008	0	1
Ações Ordinárias	1	0	0
Ações Preferenciais Classe A	3.007	0	1
Ações Preferenciais Classe B	0	0	0
Controladores Diretos ou Indiretos	2	0	0
Enel Brasil S/A	2	0	0
Sociedades Controladas	0	0	0
Sociedades sob Controle Comum	10.350	0	0
Ampla Energia e Serviços S/A - Ações Ordinárias	10.348	0	0
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A – Ações Preferenciais e Ordinárias	0	0	0
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A – Ações Ordinárias	1	0	0
Companhia de Interconexão Energética S/A – Ações Ordinárias	1	0	0

*Para o conselho de administração se considera tanto os membros efetivos como os membros suplentes.

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

13.6. Em relação à remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação a cada outorga de opções de compra de ações:

i. data de outorga

ii. quantidade de opções outorgadas

iii. prazo para que as opções se tornem exercíveis

iv. prazo máximo para exercício das opções

v. prazo de restrição à transferência das ações

vi. preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:

· em aberto no início do exercício social

· perdidas durante o exercício social

· exercidas durante o exercício social

· expiradas durante o exercício social

d) valor justo das opções na data de outorga

e) diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas

Não aplicável.

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

13.7. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação às opções ainda não exercíveis

i. quantidade

ii. data em que se tornarão exercíveis

iii. prazo máximo para exercício das opções

iv. prazo de restrição à transferência das ações

v. preço médio ponderado de exercício

vi. valor justo das opções no último dia do exercício social

d) em relação às opções exercíveis

i. quantidade

ii. prazo máximo para exercício das opções

iii. prazo de restrição à transferência das ações

iv. preço médio ponderado de exercício

v. valor justo das opções no último dia do exercício social

vi. valor justo do total das opções no último dia do exercício social

Não aplicável.

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

13.8. Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação às opções exercidas informar:

i. número de ações

ii. preço médio ponderado de exercício

iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas

d) em relação às ações entregues informar:

i. número de ações

ii. preço médio ponderado de aquisição

iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas

Não aplicável.

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

13.9. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

a) modelo de precificação

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

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

d) forma de determinação da volatilidade esperada

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não aplicável.

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

13.10. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

- a) órgão
- b) número de membros
- c) nome do plano
- d) quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar
- e) condições para se aposentar antecipadamente
- f) valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores
- g) valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores
- h) se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições

O Conselho de Administração não apresenta plano de previdência diferenciado. Em relação à Diretoria estatutária, informamos o que segue:

	Exercício social findo em 31/12/2014
a) Órgão	Diretoria Estatutária
b) Número de membros	2
c) Nome do plano	Plano de Benefícios Definidos – Plano BD e Plano de Contribuição Definida – Plano CD
d) Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	2
e) Condições para se aposentar antecipadamente	No Plano de Benefícios Definidos o participante pode aposentar-se pelo plano desde que tenha, no mínimo, 50 anos de idade; 30 anos de contribuição para o INSS, se homem, e 25 anos, se mulher; 15 anos de filiação ao Plano e esteja desligado do empregador; No Plano de Contribuição Definida pode aposentar-se desde que tenha, no mínimo, 10 anos de vínculo com o empregador; 5 anos de filiação ao Plano; idade mínima de 48 anos, se mulher, e 50, se homem, e estar desligado do patrocinador.
f) valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	2.575.281
g) Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	149.545,20
h) se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O resgate é permitido em ambos os Planos, entretanto no Plano BD o participante só terá direito ao total de contribuições vertidas pelo próprio, enquanto que no Plano CD, além de resgatar 100% das suas contribuições, o participante tem direito a uma parcela das contribuições efetuadas pelo empregador. O resgate só é permitido após o desligamento da patrocinadora (COELCE).

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

A eficácia do presente item encontra-se suspensa em relação aos associados do IBEF – Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças, do qual o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia é afiliado e, por consequência, às sociedades às quais estejam associados (no caso à Companhia), em razão de liminar deferida pela 5ª Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro no âmbito da ação ordinária nº 2010.5101002888-5, ajuizada pelo IBEF.

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

13.12. Descrever arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

Nos casos de dispensa sem justa causa, ou por motivo de reorganização societária, não existe nenhuma previsão contratual de pagamento de indenização nem de manutenção de benefícios.

Entretanto, o pagamento de indenizações, benefícios e/ou consultoria de recolocação profissional, fica a critério e liberalidade da Companhia.

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

13.13. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

Conselho de Administração	2012	2013	2014
Remuneração Total Conselho de Administração	112.242,00	114.621,93	191.440,00
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

Diretoria Estatutária	2012	2013	2014
Remuneração Total Diretoria Estatutária	8.557.334,31	9.547.148,74	9.992.949,82
Remuneração Diretores Coelce (apenas)	8.127.141,43	8.781.251,89	9.049.269,62
Remuneração dos Diretores que também são Diretores da Enel Brasil	430.192,88	765.896,85	943.680,20
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	5%	8%	9%

Conselho Fiscal	2012	2013	2014
Remuneração Total Conselho Fiscal	151.874,52	140.056,20	177.757,44
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

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

13.14. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não aplicável.

13.15 - Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos:

Conselho de Administração	2012	2013	2014
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Diretoria Estatutária	2012	2013	2014
Remuneração em:			
Controladores Diretos e Indicadores	430.583,49	305.168,29	177.053,41
Fixa	301.144,74	214815,82	99.337,03
Variável	129.438,75	90.352,47	77.716,38
Sociedades sob Controle Comum	1.825.960,12	1.561.835,36	3.134.898,70
Fixa	1.277.053,82	1.099.416,12	1.758.856,34
Variável	548.906,30	462.419,24	1.376.042,36
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Conselho Fiscal	2012	2013	2014
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Destacamos que 100% dos valores apresentados nestes quadros referem-se à remuneração atribuída aos Diretores do emissor em razão de os mesmos também exercerem esta mesma função (pertencerem à Diretoria) em empresas controladoras (diretas e indiretas) e em sociedades sob controle comum.

13.16 - Outras informações relevantes

13.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012
Marco	4	4	4
Acarau	3	3	4
Acopiara	1	1	1
Administracao Central	614	632	639
Amontada	-	-	-
Antonina do Norte	2	2	2
Aquiraz	5	5	5
Aracati	9	9	13
Araripe	1	1	1
Balanco	-	-	2
Baturite	13	13	11
Boa Viagem	1	1	1
Brejo Santo	1	1	1
Camocim	8	8	8
Campos Sales	6	6	5
Caninde	26	26	29
Cascavel	9	9	10
Caucaia	15	15	15
Cedro	1	1	2
Crateus	12	12	12
Crato	1	1	1
Horizonte	10	10	9
Ico	6	6	6
Iguatu	38	38	42
Itapaje	19	19	20
Itapipoca	27	27	24
Jaguaribe	8	8	9
Juazeiro do Norte	34	34	35
Lavras da Mangabeira	1	1	-
Limoeiro do Norte	31	31	32
Maracanau	22	22	22
Mauriti	2	2	-
Messejana	104	104	108
Milagres	7	7	4
Mombaca	2	2	2
Morada nova	2	2	2
Niteroi	41	41	39
Nova Olinda	3	3	1
Nova Russas	10	10	9
Oros	2	2	2
Pecem	2	2	2

14.1 - Descrição dos recursos humanos

Quixada	6	6	7
Quixeramobim	2	2	3
Russas	8	9	9
Santa Quiteria	3	3	1
Sao Benedito	14	15	14
Senador Pompeu	7	7	5
Sindeleiro	4	4	4
Sobral	52	53	52
Taua	8	8	7
Umarituba	-	-	-
Varjota	2	2	4
Varzea Alegre	2	2	2
Vicosa do Ceara	2	2	4
Total geral	1.213	1.234	1.246

	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012
Diretoria	7	7	7
Gerência	86	87	91
Administrativo	538	549	161
Produção	582	591	987
Total geral	1.213	1.234	1.246

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Atividade	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012
Manutenção/Construção	3361	3352	3710
Atendentes e teleatendentes	732	581	559
Luz para todos	0	169	364
Administrativos	145	192	356
Leituristas	468	533	537
Áreas de apoio	426	497	377
Total	5.132	5.324	5.903

	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012
Fortaleza e Metropolitana	3155	3341	3777
Norte	1051	1034	993
Sul	926	949	1133
Total geral	5.132	5.324	5.903

14.1 - Descrição dos recursos humanos**c) índice de rotatividade**

	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012
Índice de Rotatividade (Turnover)	3,61%	5,60%	6,80%

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas

	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012
Exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas (Valores Provisionados - R\$ mil)	32,70	24,54	19,89

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2. Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1

Não há alterações relevantes a serem comentadas.

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, carreira e salários adequada e transparente aos processos organizacionais;
- Geração de um conjunto de orientações e regras de remuneração e movimentação de cargo;
- Comunicação interna para que o colaborador conheça com clareza as suas atribuições, responsabilidades e possibilidades de crescimento;
- Pagamento de Bônus para Executivos e PPR para Demais funcionários, anualmente, de acordo com um índice de cumprimento de metas pré-estabelecidas e avaliação comportamental;
- Condições de atrair e reter os profissionais necessários para a Companhia por meio do alinhamento às faixas do mediana de mercado dentro de um painel selecionado

Os diretores não estatutários da Companhia recebem salário base, bônus e benefícios; Os diretores estatutários da Companhia recebem pró-labore, bônus e benefícios e os demais empregados são remunerados com salário base, PPR e benefícios.

b) política de benefícios

A política de benefícios da Companhia visa a assegurar benefícios usualmente concedidos no mercado. Assim, os principais benefícios concedidos são:

- para os Executivos: Veículo, plano de saúde, plano odontológico, previdência privada, seguro de vida e check-up anual; e
- para os demais empregados da Companhia: plano de saúde, plano odontológico, previdência privada e seguro de vida.

Além disso, a Companhia dispõe de uma política de treinamento e desenvolvimento que incentiva o aperfeiçoamento profissional de seus colaboradores.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

- i. grupos de beneficiários*
- ii. condições para exercício*
- iii. preços de exercício*
- iv. prazos de exercício*
- v. quantidade de ações comprometidas pelo plano*

A Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

14.4. Descrever as relações entre o emissor e sindicatos

Os empregados da Emissora são filiados ao Sindicato dos Eletricitários do Ceará – Sindeletro. A Emissora mantém um bom nível de relacionamento com o Sindeletro. No acordo coletivo há a previsão de reuniões entre a Emissora e o Sindeletro, além de reuniões extraordinárias quando solicitadas, a fim de prestar informações de ações relacionadas com os colaboradores. Os acordos coletivos de trabalho da Emissora têm vigência de dois anos. Anualmente, na data-base em novembro, são negociadas as cláusulas de reajuste salarial e benefícios.

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 %				
Fundação Petrobras de Seguridade Social						
34.053.942/0001-50	Brasileira-RJ	Não	Não	16/10/2014		
0	0,000000%	2.972.867	9,980000%	2.972.867	3,820000%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A						
07.523.555/0001-67		Não	Sim	20/01/2015		
44.061.433	91,660000%	1.770.000	5,940000%	45.831.433	58,870000%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
Enersis S.A.						
05.717.031/0001-81	Chilena	Não	Sim	19/05/2014		
3.002.812	6,250000%	8.818.430	29,610000%	11.821.242	15,180000%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
ONYX LATIN AMERICA EQUITY FUND LP						
15.843.925/0001-71	SP	Não	Não	05/11/2012		
0	0,000000%	1.478.500	4,960000%	1.478.500	0,950000%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.						
00.001.180/0001-26	Brasileira-RJ	Não	Não	31/12/2009		
0	0,000000%	5.498.897	18,460000%	5.498.897	7,060000%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				

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 %				
OUTROS						
	1.003.692	2,090000%	9.248.668	31,050000%	10.252.360	14,120000%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)		Ações %			
TOTAL	0		0,000000%			
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL						
	48.067.937	100,000000%	29.787.362	100,000000%	77.855.299	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	
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A			07.523.555/0001-67		
Chilectra Inversud S.A.					
07.294.410/0001-31		Não	Não	31/12/2011	
10.342.306	5,790000	0	0,000000	10.342.306	5,790000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Chilectra S.A.					
05.453.583/0001-20		Não	Não	31/12/2011	
9.275.291	5,190000	0	0,000000	9.275.291	5,190000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Edegel S.A.					
07.483.028/0001-76		Não	Não	31/12/2011	
6.597.053	3,890000	0	0,000000	6.597.053	3,890000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
		Não	Não	31/12/2011	
60.299.607	33,740000	0	0,000000	60.299.607	33,740000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			

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
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A			07.523.555/0001-67		
Enersis S.A.					
05.723.875/0001-35		Não	Não	01/10/2013	
87.200.363	48,800000	0	0,000000	87.200.363	48,800000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
4.618.305	2,590000	0	0,000000	4.618.305	2,590000
TOTAL					
178.332.925	100,000000	0	0,000000	178.332.925	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	
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.			00.001.180/0001-26		
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1.087.050.297	100,000000	265.583.803	100,000000	1.352.634.100	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	
Enersis S.A.			05.717.031/0001-81		
OUTROS					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	100,000000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	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
Chilectra Inversud S.A.			07.294.410/0001-31		
Chilectra S.A					
05.453.583/0001-20	Chilena	Não	Sim	03/04/2013	
56.901	100,000000	0	0,000000	56.901	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
56.901	100,000000	0	0,000000	56.901	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	
Chilectra S.A.			05.453.583/0001-20		
Enersis S.A.					
05.723.875/0001-35	Chilena	Não	Sim	03/04/2013	
1.140.130.668	99,080000	0	0,000000	1.140.130.668	99,080000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
10.586.599	0,920000	0	0,000000	10.586.599	0,920000
TOTAL					
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	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
Edegel S.A.				07.483.028/0001-76	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
	Chilena	Não	Sim	23/08/2013	
674.338.567	29,400000	0	0,000000	674.338.567	29,400000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Generandes Perú S.A					
	Peruana	Não	Sim	23/08/2013	
1.243.168.378	54,200000	0	0,000000	1.243.168.378	54,200000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
376.161.649	16,400000	0	0,000000	376.161.649	16,400000
TOTAL					
2.293.668.594	100,000000	0	0,000000	2.293.668.594	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
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
Adm. Fundos de Pensão					
		Não	Não	03/04/2013	
1.307.192.772	15,940000	0	0,000000	1.307.192.772	15,940000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
ADR (Citibank)					
		Não	Não	03/04/2013	
319.958.940	3,900000	0	0,000000	319.958.940	3,900000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Corretoras de Bolsas de Valores					
		Não	Não	03/04/2013	
433.872.817	5,290000	0	0,000000	433.872.817	5,290000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Enersis S.A.					
05.723.875/0001-35		Não	Sim	03/04/2013	
4.919.488.794	59,980000	0	0,000000	4.919.488.794	59,980000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			

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
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
OUTROS					
897.271.951	10,940000	0	0,000000	897.271.951	10,940000
Pessoas Físicas					
		Não	Não		
323.969.306	3,950000	0	0,000000	323.969.306	3,950000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	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
Enersis S.A.				05.723.875/0001-35	
Enel Iberoamerica SRL					
		Não	Sim	20/01/2015	
9.967.630.058	20,300000	0	0,000000	9.967.630.058	20,300000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Enel Latinoamérica S.A.					
	Espanhola	Não	Sim	23/10/2015	
19.794.583.473	40,320000	0	0,000000	19.794.583.473	40,320000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
19.330.559.231	39,380000	0	0,000000	19.330.559.231	39,380000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	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
Enel Iberoamerica SRL					
Enel S.P.A.					
		Não	Sim	03/04/2013	
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	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
Enel Latinoamérica S.A.					
Enel Iberoamerica SRL					
		Não	Sim	29/01/2015	
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	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
Generandes Perú S.A					
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
	Chilena	Não	Sim	10/09/2013	
520.578.464	61,000000	0	0,000000	520.578.464	61,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Southern Cone Power Perú S.A.					
	Peruana	Não	Não	10/09/2013	
332.850.556	39,000000	0	0,000000	332.850.556	39,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
853.429.020	100,000000	0	0,000000	853.429.020	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	
Chilectra S.A			05.453.583/0001-20		
OUTROS					
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	100,000000
TOTAL					
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	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
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
OUTROS					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	100,000000
TOTAL					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	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	
Enersis S.A.			05.723.875/0001-35		
OUTROS					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	100,000000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	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	
Enersis S.A.			05.723.875/0001-35		
OUTROS					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	100,000000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	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
Enel S.P.A.					
Cassa Depositi e Prestiti					
		Não	Sim	03/04/2013	
627.528.282	10,140000	0	0,000000	627.528.282	10,140000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Ministerio de Economía					
		Não	Sim	03/04/2013	
1.305.237.516	21,100000	0	0,000000	1.305.237.516	21,100000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
4.254.064.541	68,760000	0	0,000000	4.254.064.541	68,760000
TOTAL					
6.186.830.339	100,000000	0	0,000000	6.186.830.339	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
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
OUTROS					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	100,000000
TOTAL					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	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
Enel Iberoamerica SRL					
OUTROS					
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	100,000000
TOTAL					
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	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		
Cassa Depositati e Prestiti			Composição capital social		
OUTROS					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	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
Ministerio de Economía					
OUTROS					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	31/12/2014
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	1.850
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	105.274
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	178

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)	84.289	0,001753%
Quantidade preferenciais (Unidades)	19.173.277	64,367153%
Preferencial Classe A	17.639.039	62,433109%
Preferencial Classe B	1.534.238	99,972372%
Total	19.257.566	24,735074%

15.4 - Organograma dos acionistas

Vide item 8.2 deste Formulário.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não há acordo de acionistas em relação ao emissor arquivado na sede da Companhia.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

15.6. Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor:

Incorporação da Inversiones Sudamerica pela Enersis S.A.

Em 01 de outubro de 2013, em decorrência de operação ocorrida no Chile, a sociedade Inversiones Sudamerica Limitada foi dissolvida e extinta de pleno direito por haver se tornado uma subsidiária integral da Enersis S.A. Em decorrência desta operação, todos os ativos de propriedade de Inversiones Sudamerica Limitada foram transferidos para a sua única acionista, a Enersis S.A., inclusive suas participações societárias na Endesa Brasil S.A., Ampla Energia e Serviços S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Incorporação da Investluz S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A. pela Endesa Brasil S.A.

Em 21 de novembro de 2013 foi realizada operação de incorporação da Ampla Investimentos e Serviços S.A. e da Investluz S.A. pela Endesa Brasil S.A. Em razão desta operação, a Endesa Brasil S.A. passou a ser a controladora direta da Companhia Energética do Ceará - COELCE, com 58,86% de participação no capital social e 91,66% no capital votante.

Endesa Latinoamérica S.A. e Cono Sur Participaciones S.L.

Em 26 de dezembro de 2012, foi realizada uma operação de cisão parcial entre a Endesa Latinoamérica S.A. e a Cono Sur Participaciones S.L., ambas sociedades com sede na Espanha e ambas controladoras indiretas da Coelce. Através desta cisão, as propriedades da Endesa Latinoamérica foram transferidas, junto com outros ativos, para a Cono Sur. Esta operação tem por objetivo uma mera reestruturação interna de ativos, portanto ela não implicará em alteração da composição do controle ou da estrutura administrativa da Coelce. Além disso, a Cono Sur não detém, direta ou indiretamente, quaisquer ações, bônus ou outros direitos de subscrição de ações, opções de compra de ações ou debêntures conversíveis em ações da Companhia; e não há em vigor qualquer acordo de acionistas ou contrato registrado regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Ampla Energia e Serviços S.A. e Endesa Latinoamerica

Em 04 de agosto de 2011, o, acionista controlador indireto da Ampla Energia e Serviços S.A., Endesa Latinoamérica S.A. (a seguir Endesa Latam), celebrou com a EDP – Energias de Portugal S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva, por meio do qual a Endesa Latam adquiriu as 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social da Ampla Energia e Serviços S.A. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da Ampla Energia e Serviços S.A. Em 03 de novembro de 2011, a Endesa Latam juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária ("Instituição Intermediária"), apresentaram à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") o pedido de registro de oferta pública de aquisição de ações por aumento de participação ("OPA") objetivando a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. em circulação no mercado, nos termos da Instrução CVM 361/2002, ao preço de R\$1,07 (um real e sete centavos) por lote de mil ações.

Em 19 de abril de 2012, ocorreu a liquidação da OPA (i.e. no prazo de três dias úteis após a data do Leilão). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam adquiriu 10.354.610 ações ordinárias de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A., pelo preço por lote de mil ações de R\$1,07 previsto no Edital, totalizando um valor de R\$11.079,43.

Todas essas informações foram devidamente divulgadas, conforme fatos relevantes publicados em 05 de agosto de 2011, 04 de outubro de 2011, 03 de novembro de 2011 e 20 de abril de 2012.

Ampla Investimentos e Serviços S.A. e Endesa Latinoamerica

Em 04 de agosto de 2011, o, acionista controlador indireto da Ampla Investimentos e Serviços S.A., Endesa Latinoamérica S.A. (a seguir Endesa Latam), celebrou com a EDP – Energias de Portugal S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva, por meio do qual a Endesa Latam adquiriu as 924.436.885 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social da Ampla Investimentos e Serviços S.A. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da Ampla Investimentos e Serviços S.A. Em 03 de novembro de 2011, a Endesa Latam juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária ("Instituição Intermediária"), apresentaram à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") o pedido de registro de oferta pública unificada de aquisição de ações (i) por aumento de participação e, simultaneamente, (ii) de cancelamento de registro para negociação das ações de emissão da Ampla Investimentos e Serviços S.A. nos mercados regulamentados de valores mobiliários ("OPA") objetivando a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ampla Investimentos em circulação no mercado, nos termos da Instrução CVM 361/2002, ao preço de R\$54,76 (um real e sete centavos) por lote de mil ações, e o cancelamento do registro para negociação das ações de emissão da Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Em 19 de abril de 2012, ocorreu a liquidação da OPA (i.e. no prazo de três dias úteis após a data do Leilão). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam ("Ofertante") adquiriu 361.569 ações ordinárias de emissão da Ampla Investimentos e Serviços S.A., pelo preço por lote de mil ações de R\$54,76 previsto no Edital, totalizando um valor de R\$19.799,44.

Em 28 de maio de 2012, a Ampla Investimentos publicou fato Relevante informando que a CVM cancelou o registro de companhia aberta da companhia. Assim, as ações ordinárias da Ampla Investimentos deixam de ser negociadas na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores. A companhia informou, ainda, que tomará as providências necessárias para que, conforme previsto no §5º do artigo 4º, da Lei 6.404/76, seja realizado o resgate das ações ainda em circulação.

Todas essas informações foram devidamente divulgadas, conforme fatos relevantes publicados em 05 de agosto de 2011, 04 de outubro de 2011, 03 de novembro de 2011, 20 de abril de 2012 e 28 de maio de 2012.

Enel

Conforme os fatos relevantes divulgados pela Companhia em 10 de outubro de 2007 e 27 de fevereiro de 2009, a Enel e a Acciona, então na qualidade de acionistas controladores da Endesa Espanha, sociedade com sede em Madri, Reino da Espanha, e controladora indireta da Companhia, assinaram, em 20 de fevereiro de 2009, um acordo por meio do qual a Enel (diretamente e/ou por meio de sociedades por ela controladas) adquiriria de Acciona (e/ou de suas controladas) ações representativas de 25,01% do capital social e votante da Endesa Espanha. O acordo foi concluído em 25 de junho de 2009, conforme fato relevante divulgado pela Companhia em 26 de junho de 2009, consolidando a posição da Enel como acionista controladora da Endesa Espanha, aumentando sua participação de 67,05% para 92,06% do capital social e votante desta última.

15.7 - Outras informações relevantes

Em relação a Cassa Depositi e Prestiti (CDP) – acionista da Enel S.P.A – esclarecemos que trata-se de uma sociedade sob o controle público, sendo o governo italiano detentor de 80,1% das ações e um amplo grupo de fundações de bancos com 18,4%. Os 1,5% das ações restantes estão em tesouraria.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

As operações mencionadas no item 16.2 são consideradas pela Emissora como tendo sido realizadas por valor de mercado e em condições não mais favoráveis a que seriam oferecidas a terceiros.

Adicionalmente, todas as operações descritas no item 16.2 foram devidamente aprovadas no âmbito societário de cada uma das partes envolvidas, obedecendo aos dispostos nos respectivos estatutos e/ou contratos sociais, bem como aos termos do artigo 115 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.

Especificamente no caso da Companhia, compete ao seu Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da Companhia, inclusive aqueles relacionados aos contratos a serem firmados com quaisquer dos administradores e acionistas da Companhia, ou sociedades a eles 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
Endesa Fortaleza - CGTF	31/08/2001	0,00	R\$ 125.096 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir.	20 anos, contado a partir de 27 de dezembro de 2003.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica, por meio do qual a Companhia se obrigou a comprar e adquirir, no ponto de referência do submercado da Companhia, uma quantidade anual de energia equivalente a 2.690 GWh por um período de 20 anos, contado a partir de 27 de dezembro de 2003.						
Garantia e seguros	Instrumento de Remuneração Contratual por Prestação de Serviços de Depositário Qualificado e Outras Avenças - firmado com o Banco Bradesco S.A, relativo à gestão de garantias por meio de vinculação de recebíveis tarifários (50% da garantia exigida) do Contrato Bilateral assinado entre a Coelce e Endesa Fortaleza - CGTF; e						
	Contrato de Prestação de Garantia Fidejussória - firmado com União dos Bancos Brasileiros S.A - UNIBANCO, relativo à fiança para complementação de garantia (50%) contratada em favor da Endesa Fortaleza - CGTF.						
Rescisão ou extinção	Condições de rescisão ou extinção: A Coelce poderá rescindir antecipadamente o Contrato nas seguintes hipóteses: (a) protocolização pela CGT Fortaleza de um pedido voluntário de falência, ou se a CGT Fortaleza iniciar sua própria liquidação, em quaisquer dos casos, desde que anteriormente e validamente aprovados pelos seus órgãos deliberativos competentes, na forma de seu estatuto social e demais documentos pertinentes; (b) falência ou dissolução e liquidação requerida contra a CGT Fortaleza, desde que o respectivo pedido não seja elidido dentro do prazo legal; (c) de qualquer obrigação do Contrato por parte da CGT Fortaleza, por motivos diferentes das demais hipóteses previstas nesta Cláusula, quando esse descumprimento não for sanado dentro de 180 dias do recebimento pela CGT Fortaleza de notificação enviada pela Coelce, por escrito, informando a esse respeito, observadas cláusulas 11.1 e 11.2 do Contrato. Por outro lado, a CGT Fortaleza poderá rescindir antecipadamente o Contrato nas seguintes hipóteses: (a) qualquer atraso no pagamento das quantias incontroversas das Faturas Mensais superior a 90 Dias Úteis; (b) protocolização por parte da Coelce de um pedido voluntário de falência, ou se a Coelce iniciar sua própria liquidação, em quaisquer dos casos, desde que anteriormente e validamente aprovados pelos seus órgãos deliberativos competentes, na forma de seu estatuto social e demais documentos pertinentes; (c) falência ou dissolução e liquidação requerida contra a Coelce, desde que o respectivo pedido não seja elidido dentro do prazo legal; (d) a Coelce não preste em 60 dias, contados da data da solicitação da CGT Fortaleza e/ou não reponha a garantia conforme prevista no capítulo X e no anexo 2 do Contrato; (e) descumprimento de qualquer obrigação do Contrato por parte da Coelce, por motivos diferentes das demais hipóteses previstas nesta Cláusula, quando esse descumprimento não for sanado dentro de 180 dias do recebimento pela Coelce de notificação enviada pela CGT Fortaleza, por escrito, informando a esse respeito, observadas as Cláusulas 11.1 e 11.3 do Contrato; e (f) caso o Contrato de Compra e Venda de Gás Natural seja rescindido antecipadamente e a CGT Fortaleza não consiga obter uma alternativa comercialmente razoável, à critério exclusivo da CGT Fortaleza de suprimento de gás.						
Natureza e razão para a operação	Operações de compra de energia por parte da Companhia cujo preço normativo é estabelecido pela Aneel reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do IGP-M, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado.						
Enel Energy Europe	01/01/2013	0,00	Saldo nulo em 2015.	Não é possível aferir.	Anual	NÃO	0,000000

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
Relação com o emissor	A Companhia Energética do Ceará - Coelce é uma companhia do Grupo Enel, uma das maiores empresas de energia do Mundo. O Grupo produz, distribui e vende energia sustentável, respeitando as pessoas e o meio ambiente. A Enel fornece energia para mais de 60 milhões de clientes residenciais e corporativos em 40 Países, e cria valor para 1,3 milhão de investidores.						
Objeto contrato	A companhia mantém contrato com a Enel Energy Europe referente a serviços de licenciamento, implementação e manutenção de software. Esse contrato totalizou um montante de R\$ 1.476 como custo de serviço no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2013 (nulo em 2012), e o correspondente passivo de R\$ 1.610 em 31 de dezembro de 2013 (nulo em 2012).						
Garantia e seguros	-						
Rescisão ou extinção	-						
Natureza e razão para a operação							
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	04/04/2011	0,00	R\$ 193 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir	-	SIM	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Encargo de uso. As Portarias Interministeriais nº 210 e 211, de 4 de abril de 2011, equipararam como Transmissora a CIEN e homologaram a sua RAP (Receita Anual Permitida), a partir da celebração do contrato de prestação de serviço de transmissão (CPST) com o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). A Companhia incorreu em despesas com a Rede Básica junto à CIEN no montante de R\$ 1.359 no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 (R\$ 2.597 em 31 de dezembro de 2012). Em 31 de dezembro de 2013, o saldo do passivo era de R\$ 152 (R\$ 297 em 31 de dezembro de 2012).						
Garantia e seguros	não aplicável						
Rescisão ou extinção	não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela a ANEEL mediante despacho.						
EN - Comércio e Serviço S.A (PRÁTIL)	01/01/2013	0,00	R\$ 198 mil referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir.	Anual.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						

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
Objeto contrato	A Companhia mantém contrato com a Prátil para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia, efetuando o repasse após a arrecadação. A "comissão" cobrada pela companhia está estipulado no contrato de serviço de arrecadação.						
Garantia e seguros	-						
Rescisão ou extinção	-						
Natureza e razão para a operação							
Faelce	30/06/1999	46.600.000,00	R\$ 2.040 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir	-	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Companhia, como mantenedora da Faelce, realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira da Faelce e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como "Benefício Definido" e "Contribuição Definida".						
Objeto contrato	Consolidação da dívida da Emissora, no valor de R\$ 46,6 milhões, correspondendo a consolidação da dívida da Coelce junto a Faelce, correspondendo aos saldos devedores dos termos de compromisso firmados em 31 de dezembro de 1992, em 23 de maio de 1996, em 31 de julho de 1996 e em 31 de janeiro de 1997, incluindo suas parcelas vencidas acrescidas dos seus respectivos encargos, computados até 30 de junho de 1999.						
Garantia e seguros	Em garantia da operação, a Emissora cedeu à Faelce os direitos creditórios que possui ou venha a possuir, representados pela arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas. A Faelce poderá sacar da conta corrente bancária da Emissora, até o montante das parcelas da dívida vencidas e não pagas, após 45 dias de verificação da inadimplência da Emissora, se lhe convier.						
Rescisão ou extinção	Não Aplicável. A Companhia realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como "Benefício Definido" e "Contribuição Definida".						
Natureza e razão para a operação							
Endesa Cachoeira - CDSA	02/04/2005	31.240.000,00	R\$ 873 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir.	8 anos, contado a partir de 1 janeiro de 2008.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica, por meio do qual a Companhia se obrigou a comprar e adquirir, no ponto de referência do submercado da Companhia, uma quantidade anual de energia equivalente a 4,04 MW médios por um período de 8 anos, contado a partir de 1 de janeiro de 2008.						
Garantia e seguros	Fiança Bancária						

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
Rescisão ou extinção	i) Caso seja decretada a falência, a dissolução e ou a liquidação judicial ou extrajudicial da Coelce; ii) Revogação de qualquer autorização legal; iii) Inadimplência; iv) Caso a garantia financeira se torne inexecutável; v) Caso o CCG não seja firmado. Operações de compra de energia por parte da companhia oriundos de leilão CCEAR 2º LEE – 2005 ou MCSD 2º LEE 2005.						
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

As operações com partes relacionadas estão sempre sujeitas à aprovação / fiscalização da ANEEL, em caráter prévio ou posterior, conforme regulamentação específica. 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, ficando a decisão cabível aos demais membros que não possuem qualquer relação com a matéria em exame.

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				
05/04/2012	442.946.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
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	28.252.700				
Preferencial Classe B	1.534.662				

17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não ocorreram na Companhia aumento de capital nos últimos três exercícios sociais.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Desde 1º de janeiro de 2008, não houve nenhum desdobramento, grupamento ou bonificação de ações de emissão da Companhia.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não ocorreram na Companhia redução de capital nos últimos três exercícios sociais.

17.5 - Outras informações relevantes

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

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	80,000000
Direito a dividendos	Conforme disposto no artigo 29, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A e 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.10
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.10
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.10
Espécie de ações ou CDA	Preferencial
Classe de ação preferencial	Preferencial Classe A
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Conforme disposto no artigo 29, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A e 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	As ações preferenciais classe "A" ou classe "B" não tem direito a voto, mas adquirirão o direito de voto se a Companhia, por um prazo de 3 anos consecutivos, deixar de pagar os dividendos mínimos a que tais ações fazem jus, conforme descritos no item 18.1(a) acima. Adicionalmente, um dos membros efetivos e o respectivo suplente do conselho fiscal poderão ser eleito, em votação em separado, pelos titulares de ações preferenciais, presente à Assembleia Geral.
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.10
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.10
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.10

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Preferencial
Classe de ação preferencial	Preferencial Classe B
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Conforme disposto no artigo 29, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A e 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	As ações preferenciais classe "A" ou classe "B" não tem direito a voto, mas adquirirão o direito de voto se a Companhia, por um prazo de 3 anos consecutivos, deixar de pagar os dividendos mínimos a que tais ações fazem jus, conforme descritos no item 18.1(a) acima. Adicionalmente, um dos membros efetivos e o respectivo suplente do conselho fiscal poderão ser eleito, em votação em separado, pelos titulares de ações preferenciais, presente à Assembleia Geral.
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	i. condições As ações preferenciais classe B poderão ser convertidas em ações preferenciais classe A, a requerimento do interessado. ii. efeitos sobre o capital social Não existem efeitos sobre o capital social para conversibilidade das ações preferenciais classe B em ações preferenciais classe A. A única alteração será no quantitativo de ações e a proporção das mesmas em relação ao total de ações de emissão da Companhia.
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.10
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.10
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.10

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

O estatuto social da Companhia não contém regras que limitem o direito de voto de acionistas, bem como, não possui regras que os obriguem a realizar oferta pública.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Não há qualquer exceção ou cláusula suspensiva relativa a direitos patrimoniais previstas no estatuto social da Companhia.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

Exercício social 31/12/2014									
Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2014	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	283.884.388	48,41	35,16	R\$ por Unidade
30/06/2014	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	76.439.740	38,10	34,17	R\$ por Unidade
30/09/2014	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	81.430.966	39,90	33,70	R\$ por Unidade
31/12/2014	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	73.048.438	40,00	34,07	R\$ por Unidade
31/03/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	5.098.389	49,35	43,75	R\$ por Unidade
30/06/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.290.290	52,24	39,10	R\$ por Unidade
30/09/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	68.708	38,50	35,10	R\$ por Unidade
31/03/2014	Ações	Preferencial	PNB	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	35,00	35,00	R\$ por Unidade
31/12/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	147.582	49,00	34,00	R\$ por Unidade
30/06/2014	Ações	Preferencial	PNB	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	35,00	35,00	R\$ por Unidade
30/09/2014	Ações	Preferencial	PNB	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	35,00	35,00	R\$ por Unidade
31/12/2014	Ações	Preferencial	PNB	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	35,00	35,00	R\$ por Unidade
Exercício social 31/12/2013									
Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	8.690.000	49,90	41,14	R\$ por Unidade
30/06/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	11.004.000	52,85	41,31	R\$ por Unidade
30/09/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	6.450.000	43,88	38,50	R\$ por Unidade
31/12/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	7.386.000	44,70	38,50	R\$ por Unidade
31/03/2013	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	200.381.000	50,90	39,02	R\$ por Unidade
30/06/2013	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	209.845.000	53,05	40,10	R\$ por Unidade

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados**Exercício social 31/12/2013**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
30/09/2013	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	197.532.000	43,90	37,00	R\$ por Unidade
31/12/2013	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	176.620.000	42,34	37,82	R\$ por Unidade

Exercício social 31/12/2012

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	9.008.165	38,18	31,63	R\$ por Unidade
30/06/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	19.035.636	38,99	29,70	R\$ por Unidade
30/09/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	22.771.898	41,94	32,06	R\$ por Unidade
31/12/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	19.004.517	45,69	32,03	R\$ por Unidade
31/03/2012	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	122.624.780	40,09	33,40	R\$ por Unidade
30/06/2012	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	147.010.540	41,07	33,79	R\$ por Unidade
30/09/2012	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	181.356.107	42,55	35,62	R\$ por Unidade
31/12/2012	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	279.302.174	46,11	32,02	R\$ por Unidade
31/03/2012	Ações	Preferencial	PNB	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	3.500	35,00	35,00	R\$ por Unidade

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	3ª emissão de debêntures simples da Companhia
Data de emissão	15/10/2011
Data de vencimento	15/10/2018
Quantidade (Unidades)	40.000
Valor total (Reais)	400.000.000,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas entre investidores qualificados, nos termos da Instrução CVM 476/09 e depois de decorridos 90 (noventa) dias da data da respectiva subscrição ou aquisição, nos termos da Instrução CVM 476/09.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide item 18.10 para maiores detalhes.
Características dos valores mobiliários	ii. juros Sobre o valor nominal das debêntures da 1ª série incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, extragrupo, na forma percentual, calculada e divulgada diariamente pela CETIP no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br), capitalizada de um spread ou sobretaxa de 0,97% ao ano. As debêntures da 2ª série farão jus a juros remuneratórios a uma taxa de 6,85% ao ano. iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto Não há. iv. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado Quirografário v. eventuais restrições impostas ao emissor em relação: Não há. vi. o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A. Avenida das Américas, n.º 500, bloco 13 C, grupo 205 22640-100 Rio de Janeiro, RJ At.: Gustavo Dezouart Telefone: (21) 3514-0000 Fac-símile: (21) 3514-0099 Correio Eletrônico: gustavo.dezouart@oliveiratrust.com.br e agente@oliveiratrust.com.br Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 3ª emissão de debêntures da Companhia e seus respectivos aditamentos, observada a Instrução CVM 28/83.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	A Companhia poderá, observados os termos e condições estabelecidos a seguir e mediante deliberação em Reunião de Conselho de Administração, a seu exclusivo critério: (a) a partir do 36º (trigésimo sexto) mês (exclusive) após a Data de Emissão, para as Debêntures da Primeira Série (“Período de Resgate Antecipado da Primeira Série”); e (b) a partir do 48º (quadragésimo oitavo) mês (exclusive) após a Data de Emissão, para as Debêntures da Segunda Série (“Período de Resgate Antecipado da Segunda Série” e, em conjunto com o Período de Resgate Antecipado da Primeira Série, os “Períodos de Resgate Antecipado”), realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso (“Resgate Antecipado”). As Debêntures adquiridas pela Companhia poderão, a critério da Emissora, ser canceladas, permanecer em tesouraria ou ser novamente colocadas no mercado.
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	2ª emissão de debêntures simples da Companhia
Data de emissão	15/07/2009
Data de vencimento	15/07/2014
Quantidade (Unidades)	24.500
Valor total (Reais)	245.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Hipótese e cálculo do valor de resgate

A Emissora poderá, observados os termos e condições estabelecidos a seguir e mediante deliberação em reunião de conselho de administração, a seu exclusivo critério: (a) a partir do 12º mês (exclusive) após a data de emissão, para as debêntures da 1ª série ("Período de Resgate Antecipado da 1ª Série"); e (b) a partir do 24º mês (exclusive) após a data de emissão, para as debêntures da 2ª Série ("Período de Resgate Antecipado da 2ª Série" e, em conjunto com o Período de Resgate Antecipado da 1ª Série, os "Períodos de Resgate Antecipado"), realizar o resgate antecipado total ou parcial das debêntures da 1ª série e/ou das debêntures da 2ª série, conforme o caso ("Resgate Antecipado Facultativo").

Na comunicação de resgate deverá constar: (a) a Data de Resgate Antecipado respectiva; (b) se o Resgate Antecipado Facultativo será total ou parcial; (c) a menção de que o valor correspondente ao pagamento do valor nominal das debêntures será devidamente atualizado até a Data de Resgate Antecipado (conforme aplicável), observado o disposto no parágrafo acima, acrescido (i) dos juros remuneratórios da 1ª série e/ou dos juros remuneratórios da 2ª série, conforme aplicável, calculados pro rata temporis desde a data de emissão ou da data de pagamento dos juros remuneratórios da 1ª série imediatamente anterior ou da data de pagamento dos juros remuneratórios da 2ª série imediatamente anterior, conforme o caso, até a Data de Resgate Antecipado ("Valor de Resgate") e (ii) de prêmio de resgate a ser calculado de acordo com os parágrafos abaixo; e (d) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do resgate antecipado.

Debêntures da 1ª série: O(s) prêmio(s) de resgate a que farão jus os debenturistas da 1ª série por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo das debêntures da 1ª série será (ão) calculado(s) de acordo com a fórmula abaixo:

$$P = d/D * 0,0075 * \text{Valor de Resgate}$$

onde:

P = prêmio de resgate, em reais, apurado sobre o valor de resgate, calculado com 2 casas decimais, sem arredondamento;

d = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo e a data de vencimento da 1ª série; e

D = quantidade de dias corridos entre a data de início do Período de Resgate Antecipado da Primeira Série e a data de vencimento da 1ª Série.

Debêntures da 2ª série: O(s) prêmio(s) de resgate a que farão jus os debenturistas da 2ª série por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo das debêntures da 2ª série será (ão) calculado(s) de acordo com a fórmula abaixo:

$$P = d/D * 0,015 * \text{Valor de Resgate}$$

onde:

P = prêmio de resgate, em reais, apurado sobre o Valor de Resgate, calculado com 2 casas decimais, sem arredondamento;

d = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo e a data de vencimento da 2ª série; e

D = quantidade de dias corridos entre a data de início do Período de Resgate Antecipado da 2ª série e a data de vencimento da 2ª série.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários

As debêntures da 1ª série terão prazo de vencimento de 2 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de julho de 2011 e as debêntures da 2ª série terão prazo de vencimento de 5 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de julho de 2014.

ii. juros

Sobre o valor nominal das debêntures da 1ª série incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, extragrupo, na forma percentual, calculada e divulgada diariamente pela CETIP no informativo diário, disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>), capitalizada de um spread ou sobretaxa de 0,95% ao ano.

As debêntures da 2ª série farão jus a juros remuneratórios a uma taxa de 7,50% ao ano.

iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto

Não há.

iv. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado

Quirografário

v. eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

- à distribuição de dividendos
- à alienação de determinados ativos
- à contratação de novas dívidas
- à emissão de novos valores mobiliários

Não há.

vi. o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato

Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Rua Sete de Setembro, 99, 24º andar
20050-005 Rio de Janeiro, RJ
At.: Sr. Carlos Alberto Bacha / Sr. Rinaldo Rabello Ferreira
Tel.: (21) 2507-1949
Fax: (21) 2507-1773
www.pavarini.com.br

Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 2ª emissão de debêntures da Companhia, observada a Instrução CVM 28/83.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Não haverá repactuação programada.

Outras características relevantes

A Companhia poderá, a qualquer tempo, adquirir as debêntures em circulação, por preço não superior ao seu valor nominal, acrescido da remuneração aplicável até a data da aquisição, calculada pro rata temporis, desde a data da emissão ou da última data de pagamento da remuneração, observado o disposto no artigo 55, parágrafo segundo da Lei das Sociedades por Ações. As debêntures objeto de aquisição facultativa poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria ou ser novamente colocadas no mercado.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

As ações de emissão da Companhia são negociadas na BM&FBovespa e têm como agente custodiante o Banco Itaú S.A., através de sua corretora

As Debêntures da 2ª emissão da Companhia são registradas para negociação no mercado secundário por meio **(a)** do SND - Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas na CETIP; e **(b)** do Sistema Bovespa Fix, administrado pela BM&FBovespa S.A.- Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sendo as negociações liquidadas e as Debêntures custodiadas na BM&FBovespa.

As Debêntures da 3ª emissão da Companhia também são registradas para negociação no mercado secundário por meio **(a)** do SND - Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas na CETIP; e **(b)** do Sistema Bovespa Fix, administrado pela BM&FBovespa S.A.- Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sendo as negociações liquidadas e as Debêntures custodiadas na BM&FBovespa.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

Não aplicável à Companhia.

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

Não aplicável à Companhia.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

OPA

No dia 14 de janeiro de 2014, A Companhia comunicou ao mercado que foi informada, naquela data, que a Enersis S.A., sua acionista controladora indireta, sociedade anônima chilena de capital aberto com sede na Cidade de Santiago, Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, em reunião de seu Conselho de Administração realizada naquela data, aprovou a realização de uma Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações (OPA), juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 361, de 5 de março de 2002 (Instrução CVM 361/02), conforme alterada, com o objetivo de adquirir até a totalidade das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais Classe A, e Ações Preferenciais Classe B de emissão da Companhia em circulação no mercado.

O Leilão da OPA ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2014, tendo a Enersis S.A. adquirido 2.964.650 Ações Ordinárias; 8.818.006 Ações Preferenciais Classe A e 424 Ações Preferenciais Classe B. Em razão das aquisições acima, o grupo econômico da Enersis S.A. passou a deter, direta e indiretamente, (i) 47.026.083 Ações Ordinárias, representativas de, aproximadamente, 97,83% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,40% do capital social da Companhia; (ii) 10.588.006 Ações Preferenciais Classe "A", representativas de, aproximadamente, 37,48% do total de Ações Preferenciais Classe "A" de emissão da Companhia e 13,60% do capital social da Companhia; e (iii) 424 Ações Preferenciais Classe "B", representativas de, aproximadamente, 0,03% do total de Ações Preferenciais Classe "B" de emissão da Companhia e 0,00054% do capital social da Companhia.

Tendo em vista que a Enersis S.A. adquiriu mais de 2/3 do total de Ações Ordinárias em circulação, está obrigada, diretamente ou por meio de outra sociedade por ela controlada direta ou indiretamente, a adquirir, nas condições estabelecidas no Edital da OPA, Ações Ordinárias em circulação de qualquer(s) interessado(s) em vendê-las, pelo prazo de 3 meses contado de 17 de fevereiro de 2014, conforme estabelecido na Cláusula 10.2 do Edital da OPA, e nos termos do §2º do artigo 10 da Instrução CVM 361/02.

No dia 19 de maio, a Enersis S.A. comunicou, ainda, que, somando as ações por ela adquiridas através da OPA Voluntária e durante o Período Adicional, adquiriu um total de 3.002.812 ações ordinárias, 8.818.006 ações Preferenciais Classe "A" e 424 Ações Preferenciais Classe "B", com um investimento total no montante de R\$ 579 milhões. Consequentemente, o grupo econômico da Ofertante passou a deter, direta e indiretamente, aproximadamente, 74,05% do capital social total da Companhia.

18.10 - Outras informações relevantes

Detalhamento do item 18.1:

d) direitos no reembolso de capital

As ações preferenciais da Companhia tem prioridade no reembolso de capital pelo valor do patrimônio líquido, no caso de liquidação da Companhia. Já as ações ordinárias não possuem prioridade no reembolso do capital.

e) direito a participação em oferta pública por alienação de controle

Nos termos da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, na hipótese de alienação de controle da Companhia, todos os titulares de ações ordinárias têm direito de incluir suas ações em oferta pública de aquisição de ações, que deverá ser realizada pelo respectivo adquirente, e de receber 80% do valor pago por ação com direito a voto, integrante do bloco de controle.

f) restrições à circulação

Nos termos da Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada, a Companhia, os acionistas controladores, os membros do conselho de administração, os diretores e membros do conselho fiscal, os membros dos comitês e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, bem como qualquer outra pessoa que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, são proibidos de negociar com valores mobiliários de emissão da Companhia, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários de emissão da Companhia, antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia.

Esta restrição também é aplicável: (A) aos membros do conselho de administração, diretores e membros do Conselho Fiscal que se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão, por um período de seis meses a contar da data em que tais pessoas se afastaram de seus cargos; (B) em caso de existência de intenção de promover operações de fusão, incorporação, cisão total ou parcial, ou reorganização societária envolvendo a Companhia; (C) à Companhia, caso tenha sido celebrado qualquer acordo ou contrato visando à transferência do controle acionário respectivo, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim; (D) durante o período de 15 dias anteriores à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (Formulário de Referência e DFP) exigidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM; e (E) aos acionistas controladores, membros do conselho de administração e diretores da Companhia, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de ações da Companhia pela própria Companhia ou por qualquer controlada, coligada ou outra companhia sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim.

Adicionalmente, deverão ser submetidas à prévia aprovação do poder concedente (União) as transferências das ações com direito a voto que impliquem na mudança do controle acionário da COELCE, bem como não poderão ser averbadas transferências de propriedade de ações com direito de voto, que impliquem em alienação do bloco de controle, sem que o novo titular firme, junto com o termo de transferência, declaração que se obriga a observar e a cumprir todas as cláusulas estabelecidas no contrato de concessão.

g) condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o estatuto social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em assembleias gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos: (a) direito a participar da distribuição dos lucros; (b) direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; (c) direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976; (d) direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, a gestão dos negócios sociais; (e) direito de votar nas assembleias gerais; e (f) direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

As condições de alteração dos direitos assegurados aos valores mobiliários, adotadas pela Companhia, estão em conformidade com a legislação vigente, dessa forma: é necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto, para deliberar sobre:

- (i) criação de ações preferenciais ou aumento de classe de ações preferenciais existentes, sem guardar proporção com as demais classes de ações preferenciais, salvo se já previstos ou autorizados pelo Estatuto Social da Companhia;
- (ii) 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; e
- (iii) redução do dividendo obrigatório.

A eficácia das aprovações de alterações previstas nos itens “(i)” e “(ii)” acima depende de prévia aprovação ou da ratificação, no 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 das Sociedades por Ações, nos termos do artigo 136 de tal lei.

Aprovada qualquer alteração nas condições dos direitos assegurados aos referidos valores mobiliários, ao acionista dissidentes dar-se-á o direito de retirar-se da Companhia mediante reembolso do valor de suas ações e será as regras impostas pelo artigo 137 da Lei das Sociedades por Ações deverão ser observadas. O valor de reembolso a ser pago pela Companhia, nos casos previstos em Lei, será o valor econômico da Companhia dividido pelo número total de ações, sendo tal valor econômico apurado em avaliação, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

h) outras características relevantes

Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.

18.10 - Outras informações relevantes

i) emissores estrangeiros devem identificar as diferenças entre as características descritas nos itens “a” a “i” e aquelas normalmente atribuídas a valores mobiliários semelhantes emitidos por emissores nacionais, diferenciando quais são próprias do valor mobiliário descrito e quais são impostas por regras do país de origem do emissor ou do país em que seus valores mobiliários estão custodiados

Não aplicável

Detalhamento do item 18.5:

g) possibilidade de resgate, indicando:

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

A Companhia poderá, observados os termos e condições estabelecidos a seguir e mediante deliberação em Reunião de Conselho de Administração, a seu exclusivo critério: (a) a partir do 36º (trigésimo sexto) mês (exclusive) após a Data de Emissão, para as Debêntures da Primeira Série (“Período de Resgate Antecipado da Primeira Série”); e (b) a partir do 48º (quadragésimo oitavo) mês (exclusive) após a Data de Emissão, para as Debêntures da Segunda Série (“Período de Resgate Antecipado da Segunda Série” e, em conjunto com o Período de Resgate Antecipado da Primeira Série, os “Períodos de Resgate Antecipado”), realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso (“Resgate Antecipado”).

O Resgate Antecipado somente poderá ocorrer, observado os respectivos Períodos de Resgate Antecipado, mediante publicação de comunicação dirigida aos Debenturistas a ser amplamente divulgada nos termos do item 4.17. desta Escritura de Emissão (“Comunicação de Resgate”) com antecedência mínima de 15 (quinze) dias da data do efetivo Resgate Antecipado a ser implementado pela Emissora (“Data de Resgate Antecipado”). A Data de Resgate Antecipado deverá, obrigatoriamente, ser um Dia Útil. Para todos os fins de direito, a CETIP deverá ser comunicada acerca do Resgate Antecipado, total ou parcial, por meio de correspondência a ser encaminhada pela Emissora, em conjunto com o Agente Fiduciário, com no mínimo 2 (dois) Dias Úteis de antecedência da Data de Resgate Antecipado.

Na Comunicação de Resgate deverá constar: (a) a Data de Resgate Antecipado respectiva; (b) se o Resgate Antecipado será total ou parcial; (c) a menção de que o preço unitário de resgate das Debêntures (“Puresgate”), a ser calculado de acordo com os subitens 4.11.3 e 4.11.4 abaixo, será correspondente ao Valor Nominal Unitário das Debêntures devidamente atualizado até a Data de Resgate Antecipado, conforme aplicável, observado o disposto no item 4.3 acima, acrescido (i) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou a Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior ou a Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série, imediatamente anterior, conforme o caso, até a Data de Resgate Antecipado, e (ii) de prêmio de resgate; e (d) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado.

O preço unitário de resgate a que farão jus os Debenturistas da Primeira Série por ocasião do Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série será calculado somando o prêmio de resgate ao Valor Nominal Unitário ou o Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração da Primeira Série devida e não paga até a data do Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série, de acordo com a fórmula abaixo:

$$\text{Pu resgate} = \text{VNA} + (d/D * 0,0075 * \text{VNA})$$

onde:

Pu resgate = Preço unitário de resgate

VNA = Valor Nominal Unitário ou o Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração da Primeira Série devida e não paga até a data do Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série;

d = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo Resgate Antecipado e a Data de Vencimento da Primeira Série; e

D = quantidade de dias corridos entre a data de início do Período de Resgate Antecipado da Primeira Série e a Data de Vencimento da Primeira Série.

O preço unitário de resgate a que farão jus os Debenturistas da Segunda Série por ocasião do Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série será o maior valor entre (A) e (B) abaixo:

(A) Soma do prêmio de resgate ao Valor Nominal Unitário ou o Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, corrigido conforme Atualização Monetária da Segunda Série até a data do Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e acrescido da Remuneração da Segunda Série devida e não paga até a data do Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, de acordo com a fórmula abaixo;

$$\text{Pu resgate} = \text{VNA} + (d/D * 0,015 * \text{VNA})$$

onde:

Pu resgate = Preço unitário de resgate

VNA = Valor Nominal Unitário ou o Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, corrigido conforme Atualização Monetária da Segunda Série até a data do Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e acrescido da Remuneração da Segunda Série devida e não paga até a data do Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série;

d = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo Resgate Antecipado e a Data de Vencimento da Segunda Série; e

D = quantidade de dias corridos entre a data de início do Período de Resgate Antecipado da Segunda Série e a Data de Vencimento da Segunda Série; e

(B) A soma (i) do Valor Nominal Unitário ou o Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, corrigido conforme Atualização Monetária da Segunda Série até a data do Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série inclusive, e (ii) da Remuneração das Debêntures da Segunda Série não paga, desde a data do efetivo Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série até a Data de Vencimento da Segunda Série, trazidos a valor presente até a data do efetivo Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, utilizando-se uma taxa percentual ao ano (“Taxa de Desconto”), base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, que corresponderá à soma exponencial (a) da taxa percentual ao ano, base 252

18.10 - Outras informações relevantes

(duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, da NTN-B (conforme definida abaixo) e (b) de uma sobretaxa (*spread*) de 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, que pode ser calculado com base na seguinte fórmula:

$$PU_{resgate} = \sum_{k=1}^n \left(\frac{VNE_k}{FVP_k} \times C_{resgate} \right)$$

onde:

VNE_k = Valor Nominal Unitário de cada uma das parcelas vincendas “k” das Debêntures da Segunda Série, sendo o valor de cada parcela “k” calculado por meio da soma do respectivo valor nominal e da remuneração definida após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, conforme previsto na tabela abaixo a ser complementada no aditamento à presente Escritura de Emissão após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*,

n = número total de parcelas ainda não amortizadas das Debêntures da Segunda Série, conforme tabela abaixo, sendo n um número inteiro;

K	Datas de Amortização da Segunda Série	VNE (A)	Remuneração (B)	VNE _k (A+B)
1	15 de outubro de 2016	R\$ 3.333,30	R\$ 685,00	R\$ 4.018,30
2	15 de outubro de 2017	R\$ 3.333,30	R\$ 452,92	R\$ 3.786,22
3	15 de outubro de 2018	R\$ 3.333,40	R\$ 226,47	R\$ 3.559,87

$C_{resgate}$ = Fator da variação acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, apurado e divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE calculado com 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento, apurado desde a Data de Emissão da Segunda Série até a data do efetivo Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série.

FVP_k = fator de valor presente apurado conforme fórmula a seguir, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$FVP_k = [(1 + NTN-B) \times (1 + 0,005)]^{(n_k/252)}$$

NTN-B = a menor taxa da NTN-B, entre: (a) a média aritmética das taxas anuais indicativas divulgadas pela ANBIMA para as Notas do Tesouro Nacional – série B (“NTN-B”) que tenha um prazo de vencimento mais próximo ao prazo remanescente para o vencimento das Debêntures da Segunda Série apurada no dia útil imediatamente anterior à data do efetivo Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série; ou (b) taxa média de referência praticada por pelo menos 3 (três) instituições financeiras de primeira linha apurada no dia útil imediatamente anterior à data do efetivo Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série.

n_k = número de dias úteis entre a data do efetivo Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, exclusive, e a Data de Amortização da Segunda Série programada de cada parcela “k” vincenda inclusive, conforme tabela acima.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não realizou nenhum plano de recompra nos últimos 3 anos.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui valores mobiliários mantidos em tesouraria.

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui valores mobiliários mantidos em tesouraria.

19.4 - Outras informações relevantes

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

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação**17/12/2001****Cargo e/ou função**

Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa ou, ainda, quem quer que tenham firmado o Termo de Adesão, titulares de valores mobiliários de emissão da Empresa, seja em nome próprio, seja em nome do(a) Cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente; do(a) Companheiro(a); dependente indicado na declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente

Principais características

Dentro da Política de Divulgação – N.001, conforme item 21.2 deste Formulário:

4.4 - Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas

4.4.1 - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa ou, ainda, quem quer que tenham firmado o Termo de Adesão, titulares de valores mobiliários de emissão da Empresa, seja em nome próprio, seja em nome do(a) Cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente; do(a) Companheiro(a); dependente indicado na declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente, deverão informar à Empresa, à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores, a quantidade, as características e a forma de aquisição de valores mobiliários de sua titularidade, bem como as alterações em suas posições acionárias.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização

Nos termos da Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada, a Companhia, os acionistas controladores, os membros do conselho de administração, os diretores e membros do conselho fiscal, os membros dos comitês e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, bem como qualquer outra pessoa que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, são proibidos de negociar com valores mobiliários de emissão da Companhia, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários de emissão da Companhia, antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia.

Esta restrição também é aplicável: (A) aos membros do conselho de administração, diretores e membros do Conselho Fiscal que se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão, por um período de seis meses a contar da data em que tais pessoas se afastaram de seus cargos; (B) em caso de existência de intenção de promover operações de fusão, incorporação, cisão total ou parcial, ou reorganização societária envolvendo a Companhia; (C) à Companhia, caso tenha sido celebrado qualquer acordo ou contrato visando à transferência do controle acionário respectivo, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim; (D) durante o período de 15 dias anteriores à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (Formulário de Referência e DFP) exigidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM; e (E) aos acionistas controladores, membros do conselho de administração e diretores da Companhia, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de ações da Companhia pela própria Companhia ou por qualquer controlada, coligada ou outra companhia sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim.

Adicionalmente, deverão ser submetidas à prévia aprovação do poder concedente (União) as transferências das ações com direito a voto que impliquem na mudança do controle acionário da COELCE, bem como não poderão ser averbadas transferências de propriedade de ações com direito de voto, que impliquem em alienação do bloco de controle, sem que o novo titular firme, junto com o termo de transferência, declaração que se obriga a observar e a cumprir todas as cláusulas estabelecidas no contrato de concessão.

20.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e 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 possui uma norma interna (Política de Divulgação – N.001), para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva, conforme descrita no item 21.2 deste Formulário.

Não obstante, de acordo com a legislação do mercado de valores mobiliários, devemos informar à CVM e à BM&FBovespa a ocorrência de qualquer ato ou fato relevante que diga respeito aos nossos negócios. A Instrução CVM 358 dispõe sobre a divulgação e uso de informações sobre ato ou fato relevante relativo às companhias abertas, regulando o seguinte: (i) estabelece o conceito de fato relevante, estando incluído nesta definição qualquer decisão de acionistas controladores, deliberação de assembleia geral ou dos órgãos da administração de companhia aberta, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos negócios da companhia, que possa influir de modo ponderável na (a) cotação dos valores mobiliários; (b) decisão de investidores em comprar, vender ou manter tais valores mobiliários; e (c) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titulares de valores mobiliários emitidos pela companhia; (ii) dá exemplos de ato ou fato potencialmente relevante que incluem, entre outros, a assinatura de acordo ou contrato de transferência do controle acionário da companhia, ingresso ou saída de sócio que mantenha com a companhia contrato ou colaboração operacional, financeira, tecnológica ou administrativa, incorporação, fusão ou cisão envolvendo a companhia ou sociedades ligadas; (iii) obriga o diretor de relações com investidores, os acionistas controladores, diretores, membros dos conselhos de administração e fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas a comunicar qualquer fato relevante à CVM; (iv) requer a divulgação simultânea de fato relevante em todos os mercados onde a companhia tenha as suas ações listadas para negociação; (v) obriga o adquirente do controle acionário de companhia aberta a divulgar fato relevante, incluindo a sua intenção de cancelar o registro de companhia aberta no prazo de 1 ano da aquisição; (vi) estabelece regras relativas à divulgação de aquisição ou alienação de participação relevante em companhia aberta; e (vii) restringe o uso de informação privilegiada.

Nos termos da Instrução CVM 358, em circunstâncias excepcionais, podemos submeter à CVM um pedido de tratamento confidencial com relação a um ato ou fato relevante, quando nossos acionistas controladores ou nossos administradores entenderem que a divulgação colocaria em risco interesse legítimo da Companhia.

Além das divulgações legais e regulamentares, os principais canais de divulgação da Companhia são:

Site de Relações com Investidores (RI)

A Companhia possui site especializado em Relações com Investidores no endereço www.coelce.com.br/ri.htm. Através deste canal, as informações mais relevantes para o desempenho econômico-financeiro para a Companhia são divulgadas, bem como documentos legais, comentários de desempenho, apresentações, entre outros. O site é constantemente atualizado.

Mailing List

A Companhia dispõe de ferramenta conhecida com *Mailing List*, que consiste em uma base de dados de investidores e acionistas cadastrados através do site de relações com investidores, e que, quando oportuno, recebem comunicados, informes, relatórios e notícias relevantes para o desempenho econômico-financeiro para a Companhia.

Divulgação de Resultados – Earnings Releases

Após o fechamento de cada trimestre, a companhia elabora uma análise detalhada do resultado operacional e econômico-financeiro do período encerrado, trazendo ao público as explicações para as variações mais relevantes entre os trimestres e períodos comparados. Este documento, denominado de Earnings Release, é divulgado no site de Relações com Investidores e enviados por *Mailing List* para todos os investidores cadastrados em nossa base de comunicação.

Teleconferência/Webcast

Após o fechamento de cada trimestre, a companhia realiza uma apresentação para o mercado, onde o principal executivo da empresa (Diretor Presidente) discorre sobre o resultado operacional e econômico-financeiro do período encerrado, trazendo ao público as explicações para as variações mais relevantes entre os trimestres e períodos comparados. Esse evento é transmitido por meio telefônico e pela internet, simultaneamente.

Canal de Relações com Investidores

A Companhia possui diversos canais de comunicação para os investidores e acionistas entrarem em contato diretamente com a área de relações com investidores. Além dos telefones, que são divulgados diretamente no site, a Companhia também dispõe do e-mail investor@coelce.com.br, que é direcionado para os analistas da área de relações com investidores..

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 mantém a seguinte norma de política de divulgação de ato ou fato relevante:

1 OBJETIVO

A presente Norma tem por objetivo estabelecer critérios de divulgação de Ato e Fato Relevante, os quais deverão ser observados dentro da COELCE.

2 ALCANCE

Aplica-se esta Norma as pessoas abaixo relacionadas, onde devem firmar, nos exatos termos dos artigos 15, § 1º, inciso I e 16, § 1º da Instrução CVM nº 358/02 e, ainda, conforme o modelo constante do Anexo I, o Termo de Adesão anexo à presente Norma:

(i) Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal e, ainda, integrantes dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa;

(ii) Executivos e Funcionários com acesso a Informação Relevante;

(iii) por quem quer que tenha conhecimento de informação relativa a Ato ou Fato Relevante sobre a Empresa, em razão de cargo, função ou posição na Empresa.

3. CONCEITOS

• “Acionistas Controladores” ou “Controladora” - o acionista ou grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum que exerça o poder de controle da COELCE, nos termos da Lei n.º 6.404/76 e suas alterações posteriores.

• “Administradores” - os diretores e membros do conselho de administração, titulares e suplentes, da COELCE.

• “Conselheiros Fiscais” - os membros do conselho fiscal da Empresa, titulares e suplentes, eleitos conforme deliberação da assembleia geral ordinária.

• “Corretoras Credenciadas” - as corretoras de valores mobiliários credenciadas pela Empresa para negociação de seus valores mobiliários por parte das pessoas sujeitas a este Norma.

• “Ex-Administradores” - os ex-diretores e ex-conselheiros, que deixarem de integrar a administração da Empresa.

• “Funcionários e Executivos com acesso a informação relevante” - os empregados da Empresa que, em virtude de seu cargo, função ou posição na Empresa tenham acesso a qualquer Informação Privilegiada.

• “Informação Privilegiada” ou “Informação Relevante” - toda informação relevante relacionada à Empresa capaz de influir de modo ponderável na cotação dos Valores Mobiliários e ainda não divulgada ao público investidor.

• “Instrução CVM nº 358/02” - a Instrução CVM nº 358, de 03 de janeiro de 2002, que dispõe sobre a divulgação e uso de informações sobre Ato ou Fato Relevante relativos às Empresas abertas, bem como sobre a negociação de valores mobiliários de emissão de Empresa aberta na pendência de fato relevante não divulgado ao mercado, dentre outras matérias.

• “Pessoas Ligadas” - as pessoas que mantenham os vínculos indicados a seguir com diretores, membros do conselho de administração, Conselheiros Fiscais e membros dos Órgãos com Funções Técnicas ou Consultivas da Empresa: (i) o cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, (ii) o(a) companheiro(a); (iii) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda e (iv) as sociedades controladas direta ou indiretamente, seja pelos administradores e assemelhados, seja pelas Pessoas Ligadas.

• “Sociedades Coligadas” - as sociedades em que a Empresa participe, com 10% (dez por cento) ou mais, sem controlá-las.

• “Sociedades Controladas” - as sociedades nas quais a Empresa, diretamente ou através de outras controladas, é titular de direitos de sócia que lhe assegurem, de modo permanente, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos administradores.

• “Valores Mobiliários” - A expressão “Valores Mobiliários” é empregada neste Norma abrangendo quaisquer ações, debêntures, bônus de subscrição, recibos e direitos de subscrição, notas promissórias, opções de compra ou de venda, índices e derivativos de qualquer espécie ou, ainda, quaisquer outros títulos ou contratos de investimento coletivo de emissão da Empresa, ou a eles referenciados, que por determinação legal, sejam considerados valor mobiliário.

4 CONTEÚDO

4.1 Critérios Gerais

4.1.1 - Ato ou Fato Relevante, nos termos do artigo 155, § 1º, da Lei nº 6.404/76 e do artigo 2º da Instrução CVM nº 358/02 é: qualquer decisão de Acionista(s) Controlador(es), deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da Empresa ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

I - na percepção de valor da Empresa;

II - na cotação dos Valores Mobiliários;

III - na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles Valores Mobiliários; ou

IV - na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular dos Valores Mobiliários.

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

4.1.1.1 - São exemplos de Ato ou Fato Relevante aqueles constantes do Art. 2º da Instrução CVM nº 358/02.

4.1.2 - Fica impedido o uso indevido de informações privilegiadas no mercado de valores mobiliários pelas pessoas que as tenham acesso, em proveito próprio ou de terceiros e em detrimento dos investidores em geral, do mercado e da própria Empresa.

4.1.3 - As informações acerca dos negócios e das atividades da Empresa, resultantes de deliberações de seus Acionistas Controladores e Administradores, as quais possam repercutir nas negociações dos valores mobiliários da Empresa, serão divulgadas em conformidade com as orientações da CVM e em especial a Instrução CVM nº 358/02 e, ainda, ao disposto nesta Norma, e sempre através de informe denominado "ATO RELEVANTE ou FATO RELEVANTE".

4.2 - Comunicação e Divulgação de Ato ou Fato Relevante

4.2.1 - A informação sobre Ato ou Fato Relevante deverá ser simultaneamente comunicada à CVM e às Bolsas de Valores.

4.2.2 - A divulgação de Ato ou Fato Relevante dar-se-á por meio de publicação nos jornais de grande circulação, usualmente utilizados pela Empresa, de forma resumida mas com a indicação do endereço na Internet onde a informação completa estará disponível a todos os investidores.

4.3 - Sigilo do Ato ou Fato Relevante

4.3.1 - Objetivando preservar interesse legítimo da Empresa, nos termos do art. 6º da Instrução CVM nº 358/02, o Ato ou Fato Relevante, excepcionalmente, deixará de ser comunicado e divulgado.

4.3.2 - Na hipótese da informação escapar ao controle ou havendo oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários da Empresa, os Administradores e Acionistas Controladores, ainda que tenham decidido pela não divulgação de Ato ou Fato Relevante, devem divulgar imediatamente o Ato ou Fato Relevante, diretamente ou através do Diretor de Relações com Investidores.

4.3.3 - Os Administradores e Acionistas Controladores poderão solicitar à CVM que, excepcionalmente, decida pelo sigilo do Ato ou Fato Relevante, cuja divulgação caracterize risco aos interesses legítimos da Empresa.

4.4 - Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas

4.4.1 - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa ou, ainda, quem quer que tenham firmado o Termo de Adesão, titulares de valores mobiliários de emissão da Empresa, seja em nome próprio, seja em nome do(a) Cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente; do(a) Companheiro(a); dependente indicado na declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente, deverão informar à Empresa, à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores, a quantidade, as características e a forma de aquisição de valores mobiliários de sua titularidade, bem como as alterações em suas posições acionárias.

4.4.1.1 - A informação deverá ser encaminhada observando o disposto no § 2º do art. 11 da Instrução CVM nº 358/02.

5. RESPONSABILIDADES

5.1 - Compete ao Diretor de Relações com Investidores:

- (i) administrar todas as informações relativas a Ato ou Fato Relevante da Empresa;
- (ii) responder pela divulgação e comunicação de Ato ou Fato Relevante;
- (iii) observar os prazos de informação e divulgação estabelecidos nos arts. 3º e 5º da Instrução CVM nº 358/02; e
- (iv) responder pela execução e acompanhamento da presente Norma.

5.2 - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa ou, ainda, quem quer que tenha firmado o Termo de Adesão, ficam obrigados a:

- i) guardar sigilo das informações relativas a Ato ou Fato Relevante às quais tenham acesso privilegiado até sua divulgação ao mercado;
- II) zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento do dever de sigilo.
- III) comunicar qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao Diretor de Relações com Investidores;
- IV) agir, invariavelmente, com lealdade e veracidade, objetivando assegurar aos investidores informações necessárias às suas decisões de investimento;
- V) assegurar que a divulgação de informações acerca da situação patrimonial e financeira da Empresa seja precisa e completa, tudo na forma prevista nesta Norma e na regulamentação vigente;
- VI) comunicar, imediatamente, o Ato ou Fato Relevante à CVM, na hipótese em que, no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, e não se configurando a decisão de manter sigilo, na forma do art. 6º da Instrução CVM nº 358/02, o Diretor de Relações com Investidores seja omissor.

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 e 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

A Companhia não adquiriu ou alienou qualquer ativo relevante, nos 3 últimos anos, que não se enquadre como operação normal nos seus negócios.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na formação de condução dos nossos negócios.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não houve contratações relevantes pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com as atividades operacionais da Companhia.

22.4 - Outras informações relevantes

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