

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	3
1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores	4

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	5
2.3 - Outras informações relevantes	7

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	8
3.2 - Medições não contábeis	9
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	10
3.4 - Política de destinação dos resultados	11
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	12
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	13
3.7 - Nível de endividamento	14
3.8 - Obrigações	15
3.9 - Outras informações relevantes	16

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	17
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	25
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	27
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	40
4.5 - Processos sigilosos relevantes	41
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	42
4.7 - Outras contingências relevantes	44

Índice

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	45
5. Gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 - Política de gerenciamento de riscos	46
5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado	48
5.3 - Descrição dos controles internos	53
5.4 - Alterações significativas	54
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	55
6. Histórico do emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	56
6.3 - Breve histórico	57
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	58
6.6 - Outras informações relevantes	59
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	60
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	61
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	62
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	66
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	67
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	82
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	83
7.8 - Políticas socioambientais	84
7.9 - Outras informações relevantes	86
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Negócios extraordinários	87
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	88
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	89

Índice

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	90
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	91
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	93
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis	94
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	95
9.2 - Outras informações relevantes	96
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	97
10.2 - Resultado operacional e financeiro	115
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	118
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	119
10.5 - Políticas contábeis críticas	125
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	129
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	130
10.8 - Plano de Negócios	131
10.9 - Outros fatores com influência relevante	133
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	134
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	135
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	136
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	140
12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	143
12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	144
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	145
12.7/8 - Composição dos comitês	154

Índice

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	155
12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	156
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	164
12.12 - Práticas de Governança Corporativa	165
12.13 - Outras informações relevantes	167

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	168
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	170
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	174
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	176
13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	177
13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	178
13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	179
13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções	180
13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	181
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	182
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	183
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	184
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	185
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	186
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	187
13.16 - Outras informações relevantes	189

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	190
---------------------------------------	-----

Índice

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	192
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	193
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	194
14.5 - Outras informações relevantes	195

15. Controle e grupo econômico

15.1 / 15.2 - Posição acionária	196
15.3 - Distribuição de capital	217
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	218
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	219
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	220
15.7 - Principais operações societárias	222
15.8 - Outras informações relevantes	224

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	225
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	226
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	231
16.4 - Outras informações relevantes	232

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social	233
17.2 - Aumentos do capital social	234
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	235
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	236
17.5 - Outras informações relevantes	237

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	238
---------------------------	-----

Índice

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	241
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	242
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	243
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	245
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	247
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	248
18.8 - Títulos emitidos no exterior	249
18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	250
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	251
18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	252
18.12 - Outras informações relevantes	253

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	257
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	258
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	259

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	260
20.2 - Outras informações relevantes	261

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	262
21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas	263
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	265
21.4 - Outras informações relevantes	266

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Roberto Zanchi

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira

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



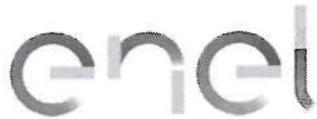
DECLARAÇÃO DO DIRETOR-PRESIDENTE

ROBERTO ZANCHI, italiano, casado, engenheiro, portador do Registro Nacional de Estrangeiro G232331-T, inscrito no CPF/MF sob nº 063.682.037-81, residente e domiciliado na cidade de Fortaleza, CE, com endereço profissional na Rua Padre Valdevino, nº 150, Centro, Fortaleza, CE, na qualidade de **Diretor Presidente** da **Companhia Energética do Ceará – COELCE**, vem por meio desta, em conformidade com o Anexo 24, da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários de nº 480, de 7 de dezembro de 2009, declarar que (a) reviu o Formulário de Referência da Companhia; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (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.

Fortaleza, 21 de setembro de 2017.

ROBERTO ZANCHI

Diretor-Presidente



DECLARAÇÃO DO DIRETOR FINANCEIRO E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

AURELIO RICARDO BUSTILHO DE OLIVEIRA, brasileiro, casado, administrador, portador do documento de identidade nº 05.256.451-5, expedido pelo DETRAN-RJ, inscrito no CPF/MF sob nº 002.533.027-65, residente e domiciliado na cidade do Rio de Janeiro/RJ, com endereço profissional na Praça Leoni Ramos, nº 01, 7º andar, bloco 01, São Domingos, Niterói, Estado do Rio de Janeiro, na qualidade de **Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia Energética do Ceará – COELCE**, vem por meio desta, em conformidade com o Anexo 24, da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários de nº 480, de 7 de dezembro de 2009, declarar que (a) reviu o Formulário de Referência da Companhia; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e (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.

Niterói, 21 de setembro de 2017.

Aurelio R. Bustilho Oliveira
CPF.: 002.533.027-65

AURELIO RICARDO BUSTILHO DE OLIVEIRA

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

1.3. Declaração do Diretor Presidente e de Relações com Investidores

Declarações apresentadas nos itens 1.1 e 1.2.

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

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 a 31/12/2015
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 2015, a remuneração total dos auditores independentes foi de R\$ 447.339,30, sendo R\$ 212.897,45 relativos aos serviços de Auditorias trimestrais e anual da CVM e Interoffice Reporting; R\$ 120.350,18 relativos a Auditoria das demonstrações regulatórias ANEEL e Auditoria do Relatório de Controle Patrimonial; e R\$ 114.091,67 relativos a Auditoria dos projetos de P&D e Eficiência Energética. Em 2014, a remuneração total dos auditores independentes foi de R\$ 322.670,36, sendo R\$ 174.755,92 relativos aos serviços de Auditorias trimestrais e anual da CVM e Interoffice Reporting; R\$ 100.399,44 relativos a Auditoria das demonstrações regulatórias ANEEL; e R\$ 47.515,00 relativos a Auditoria dos projetos de P&D e Efic. Energética.
Justificativa da substituição	De acordo com o art. 142 da Lei das S.A., está dentro a competência do Conselho de Administração "escolher e destituir os auditores independentes da Companhia". Em cumprimento à Instrução Normativa da CVM 308/99, "o auditor independente não pode prestar serviços a um mesmo cliente por prazo superior a 5 anos consecutivos, exigindo-se um intervalo mínimo de 3 anos para a sua recontração". Em reunião realizada em 29 de março de 2011, o Conselho de Administração da Coelce aprovou a contratação da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. para os serviços de auditoria de 2011 à 2015, dando seqüência aos serviços da Deloitte Touche Tohmatsu.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não ocorreu discordância.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Paulo José Machado	13/04/2011 a 31/12/2015	014.319.648-08	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

Possui auditor?	SIM
Código CVM	1032-4
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	BDO RCS AUDITORES IND S/S.
CPF/CNPJ	54.276.936/0001-79
Período de prestação de serviço	01/01/2016
Descrição do serviço contratado	Revisões trimestrais e auditoria anual de acordo com as normas brasileiras de contabilidade para atendimento à CVM e auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL até 31 de dezembro de 2018.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Até 30 de junho de 2017, a remuneração total dos auditores independentes foi de R\$ 60.641,00 sendo R\$ 43.732,00 relativos aos serviços de auditorias trimestrais e anual das demonstrações contábeis societárias; e R\$ 16.910,00 relativos a Auditoria externa das demonstrações contábeis regulatórias. Em 2016, a remuneração total dos auditores independentes foi de R\$ 146.941,00 sendo R\$ 93.296,00 relativos aos serviços de auditorias trimestrais e anual das demonstrações contábeis societárias; R\$ 34.986,00 relativos a Auditoria externa das demonstrações contábeis regulatórias; e R\$ 18.659,00 relativos a procedimentos previamente acordados relativos ao relatório de controle patrimonial (RCP).
Justificativa da substituição	De acordo com o art. 142 da Lei das S.A., está dentre a competência do Conselho de Administração "escolher e destituir os auditores independentes da Companhia". Em cumprimento à Instrução Normativa da CVM 308/99, "o auditor independente não pode prestar serviços a um mesmo cliente por prazo superior a 5 anos consecutivos, exigindo-se um intervalo mínimo de 3 anos para a sua recontração". Em reunião realizada em 03 de maio de 2016, o Conselho de Administração da Coelce aprovou a contratação da BDO RCS AUDITORES IND S/S. para os serviços de auditoria para os exercícios de 2016 à 2018, dando seqüência aos serviços da Ernst & Young.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não ocorreu discordância até o momento.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Jairo da Rocha Soares	03/05/2016 a 31/12/2018	880.740.218-15	Rua Major Quedinho, 90, CONSOLAÇÃO, SAO PAULO, SP, Brasil, CEP 01050-030, Telefone (11) 38485800, Fax (11) 38485800, e-mail: jairo.soares@bdbrazil.com.br

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)	Últ. Inf. Contábil (30/06/2017)	Exercício social (31/12/2016)	Exercício social (31/12/2015)	Exercício social (31/12/2014)
Patrimônio Líquido	2.450.779.000,00	2.313.456.000,00	2.005.047.000,00	1.715.844.000,00
Ativo Total	5.061.637.000,00	4.923.865.000,00	4.609.720.000,00	4.028.141.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	2.106.840.000,00	4.097.446.000,00	4.130.164.000,00	3.617.339.000,00
Resultado Bruto	313.344.000,00	559.139.000,00	504.526.000,00	511.132.000,00
Resultado Líquido	214.873.000,00	393.057.000,00	363.070.000,00	251.559.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	77.855.299	77.855.299	77.855.299	77.855.299
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	31,478641	29,714817	25,753507	22,038885
Resultado Básico por Ação	2,759902	5,048558	4,663395	3,231110
Resultado Diluído por Ação	2,76	5,05	4,66	3,23

3.2 - Medições não contábeis

3.2 Caso o emissor tenha divulgado, no decorrer do último exercício social, ou deseje divulgar neste formulário medições não contábeis, como Lajida (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) ou Lajir (lucro antes de juros e imposto de renda), o emissor deve:

(a) informar o valor das medições não contábeis:

Os montantes do EBITDA (LAJIDA) e do EBIT (LAJIR), de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, forma:

EBITDA E EBIT (R\$ MIL)

	30/06/2017	30/06/2016	2016	2015	2014
EBITDA (LAJIDA)	397.607	381.572	715.889	648.788	695.557
EBIT (LAJIR)	313.344	304.824	559.139	504.526	511.132

b) Conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas ou informações financeiras intermediárias revisadas:

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

	30/06/2017	30/06/2016	2016	2015	2014
Lucro Líquido do Período	214.873	218.220	393.057	363.070	251.559
(+) Tributo sobre o Lucro	53.551	48.436	93.081	77.281	(12.304)
(+) Resultado Financeiro	44.920	38.168	73.001	64.175	271.877
(=) EBIT	313.344	304.824	559.139	504.526	511.132
(+) Depreciações e Amortizações	84.263	76.748	156.750	144.262	184.425
(=) EBITDA	397.607	381.572	715.889	648.788	695.557

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

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.

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.

Não houve nenhum evento subsequente às últimas demonstrações financeiras que as alterasse significativamente.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4. Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais:

As disposições abaixo se aplicam aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014:

	2016	2015	2014
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei nº 6.404/76") e do Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>(i) a COELCE poderá conceder aos empregados uma participação sobre os lucros líquidos e/ou resultados do exercício, nos termos da legislação em vigor;</p> <p>(ii) do lucro do exercício serão feitas as seguintes deduções:</p> <p>(a) 5% (cinco por cento) para constituição do "Fundo de Reserva Legal" até atingir 20% (vinte por cento) do Capital Social corrigido anualmente;</p> <p>(b) 25% (vinte e cinco por cento), no mínimo, para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no Estatuto para as ações preferenciais;</p> <p>(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;</p> <p>(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.</p> <p>(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.</p> <p>Adicionalmente, o dividendo obrigatório previsto na lei e no Estatuto Social não será distribuído no exercício social em que os órgãos da administração da Companhia informar à Assembleia Geral, com parecer favorável do Conselho Fiscal, não ser tal distribuição compatível com a situação financeira da Companhia.</p> <p>O dividendo que deixar de ser distribuído 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.</p>		
a.i) Valores das retenções de lucros	Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 25 de abril de 2017, foi aprovada retenção de R\$83.011.637,64 à reserva de Incentivo Fiscal e R\$149.546.139,41 à reserva de reforço de capital de giro da Companhia.	Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 27 de abril de 2016, foi aprovada retenção de R\$74.679.067,91 à reserva de Incentivo Fiscal e R\$216.292.901,10 à reserva de reforço de capital de giro da Companhia.	Na Assembleia Geral Ordinária realizada em 27 de abril de 2015, foi aprovada retenção de R\$84.903.605,20 à reserva de Incentivo Fiscal, R\$7.249.191,18 deduzidos por absorção de Outros Resultados Abrangentes e R\$118.179.808,84 à reserva de reforço de capital de giro da Companhia.
b) Regras sobre distribuição de dividendos	Adicionalmente, nos termos do 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.		
c) Periodicidade das distribuição de dividendos	Anual. Não obstante, conforme o Estatuto Social da Companhia, 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.		
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.	No contrato de debêntures de emissão da Companhia, há restrições quanto a distribuição de dividendos em caso de inadimplemento (<i>default</i>) pecuniário em tal contrato.		

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Últ. Inf. Contábil	Exercício social 31/12/2016	Exercício social 31/12/2015	Exercício social 31/12/2014
Lucro líquido ajustado	166.746.000,00	310.200.881,38	288.390.534,80	167.238.666,69
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	0,000000	50,000000	25,000000	25,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	9,000000	17,000000	18,000000	15,000000
Dividendo distribuído total	0,00	155.100.440,69	72.097.633,70	41.809.666,67
Lucro líquido retido	0,00	149.546.139,41	216.292.901,10	118.179.808,84
Data da aprovação da retenção		25/04/2017	27/04/2016	27/04/2015

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Preferencial	0,00							
Dividendo Obrigatório								
Ordinária			95.759.162,29	29/12/2017	44.513.148,87	15/12/2016	25.813.328,69	10/12/2015
Preferencial	Preferencial Classe A		56.283.981,66	29/12/2017	26.163.316,33	15/12/2016	15.172.197,46	10/12/2015
Preferencial	Preferencial Classe B		3.057.296,75	29/12/2017				
Preferencial	Preferencial Classe B				1.421.168,50	15/12/2016		
Preferencial	Preferencial Classe B						824.140,52	10/12/2015

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

3.6 – Dividendos – Lucros Retidos/Reservas referentes aos 3 últimos exercícios sociais

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
30/06/2017	2.610.858.000,00	Índice de Endividamento	1,06531760	
31/12/2016	2.610.409.000,00	Índice de Endividamento	1,12835904	

3.8 - Obrigações

Últ. Inf. Contábil (30/06/2017)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Empréstimo	Quirografárias		132.019.474,77	200.000.000,00	0,00	0,00	332.019.474,77
Empréstimo	Quirografárias		132.019.474,77	200.000.000,00	0,00	0,00	332.019.474,77
Empréstimo	Quirografárias	As garantias prestadas referentes aos empréstimos com a Eletrobras são em recebíveis.	132.019.474,77	200.000.000,00	0,00	0,00	332.019.474,77
Empréstimo	Quirografárias	Todas as garantias prestadas referentes aos Financiamentos com o BNDES são de recebíveis.	132.019.474,77	200.000.000,00	0,00	0,00	332.019.474,77
Total			395.605.091,10	507.343.723,03	73.084.848,31	19.751.065,19	995.784.727,63

Observação

Exercício social (31/12/2016)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Empréstimo	Quirografárias		135.912.906,13	250.000.000,00	0,00	0,00	385.912.906,13
Títulos de dívida	Quirografárias		143.956.886,60	140.164.163,20	0,00	0,00	284.121.049,80
Empréstimo	Outras garantias ou privilégio	As garantias prestadas referentes aos empréstimos com a Eletrobras são em recebíveis.	8.419.763,19	14.841.504,38	10.480.144,24	12.824.948,07	46.566.359,88
Financiamento	Outras garantias ou privilégio	Todas as garantias prestadas referentes aos Financiamentos com o BNDES são de recebíveis.	95.741.535,88	161.281.635,75	94.306.180,80	11.761.688,50	363.091.040,93
Total			384.031.091,80	566.287.303,33	104.786.325,04	24.586.636,57	1.079.691.356,74

Observação

3.9 - Outras informações relevantes

A Companhia é parte em contratos de dívida, inclusive debêntures de sua emissão que possuem cláusulas de *cross default* e/ou *covenants* financeiros (Vide Seção 10.1).

4.1 - Descrição dos fatores de risco

4.1. Descrever fatores de risco que possam influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

a) Riscos Relacionados ao Emissor

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.

A legislação brasileira 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 Emissora também 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, quais sejam:

a) Riscos trabalhistas

Estão relacionados à indenização por acidentes, responsabilidade solidária, adicional de periculosidade, verbas rescisórias, reintegração, abono salarial, diferenças salariais, horas extras, e outros processos trabalhistas.

b) Riscos cíveis

Englobam processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

c) Riscos regulatórios

O processo punitivo regulatório é disciplinado pela Resolução Normativa nº 063/2004 da ANEEL. As penalidades previstas pelo regulamento vão desde advertência até a caducidade da concessão ou da permissão. Estas penalidades são aplicáveis a todos os agentes do setor elétrico e calculadas com base no valor de faturamento.

d) Riscos fiscais

Os principais riscos fiscais os quais a Companhia está exposta são:

No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) regime especial originado do termo de acordo nº 035/91; (ii) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (iii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; (iv) cancelamento de faturas; (v) estorno de crédito – consumidor baixa renda; (vi) imposto em determinadas operações; e (vii) energia adquirida para consumo próprio e (viii) diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais. Os montantes envolvidos totalizam R\$ 418.873 mil em 30 de junho de 2017 (R\$ 360.239 em 30 de junho de 2016).

No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os Municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$ 41.621 mil e R\$ 3.987 mil em 30 de junho de 2017 (R\$ 38.690 mil e R\$ 3.582 mil em 30 de junho de 2016).

Em relação aos tributos federais, a Companhia possui processos administrativos e judiciais referentes a IRPJ, CSLL e COFINS que totalizam o valor de R\$ 32.045 mil em 30 de junho de 2017 (R\$ 29.321 mil em 30 de junho de 2016).

A Companhia tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos resultantes da inadequada prestação de serviços de distribuição de energia elétrica. As operações da companhia envolvem riscos e perigos significativos que podem interromper seu negócio ou, de outra forma, resultar em prejuízos substanciais, que podem ter um efeito adverso para a Companhia se não estiver segurada ou não for indenizada adequadamente.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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. Eventuais indenizações poderão tardar a serem realizadas, em caso de sinistros, o que poderia provocar desequilíbrios financeiros relevantes que impactem a normal continuidade dos negócios.

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 Companhia podem afetar adversamente a capacidade de operar seus negócios e de efetuar os pagamentos relativos às suas dívidas.

A Companhia está sujeita a determinadas cláusulas restritivas (covenants) existentes em contratos de empréstimos, debêntures e financiamentos de que é parte, com base em indicadores financeiros. Caso a Companhia não seja capaz de atender aos covenants financeiros estabelecidos com seus credores em virtude de condições adversas de seu ambiente de negócios, poderá ser declarado o vencimento antecipado de parte de suas dívidas (cross default), o que pode limitar o acesso da Companhia a novas linhas de financiamento para execução de seu plano de investimentos, bem como afetar adversamente os seus negócios e os resultados operacionais.

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 está sujeita a 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 (média móvel de 12 meses) de energia da Emissora no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 foram de 12,54%, 12,50% e 12,72%, 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.

Adicionalmente, devido às perdas técnicas e comerciais, o montante de eletricidade comprado pela Companhia é superior ao montante entregue e cobrado dos consumidores. Tal fato aumenta os custos de aquisição de eletricidade da Companhia, o que gera um efeito adverso nas margens operacionais da Companhia em razão da Companhia não conseguir repassar integralmente aos consumidores tais custos adicionais.

A Companhia pode não conseguir implementar integralmente sua estratégia de negócios.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de vários fatores, dentre os quais oportunidades atrativas de aquisições e outros investimentos, sua capacidade de acessar o mercado de capitais e outras fontes de financiamento e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias. Quaisquer desses fatores podem prejudicar a capacidade da Companhia de executar a sua estratégia de negócios.

As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a Consumidores Cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável.

A ANEEL dispõe de ampla discricionariedade para determinar as tarifas cobradas pela Companhia aos nossos consumidores. Nossas tarifas são determinadas de acordo com contrato de concessão celebrado com o governo brasileiro e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL.

Nosso contrato de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) revisão tarifária periódica, ou RTP e (iii) revisão tarifária extraordinária, ou RTE.

Temos o direito de requerer, a cada ano, o reajuste anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações da nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição.

Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada quatro anos. Essa revisão periódica tem por objetivo compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores e incentivar as concessionárias a atingirem melhores níveis de eficiência. Dessa forma, ela visa identificar

4.1 - Descrição dos fatores de risco

a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice dos nossos reajustes tarifários anuais correntes.

As revisões extraordinárias das nossas tarifas podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem por nós ser pleiteadas. As revisões extraordinárias podem tanto afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira, quanto compensar custos imprevisíveis (tais como tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo).

Adicionalmente, a ANEEL atualmente revisa as metodologias aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, metodologias essas outrora revisadas em ciclos, tal como ocorrido em 2008-2010 e 2010-2014. Não podemos prever se (i) o reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) a revisão tarifária periódica, ou RTP; (iii) a revisão tarifária extraordinária, ou RTE; ou (iv) a revisão das metodologias aplicadas ao setor elétrico nos serão favoráveis ou desfavoráveis. Nossos resultados, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão, poderão ser adversamente afetados pelos reajustes e revisões de que trata este item.

Somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia elétrica está obrigado a contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% da energia elétrica que foi prevista para a sua área de concessão e está autorizado a repassar até 105% do custo desta energia aos consumidores. As previsões acima ou abaixo da demanda podem gerar impactos adversos.

Caso a nossa previsão de demanda seja insuficiente e compremos energia elétrica em quantidade menor do que as nossas necessidades, de forma que venhamos a ser considerados responsáveis nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, podemos ser forçados a acessar o mercado spot para comprar energia adicional a preços substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de longo prazo. Podemos ser impedidos de repassar esses custos adicionais parcial ou integralmente aos consumidores, além de estarmos sujeitos a penalidades nos termos da regulamentação aplicável.

Por outro lado, caso a nossa previsão de demanda seja superior e compremos energia elétrica em quantidade maior do que as nossas necessidades (por exemplo, se uma parcela significativa dos nossos Consumidores Livres Potenciais migrar e passar a comprar energia no Mercado Livre), podemos ser obrigados a vender o excedente a preços substancialmente menores do que aqueles estabelecidos nos termos do nosso contrato de concessão e de autorizações.

Em todo caso, se ocorrerem diferenças significativas entre a nossa demanda estimada e efetiva de energia elétrica, o resultado das nossas operações poderá ser adversamente afetado, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

b) Riscos Relacionados ao seu controlador

O acionista controlador exerce influência significativa sobre a Companhia. A Enel SpA, por meio da Enel Brasil S.A. e da Enel Américas S.A., que detém poderes de voto suficientes para nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia, pode 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 ou detentores de outros valores mobiliários de emissão da Companhia.

c) Riscos Relacionados aos Acionistas da Companhia

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

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

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

De acordo com as regras sobre a distribuição de dividendos e para o pagamento de juros sobre o capital próprio da Companhia, estabelecidas pela Lei das Sociedades por Ações, a Companhia poderá não distribuir dividendos ou pagar juros sobre o capital próprio aos detentores de suas ações. Para mais informações sobre as regras de distribuição de dividendos e de pagamento de juros sobre o capital próprio da Companhia vide item 3.4 deste Formulário de Referência. A distribuição de dividendos, ou pagamento de juros sobre o capital próprio aos detentores de suas ações, é definida tendo em vista as perspectivas de disponibilidade de recursos da Companhia, as previsões de necessidades de autofinanciamento dos negócios, e a percepção de eventuais riscos extrínsecos e intrínsecos às atividades da Companhia. A Companhia não possui uma política formal para a distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio, os quais eventualmente podem ser inferiores às expectativas dos detentores das ações.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

d) Riscos Relacionados a suas controladas e coligadas

Não aplicável, pois a Companhia não possui controladas nem coligadas.

e) Riscos Relacionados aos seus Fornecedores

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.

Por ser uma empresa distribuidora de energia elétrica, a Coelce depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração de energia elétrica.

A matriz energética brasileira é composta principalmente por hidrelétricas, o que implica em uma forte dependência do volume de chuva incidente nos reservatórios e sua capacidade de armazenamento. A baixa média pluviométrica nos últimos anos acarretou redução dos níveis dos reservatórios e baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

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 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.

Períodos de grande estiagem provocam a elevação do preço da energia no mercado à vista, que consequentemente, pode tornar os leilões de energia a serem realizados anualmente menos atrativos e com pouca oferta, uma vez que a venda através de leilões não alcança a magnitude de preços praticados no mercado à vista. Esta escassez de oferta pode ocasionar a exposição involuntária da Companhia ao mercado à vista de energia a preços substancialmente mais elevados que aqueles previstos em tarifa praticada aos consumidores. O resultado da diferença dos preços de compra de energia no mercado à vista e aquele previsto em tarifa causa descasamento no fluxo de caixa, que é recebido após reajuste tarifário.

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

A construção, expansão e funcionamento das instalações e equipamentos do sistema elétrico de distribuição e o fornecimento de energia da Companhia envolvem riscos, inclusive, dificuldade no atendimento das demandas solicitadas pelos clientes, incapacidade de obter alvarás e licenças do governo, interrupção do fornecimento, falha de equipamentos, aumentos das perdas de energia, incluindo perdas técnicas e comerciais, aumento da inadimplência, e falhas do sistema comercial e de operação. Se a Companhia enfrentar quaisquer desses problemas poderá não conseguir distribuir energia em montante consistente com o plano de negócios, e isso poderá causar um efeito adverso em sua condição financeira, em seus resultados operacionais e em penalizações pelo descumprimento de obrigações vinculadas ao contrato de concessão.

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 30 de junho de 2017, o saldo total das contas vencidas era de aproximadamente R\$423 milhões, enquanto que o índice de “cobrabilidade” da Companhia, medido como valores arrecadados sobre valores faturados nos últimos doze meses foi de 98,06%.

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. Em cada revisão tarifária, a ANEEL define o montante de receita para cobertura da inadimplência que cada distribuidora irá cobrar de seus clientes. Caso a despesa com inadimplência ultrapasse esse limite, as empresas não poderão repassar a totalidade desses custos por meio de reajustes de tarifa. O aumento dos índices de inadimplência além dos limites repassados às tarifas pode afetar negativamente a emissora.

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 ou redução 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. Abaixo segue composição do saldo de contas a receber em 30 de junho de 2017:

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Classe de consumidores	Saldos			Valor bruto	
	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	30/06/2017	31/12/2016
Fornecimento					
Residencial	116.547	143.813	31.741	292.101	291.188
Industrial	17.093	9.942	56.726	83.761	94.049
Comercial	49.352	28.376	8.627	86.355	98.893
Rural	34.489	22.191	7.362	64.042	68.709
Poder público	35.640	13.260	5.283	54.183	53.080
Iluminação pública	11.227	3.469	2.037	16.733	16.958
Serviço público	13.117	2.220	1.962	17.299	18.038
Subtotal	277.465	223.271	113.738	614.474	640.915
Outras contas a receber					
Fornecimento não faturado	175.430	-	-	175.430	152.839
Consumidores baixa renda	33.001	-	-	33.001	34.968
Parcelamento de débitos	-	23.993	21.991	45.984	41.853
Outras contas a receber	3.900	4.392	35.466	43.758	39.614
Subtotal	489.796	251.656	171.195	912.647	910.189
Provisão para créditos de liquidação duvidosa					
- Fornecimento	-	-	(95.446)	(95.446)	(80.720)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa					
- Outras contas a receber	-	-	(26.300)	(26.300)	(29.933)
Total circulante	489.796	251.656	49.449	790.901	799.536
Comercialização na CCEE					
Parcelamento	-	-	15.289	15.289	15.289
Provisão para créditos de liquidação duvidosa					
- Outras contas a receber	-	-	(17.351)	(17.351)	(17.410)
Total não circulante	-	-	5.891	5.891	5.861

g) Riscos Relacionados aos setores da economia nos quais o emissor atua:

Previsões incorretas das necessidades de compra e transportes de energia nas áreas de distribuição da Coelce podem afetá-la adversamente.

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 5,0%, 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.

Considerando que inúmeros fatores e variáveis afetam as previsões de consumo de energia elétrica da Coelce, incluindo variáveis macroeconômicas, demográficas e climáticas (crescimento do PIB, produção industrial, nível de renda, taxa de desemprego, crescimento demográfico, temperaturas médias, pluviosidade, etc.), além do uso racional e eficiente da energia por parte dos consumidores e do uso de equipamentos com significativa redução de consumo, a previsão do mercado tem caráter probabilístico e não determinístico, ou seja, não é possível garantir uma exata previsão do consumo de energia. Se houver variações significativas entre suas necessidades de energia elétrica e o volume de suas compras, a Coelce pode ser adversamente afetada.

A terceirização de parte substancial das atividades da Emissora 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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 decisão pacificada a favor das concessionárias. Caso haja uma decisão desfavorável a terceirização, os resultados da emissora poderão ser impactados de forma adversa.

Adicionalmente, 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.

h) Riscos Relacionados à Regulação dos Setores em que a Companhia atua

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, é regulada e supervisionada pela ANEEL e pelo Ministério de Minas e Energia (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. A imposição de novas exigências que resultem em incremento de investimentos não previstos pela Companhia ou a definição de novas regulamentações de cunho Técnico ou Comercial que causem incremento dos Gastos Operacionais e caso, a Companhia não possa ajustar tempestivamente suas tarifas a fim de repassar o valor de tais gastos adicionais, a Emissora pode ser adversamente afetada durante certo período até que as tarifas possam ser reajustadas ou recompostas posteriormente. O mesmo pode ocorrer caso a Aneel edite resoluções que modifiquem as regras relativas ao repasse de custos e encargos para as suas tarifas.

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 4 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 intrasetorial;
- suspensão da aplicação de reajuste/revisão em caso de inadimplência intrasetorial;
- 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.

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.

Adicionalmente, a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal requereu a extinção das ações argumentando que as alegações de inconstitucionalidade haviam perdido o objeto, pois tinham relação com medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não proferiu sua decisão final sobre o mérito do processo judicial e não existe previsão para que essa decisão seja proferida. Dessa forma, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico encontra-se atualmente em vigor. Contudo, ela pode sofrer alterações, e, portanto, não se sabe ao certo que impactos estas alterações terão sobre a Emissora.

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.

j) A questões socioambientais

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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, 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.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

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.

Os riscos de mercado associados ao setor de energia estão relacionados a mudanças bruscas no cenário macroeconômico, as quais são ocasionadas por alterações nas taxas de juros, de câmbio e na expectativa inflacionária. Fatores que, muitas vezes, sofrem intervenção do governo.

Os negócios da Companhia podem ser afetados pela intervenção do governo brasileiro na economia nacional através de modificações significativas em suas políticas e normas monetárias, fiscais, creditícias e tarifárias.

No passado, algumas medidas adotadas pelo governo brasileiro alteraram significativamente a condução de suas políticas, com intuito de fazer frente às situações econômicas e políticas da época. Por exemplo, os aumentos ou reduções das taxas de juros, mudança das políticas fiscais, controle de salários e preços, bloqueio ao acesso a contas bancárias, desvalorização cambial, controle de capital, limitação às importações, intervenções às concessões no setor elétrico, dentre outras medidas.

Desta forma, a Companhia não tem controle sobre quais medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro. Os negócios da Companhia, sua situação financeira, o resultado das operações e suas perspectivas futuras poderão ser prejudicados de maneira significativa por modificações relevantes nas políticas ou normas que envolvam ou afetem fatores, tais como:

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

A ocorrência de qualquer desses eventos pode ter um efeito adverso para a Companhia.

Variação Cambial

No Brasil, a desvalorização do Real perante ao Dólar pode gerar aumento de preços em todas as áreas da economia. Para conter a alta dos preços e garantir a estabilidade do mercado, o Banco Central se utiliza do aumento das taxas de juros, o que por sua vez ocasiona a desaceleração da economia brasileira e pode prejudicar tanto a situação financeira como os resultados operacionais da empresa, podendo, ainda, restringir o acesso ao crédito no mercado financeiro. Por outro lado, a valorização do Real em relação ao Dólar e outras moedas estrangeiras pode contribuir para desaceleração ou retração do crescimento baseado nas exportações.

Efeitos das Flutuações das Taxas de Juros

A elevação das taxas de juros poderá impactar adversamente o resultado da Coelce na medida em que pode inibir o crescimento econômico e consequentemente a demanda por energia. Além disso, as atividades da Companhia exigem intensos investimentos de capital. Tais investimentos são financiados com recursos de terceiros e remunerados a taxas de juros pós-fixadas indexadas ao CDI, TJLP, dentre outros índices. Caso haja uma elevação das taxas de juros que influencie esses indexadores, as despesas financeiras da Coelce também aumentarão, podendo afetar negativamente a sua capacidade de pagamento e seus resultados.

Análise de Sensibilidade sobre instrumentos financeiros

Esta análise têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

A Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de mensurar os impactos decorrentes de mudanças em variáveis de mercado, considerando como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses a projeção dos indicadores divulgados de acordo com a curva futuro dos indicadores divulgada pela B3 (atual BM&F). Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável:

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Ativos	Risco	Base 30/06/2017	Cenários projetados - Dez.2018		
			Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	49	1	1	-
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	92.200	2.141	1.623	1.093
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pre-fixado	122	-	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	1.159.419	113.399	85.049	56.700
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pre-fixado	(118.627)	(8.197)	(8.197)	(8.197)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(157.580)	(15.943)	(18.587)	(20.595)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Selic	(85.621)	(8.660)	(10.096)	(11.511)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(332.019)	(56.484)	(63.435)	(70.256)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(298.143)	(32.708)	(36.311)	(39.513)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(3.794)	(291)	(1.529)	(2.255)
			(6.742)	(51.482)	(94.533)

Adicionalmente, o negócio de distribuição de energia nos ambientes regulado e livre estão sujeitos ao risco de mercado associado a comercialização de energia. As particularidades deste risco para cada negócio são detalhadas a seguir:

Risco de sub/sobrecontratação: A Companhia pode sofrer perdas no repasse dos custos com aquisição de energia quando: (1) o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada por seus clientes. Neste cenário, a energia contratada acima dos 105% é vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") ao valor do preço de curto prazo ("PLD") e em cenário de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão; ou (2) o volume de energia contratada for inferior a 100% da energia demandada. Neste cenário, além da Companhia ficar obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, a Companhia fica exposta a penalidades por insuficiência de lastro contratual.

Risco quanto à escassez de energia: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

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

A Companhia é parte em processos administrativos e judiciais no desenvolvimento normal de suas atividades. Tais processos dizem respeito principalmente a demandas de natureza tributária, trabalhista e cível. As provisões da Companhia são registradas conforme os regramentos contábeis, sendo constituídas provisões para processos avaliados por seus consultores jurídicos com chance de perda provável.

Em 30 de junho de 2017, o valor total envolvido nos processos com chance de perda provável, possível e remota, era de R\$ 4.319.577 mil, sendo R\$ 122.458 mil (provável), R\$ 1.411.393 mil (possível) e R\$ 2.785.726 mil (remoto).

Encontram-se relacionados nesta seção do Formulário de Referência todos os processos judiciais não sigilosos, em andamento, nos quais a Companhia figura como parte, classificados como relevantes para a Companhia, independentemente da chance de perda atribuída por seus consultores jurídicos. A Companhia considera como relevantes (i) processos cuja decisão desfavorável à Companhia possa acarretar, individualmente, impacto financeiro em valor igual ou superior a R\$ 70.000 mil (tal critério de relevância foi definido pela holding na Itália e é utilizado em todos os reportes elaborados pelo Jurídico no Brasil) e (ii) processos que envolvam fatores que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, aqueles que possam afetar a imagem ou estratégias da Companhia.

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 seguir, apresentamos os detalhes dos processos judiciais, nos quais a Companhia figura como parte, que não estão sob sigilo e que a Companhia considera relevantes, segregados por sua natureza.

PROCESSOS TRABALHISTAS

Em 30 de julho de 2017, a Companhia era ré em 434 processos judiciais, de natureza trabalhista, cujo valor total envolvido naqueles classificados como chance de perdas remotas, possíveis ou prováveis era de, aproximadamente, R\$197.139 mil, dos quais R\$38.800 mil foram classificados com chance de perda provável e que estavam provisionados. Não há processos administrativos trabalhistas relevantes, que tenham impacto em contingência.

Destacamos, abaixo, o único processo trabalhista reportado como relevante, de acordo com os critérios definidos pela Holding. Não há na Coelce processos cuja discussão envolva R\$ 70.000 mil. O caso abaixo representa um impacto significativo na operação da Companhia, embora não apresente valor de contingência relevante.

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

Processo Trabalhista Nº 0258200-62.2001.5.07.0001	
a. Juízo	1ª Vara do Trabalho de Fortaleza
b. Instância	Supremo Tribunal Federal
c. Data de instauração	01/10/2000
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público do Trabalho e Sindeletra Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável - Não é possível, na fase processual atual, estimar o valor total envolvido na demanda, já que precisaríamos considerar os custos de contratação direta dos terceiros (cerca de 6.000), incluindo o pagamento de possível compensação salarial, caso a decisão seja desfavorável à Coelce. A provisão atual (R\$ 83.569,34 - atualizado até 31/07/17) contempla somente multas.
f. Principais fatos	Ação Civil Pública proposta sob a alegação de que a COELCE estaria contratando terceiros para a prestação de serviços finais da distribuidora, o que seria contrário ao Enunciado nº 331 da TST, que só permite a contratação de terceiros para atividades meio e não fim. Em 17 de agosto de 2004, foi proferida decisão declarando ilegal a terceirização feita pela Companhia. Contra esta decisão, a Coelce apresentou recurso ordinário ao Tribunal Regional do Trabalho da 7ª região, que decidiu mudar a decisão de primeira instância e declarar a terceirização legal. O Ministério Público recorreu ao Tribunal Superior do Trabalho (TST), que, por sua vez, alterou a decisão do Tribunal Regional do Trabalho, declarando ilegal a terceirização. A Coelce propôs recurso de Embargo de Divergência junto ao TST, que está pendente de resolução. Ao mesmo tempo, apresentou recurso junto ao Supremo Tribunal Federal alegando o não cumprimento da cláusula da reserva plenária prevista na Constituição Federal. Esta reivindicação foi recebida e, por meio de liminar, foi ordenada a suspensão da decisão que proíbe a terceirização de atividades na Coelce, bem como qualquer ação antecipada contra a empresa, até a resolução final da Reclamação perante o Supremo Tribunal Federal.
g. Chance de perda	Provável
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda desse processo pode produzir dois efeitos: a) direto, consistindo na obrigação de abster-se de usar mão-de-obra externa para atividades principais e a imposição de uma multa de aproximadamente 3.400 euros por cada dia de atraso na adaptação à sentença e a cada trabalhador subcontratado; b) outro indireto, consistente na obrigação de executar internamente tarefas e atividades anteriormente terceirizadas, sendo necessária a contratação de todos os funcionários de seus fornecedores/prestadores de serviço (cerca de 6.000), incluindo o pagamento de possíveis equalizações salariais. OBS: Em março de 2017, foi publicada nova lei federal que regulamentou a terceirização.

PROCESSOS TRIBUTÁRIOS

Em 30 de junho de 2017, a Companhia figurava no polo passivo em 130 processos administrativos e judiciais de natureza tributária nos âmbitos federal, estadual e municipal.

No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) regime especial originado do termo de acordo n.º 035/91; (ii) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (iii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; (iv) transferência de créditos; (v) cancelamento de faturas; (vi) estorno de crédito – consumidor baixa renda; (vii) imposto em determinadas operações; (viii) energia adquirida para consumo próprio e (ix) diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais. Os montantes envolvidos totalizam R\$418.873 mil em 30 de junho de 2017 (R\$364.507 mil em 31 de dezembro de 2016).

No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os Municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$41.621 mil e R\$3.987 mil em 30 de junho de 2017 (R\$39.938 mil e R\$3.798 mil em 31 de dezembro de 2016).

Em relação aos tributos federais, a Companhia possui processos administrativos e judiciais referentes a IRPJ, CSLL e COFINS que totalizam o valor de R\$32.045 mil em 30 de junho de 2017 (R\$30.774 mil em 31 de dezembro de 2016).

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

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 30 de junho de 2017, o valor total envolvido nos processos de natureza tributária com chance de perda remota e possível era de respectiva e aproximadamente, R\$ 639.881 mil, R\$ 505.603 mil e provável no valor aproximado de R\$97 mil, os quais se encontram provisionados.

Abaixo, descrevemos os principais processos tributários envolvendo a Companhia:

Auto de Infração n.º 2008.03658-0	
a. Juízo	SEFAZ-CE
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	09/05/2008
d. Partes no processo	Autor: SEFAZ Reú: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 215.470.479,34 em 30/06/2017
f. Principais fatos	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 de ICMS). Coelce apresentou defesa administrativa cuja decisão foi desfavorável. Coelce apresentou recurso e foi decidido que o auto de infração baixasse para perícia. A perícia reduziu de forma relevante o valor e houve uma nova decisão para que fossem prestados novos esclarecimentos pela perícia. Aguarda-se conclusão da perícia.
g. Chance de perda	Remota
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto em caixa e resultado

PROCESSOS DE NATUREZA CÍVEL E ADMINISTRATIVA

Em 30 de junho de 2017, a Companhia era parte no polo passivo em processos de natureza cível com valor total de R\$ 2.882.135 mil. Os processos de natureza cível versam, em sua grande maioria, sobre pedidos relacionados a supostas falhas na operação da distribuidora (demandas consumeristas/massivas), parte deles de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, como indenizações sobre corte ou cobranças indevidas. Além disso há ações de tarifaço (devolução de valores por reajuste tarifário declarado ilegal), pedidos de indenização por acidente/morte com energia elétrica, algumas demandas de cooperativas de eletrificação rural que discutem aluguéis sobre linhas de distribuição, alguns casos que questionam valores pagos por desapropriações de terreno para passagem de linha/construção de subestação, ações que alegam irregularidades nos processos de reajuste/revisão da tarifa. A Coelce não possui processos administrativos na esfera Cível que tenham relevância ou impacto em contingência.

Em junho de 2017, a Coelce possuía 4.808 ações cíveis consumeristas/massivas, sendo 1632 ações em trâmite nas varas cíveis e 3.177 em Juizados Especiais. Esses processos não são reportados em notas às demonstrações financeiras, visto que tratam de casos de menor complexidade, bem como menor impacto financeiro para Companhia. A maior parte dessas ações visa a compensação por suspensão de fornecimento de energia, cobranças indevidas, entre outras falhas nas prestações de serviço. O valor total envolvido nessas ações corresponde a R\$ 179.135 mil, sendo o valor provisionado R\$ 13.756 mil, possível R\$ 86.520 mil e remoto R\$ 78.859 mil, visto a análise de risco efetuada em cada processo.

As ações envolvendo acidentes correspondem, até junho de 2017, a 205 processos. Essas ações tratam de acidente sofridos por terceiros, envolvendo morte por eletrocussão (óbitos por choque elétrico), danos físicos e morais causados por acidentes na rede, bem como acidentes de trânsito. Esses casos, assim como os mencionados acima, não são reportados nas demonstrações financeiras, visto o menor impacto e por estarem suportados, nos valores mais significativos, por seguro. Nos mesmos também não se adotada uma única

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

estratégica, visto que, em alguns casos, a Concessionária nem é responsável pelo acidente. A única regra aplicável refere-se à apresentação de provas periciais para o julgamento da lide. O valor total das demandas de acidentes corresponde a R\$ 161.307 mil, sendo o valor provisionado de R\$ 21.405 mil para provável, R\$ 80.216 mil para possível, e R\$ 59.686 mil para remoto.

As ações envolvendo tarifaço (reajuste tarifário - Portarias 38 e 45 do DNAEE) totalizam 85 demandas. Essas ações versam sobre o reajuste das tarifas de energia elétrica, feito com base nas Portarias 38 e 45, emitidas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) em fevereiro de 1986. A portaria autorizou o aumento de 20% das tarifas dos clientes industriais durante o período de congelamento de preços, também implementado pelo Governo Federal por meio do decreto-lei nº 2283 de 28/02/1986. O poder concedente autorizou esse reajuste, no entanto, o Poder Judiciário (STJ) sustentou que o aumento tarifário não respeitou o plano econômico de congelamento de preços e se pronunciou favoravelmente em relação à devolução dos valores correspondentes a esse aumento, para o consumidores industriais, referente ao período entre março e novembro de 1986. Como consequência disso, os clientes industriais exigem, através dessas ações judiciais, o retorno dos valores que teriam pago em excesso no período informado. O valor total envolvido nas mencionadas ações, corresponde a R\$ 214.013 mil, sendo o valor provisionado de R\$ 8.803 mil para provável, R\$ 30.535 mil para possível e R\$ 175.395 mil para remoto (incluindo os litígios de Vicunha/Finobrasa e IBACIP).

Outro tema importante a ser mencionado se refere às ações de cooperativas de eletrificação rural. Atualmente existem 7 demandas. As cooperativas envolvidas são COPERCA, COERCE, CERBO, CERCA, CERVA, COERBA e COPERVA. Essas ações surgiram visto que, nas décadas de 1960 e 1970, o governo brasileiro iniciou um projeto de expansão de rede elétrica nas áreas rurais, cuja principal fonte de financiamento foram as instituições internacionais (BID). Conforme exigido por essas instituições financeiras, a idéia era que o governo utilizasse essas cooperativas de eletrificação rural para organizar e implementar esses ativos, além de fornecer energia aos consumidores nessas localidades. Especificamente no Estado do Ceará, a Coelce assinou, em 1982, contratos de uso do sistema elétrico com 13 cooperativas, sendo estabelecido à Concessionária a obrigação de efetuar o pagamento de aluguel mensal atualizável, sendo a Coelce responsável pela operação e manutenção desses ativos. Estes contratos foram assinados por tempo indeterminado e, atendendo às circunstâncias da criação dos eletrificadores rurais, bem como a natureza pública da Coelce, não havia uma identificação clara de quais redes estavam cobertas pelo contrato, já que elas foram substituídas/expandidas. De 1982 a junho de 1995, a Coelce pagou regularmente o aluguel pelo uso do sistema elétrico às cooperativas, atualizadas mensalmente pelo índice de inflação correspondente. No entanto, a partir de junho de 1995, a Coelce, ainda como empresa estatal, decidiu deixar de atualizar o valor dos pagamentos.

Em 1998, a Coelce foi privatizada e continuou a pagar o aluguel das redes às cooperativas, da maneira que estava sendo feito antes da privatização, ou seja, sem atualizar os valores dos aluguéis. Com o advento da privatização, das treze cooperativas criadas, sete apresentaram ações judiciais contra a Coelce, algumas pleiteando os reajustes não aplicados, outras requerendo o reequilíbrio do contrato de aluguel em percentuais aleatórios sobre o valor dos ativos. Deve-se ressaltar que os ativos da época das cooperativas já estão todos depreciados, conforme manual de contabilidade da Aneel. Além disso, essas cooperativas não se regularizaram como permissionárias perante o órgão regulador e, portanto, a partir de 1989, não poderiam prestar serviço de fornecimento de energia. Atualmente, os montante envolvidos são os mencionados abaixo, não havendo valor provisionado.

Descrição	Provável (R\$ mil)	Possível (R\$ mil)	Remoto (R\$ mil)	Total (R\$ mil)
ELECTRIFICADORAS	66	435.501	6.137	441.704
COERCE	-	118.873	-	118.873
COPERCA	-	103.258	-	103.258
COPERVA	-	197.940	-	197.940
COERBA	66	-	6.137	6.203
CERBO	-	2.579	-	2.579
CERCA	-	9.056	-	9.056
CERVA	-	3.796	-	3.796

Principais Processos Relevantes, de acordo com critério informado anteriormente:

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

Processo Nº 0014982-70.2012.4.05.8100	
a. Juízo	TJCE Ação Civil Pública ajuizada perante a 10ª Vara Federal - Justiça Federal no Estado do Ceará
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	30/11/2012
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Companhia Energética do Ceará e ANEEL
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor : indeterminado/ Provisão: Não há
f. Principais fatos	Revisão Tarifário de 2011 Trata-se de uma ação que busca impor a COELCE a obrigação de observar imediatamente a tarifa definida na homologação da revisão tarifária da COELCE, que determinou a redução do valor da tarifa de energia. A ANEEL estabeleceu que o reembolso fosse feito de forma fracionada nos próximos 2 ajustes tarifários 2013 e 2014, mas o Ministério Público Federal entende que o reembolso deve ser feito imediatamente. Em 19/06/2017, foi proferida decisão pela 2ª Turma do TRF da 5ª região negando provimento ao recurso de apelação do MPF, interposto contra a sentença de improcedência dessa ação. Estamos aguardando arquivamento desse processo, pois não consta registro de recurso interposto contra o acórdão. O valor foi pago pela Coelce, através de sua tarifa para consumidores (aproximadamente 11,5 milhões de reais por mês). Em março/2015, o reembolso do valor devido foi concluído. A Coelce apresentou uma petição em que exige o encerramento do pedido devido à conclusão da devolução dos valores.
g. Chance de perda	Remoto
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	O valor já foi devolvido pela Enel CE através de sua tarifa para consumidores (aproximadamente 11,5 milhões de reais por mês). Não há mais qualquer impacto.

Processo Nº0804099-89.2016.4.05.8100	
a. Juízo	Ação Civil Pública ajuizada na 1ª Vara Federal - Justiça Federal no Estado do Ceará
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	01/07/2016
d. Partes no processo	Autor: PROCON Réu: Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	Declaração de ilegalidade do reajuste tarifário 2016 Ação Civil Pública, através da qual o PROCON de Fortaleza questiona a diferença entre o índice do reajuste da Coelce e a inflação. Processo ainda em primeira instância, aguardando julgamento.
g. Chance de perda	Possível.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

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

Processo nº 0805667-09.2017.4.05.8100	
a. Juízo	Ação Coletiva - Antigo processo n. 136346-54.2016.8.06.0001 – competência declinada para justiça federal - 4ª Vara Federal
b. Instância	1ª Instancia
c. Data de instauração	30/11/2012
d. Partes no processo	Instituto de Pesquisa Científica e Tecnológica, Ensino e Defesa do Consumidor - IPDEC Réu: Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	Declaração de ilegalidade de reajuste tarifário 2016 Trata-se de uma ação civil pública, através da qual o IPDEC questiona o percentual do reajuste da tarifa da Coelce. Em suma, o que está sendo questionado é a diferença entre o índice de reajuste e a inflação. Processo em primeira instância. Em 16 de julho, a Coelce foi notificada do processo arquivado pela IPDEC na jurisdição estadual. A ANEEL não faz parte do processo, razão pela qual a COELCE exigiu sua inclusão no processo. O juiz acatou pedido da COELCE e determinou a notificação da ANEEL e a remessa da demanda para a jurisdição federal. O requerimento foi rejeitada pelo juiz. Parecer do MPF, em 04/07/2017, destacando ser necessário o julgamento conjunto das ações nº 0805667-09.2017.4.05.8100, 0804105-96.2016.5.04.8100 e 080499-89.2016.4.05.8100, bem como opinando pela procedência da pretensão autoral, vez que o reajuste tarifário deveria ser calculado com base no reajuste inflacionário.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

Processonº 0804599-58.2016.4.05.8100	
a. Juízo	Ação Civil Publica - 2ª Turma TRF5 - 6ª Vara Federal de Fortaleza
b. Instância	2ª instancia
c. Data de instauração	01/07/2016
d. Partes no processo	Defensoria Pública, Comité de Defesa dos Consumidores - Assembléia Legislativa de Ceará e Decon/Ce. Réu: Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	Declaração de ilegalidade da revisão tarifária provisória 2015 e reajuste de 2016 Trata-se de uma ação civil pública, através da qual as instituições questionam o procedimento de revisão e reajuste tarifário realizado pela ANEEL em 2015 e 2016. Em 06/09/16, sentença pela improcedencia do pedido dos autores. Autores recorreram. Distribuído ao Relator Des. VLADIMIR CARVALHO, em 20/02/2017. Conclusos para julgamento em 19/05/2017.
g. Chance de perda	Remoto.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

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

Processo nº: 1005428-04.2016.4.01.3400	
a. Juízo	Mandado de Segurança Coletivo - 5ª Vara Federal Cível da SJDF
b. Instância	1ª Instancia
c. Data de instauração	06/07/2016
d. Partes no processo	Federação das Indústrias do Ceará – FIEC. Reú: Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	<p>Ilegalidade na aprovação pela ANEEL da revisão Tarifária de 2015</p> <p>Trata-se de uma ação civil pública, através da qual a FIEC questiona o procedimento de revisão tarifária feito em 2015 pela ANEEL. Em resumo, o que está sendo questionado é o fato de que a revisão tarifária de 2015 foi provisória e só foi concluída em 2016. Assim, a COELCE, supostamente, se beneficiou de uma taxa de 3% ou 4% maior que o que deveria ser estabelecido.</p> <p>Em 19 de agosto, decisão proferida e os pedidos da FIEC foram julgados improcedentes. Em vista do entendimento do juiz, a federação não tem legitimidade para apresentar ação.</p>
g. Chance de perda	Remoto
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

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

Proceso nº: 0016335-92.2005.4.05.8100 (2005.81.00.016335-6)	
a. Juízo	Ação Civil Pública Processo nº: 0016335-92.2005.4.05.8100 (2005.81.00.016335-6) - 7ª Vara Federal
b. Instância	1ª instancia
c. Data de instauração	14/10/2005
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Reú: CGTF, Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	<p>Ilegalidade dos procedimentos de Revisão e Reajuste tarifários (impacto do contrato de compra e venda de energia entre CGTF e Coelce).</p> <p>Trata-se de uma ação através da qual o Ministério Público Federal questiona o contrato de compra e venda de eletricidade subscrita entre a CGTF e a COELCE, empresas do mesmo grupo econômico, alegando que o preço da energia contratada é muito alto, o que leva a uma sobretaxa excessiva desse custo para os consumidores finais, em detrimento do preço final da tarifa de energia elétrica e do interesse público. O requerente busca, entre outros pedidos, obter a declaração de ilegalidade das Resoluções Homologatórias 97/2005 e 100/2005 da ANEEL, que autorizam a revisão e o reajuste tarifário da COELCE, em excesso da variação do IGP-M, e a diferença produzida deve ser devolvida aos consumidores.</p> <p>Processo em fase pericial.</p>
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

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

Processo nº: 0001711-62.2010.4.05.8100	
a. Juízo	Ação Civil Pública ajuizada na 1ª Vara Federal - Justiça Federal no Estado do Ceará / STF / STJ
b. Instância	Superior
c. Data de instauração	27/01/2010
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Reú: CGTF, Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	<p>Ilegalidade dos procedimentos de Revisão e Reajuste tarifários (impacto do contrato de compra e venda de energia entre CGTF e Coelce).</p> <p>Trata-se de uma ação civil pública, através da qual o MPF questiona o contrato de compra e venda de eletricidade subscrita entre a CGTF e a COELCE, empresas do mesmo grupo econômico, alegando que o preço da energia contratada é muito alto, o que traz uma sobretaxa excessiva desse custo para os consumidores finais, em detrimento do preço final da tarifa de energia elétrica e do interesse público. Também afirma que a metodologia do ajuste anual da tarifa permite que a Concessionária aproveite de forma inadequada os ganhos de escala do mercado consumidor, o que representa um ganho indevido e abusivo. Por estas razões, o requerente pretende proibir os ajustamentos tarifários efectuados desde 2008 e solicita a devolução de excessos pagos pelos consumidores. Em 14/04/2014, foi proferida decisão, declarando ilegais os rendimentos recebidos pela COELCE para "Parcela A" (parte não gerenciável da tarifa). Os outros pedidos feitos pelo Ministério Público em seu processo foram rejeitados, especialmente aqueles que procuram a declaração de ilegalidade do contrato assinado entre a COELCE e a CGTF (PPA) para a compra e venda de energia.</p> <p>Coelce apresentou Recurso Especial (REsp nº 1.588.415 / CE) e Recurso Extraordinário, ambos enviados aos respectivos tribunais (Superior Tribunal de Justiça e Supremo</p>
g. Chance de perda	Possível (Apesar da decisão desfavorável no que diz respeito à discussão sobre a Parcela A, o tema já está se pacificando no Judiciário em favor das distribuidoras).
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

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

Processo nº: Nº 0001640-38.2012.4.01.3400	
a. Juízo	Mandado de Segurança - Processo Nº 0001640-38.2012.4.01.3400 – 7ª Vara Federal do Distrito Federal n/ STF / STJ
b. Instância	Superiores
c. Data de instauração	11/01/2012
d. Partes no processo	Autor: ABRADDEE (em nome de todas as distribuidoras de energia elétrica da Região Norte e Nordeste, incluída COELCE) Reú: Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 23.000.000 (Por ano, a partir de 2014) Provisão: Não há
f. Principais fatos	Manutenção do Benefício Fiscal (SUDENE e SUDAM) na revisão tarifário do terceiro ciclo O presente Mandato de Segurança tem como objetivo que a ANEEL se abstenha de aplicar a Resolução nº 457, de 09/11/2011, no que se refere à taxa de retorno, na 3ª Revisão Tarifária Periódica das empresas localizadas nas regiões SUDAM (Norte) e SUDENE (Nordeste), e não prejudique o benefício fiscal para essas regiões. Uma medida preventiva está em vigor, pelo que a COELCE (e outras empresas no norte e nordeste) continuam a receber os benefícios fiscais retirados pela ANEEL. Decisões favoráveis às distribuidoras em 1º e 2º grau. Em 10/09/15, a ANEEL apresentou um Recurso Especial e Extraordinário, que ainda aguardam julgamento.
g. Chance de perda	Remoto
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Note-se que, no caso de uma decisão desfavorável para a Coelce, o impacto econômico será incluído na tarifa.

Processo nº : 0168166-91.2016.8.06.0001	
a. Juízo	Ação Coletiva - 36ª Vara Cível de Fortaleza
b. Instância	Primeira
c. Data de instauração	12/09/2016
d. Partes no processo	Instituto de Pesquisa Científica e Tecnológica, Ensino e Defesa do Consumidor - IPDEC Reú: Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	Exclusão das Perdas no Cálculo da Tarifa Trata-se de uma ação, através da qual o IPDEC requer condenação da empresa ré na devolução de todos os valores tarifários que tenham em sua composição o percentual relativo a perdas operacionais e perdas comerciais. Processo em primeira instância. Parecer do Ministério Público apresentado em 20/06/2017, pugnando pela designação de outra audiência para oitiva das partes e testemunhas.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

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

Processo nº : 0180674-69.2016.8.06.0001	
a. Juízo	Ação Coletiva - 14ª Vara Cível de Fortaleza
b. Instância	Primeira
c. Data de instauração	02/11/2016
d. Partes no processo	Instituto de Pesquisa Científica e Tecnológica, Ensino e Defesa do Consumidor - IPEDC Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 500.000,00* Provisão: Não há
f. Principais fatos	Cumprimento de prazo para divulgação de Bandeiras Tarifárias Trata-se de uma ação, através da qual o IPDEC requer que a COELCE seja obrigada a cumprir o prazo mínimo de 3 (três) dias para a divulgação a todos os consumidores sobre todas as futuras mudanças de bandeira. Decisão deferindo a liminar para obrigar a COELCE a se abster de cobrar dos consumidores quaisquer acréscimos advindos da mudança da bandeira VERDE para a bandeira AMARELA. Ingressamos com agravo de instrumento em 09/02/2017 (0620817-04.2017.8.06.0000 / 0180674-69.2016.8.06.0001). Decisão deferindo o pedido de efeito suspensivo: “Por tais razões, DEFIRO o efeito suspensivo, para suspender a eficácia da decisão guerreada.”, em 10/03/2017.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável poderia ser muito relevante, ainda que do ponto de vista operacional, dependendo do teor da decisão.

Processo Nº 0006496-43.2005.4.05.8100/0	
a. Juízo	TJCE Ação Civil Pública ajuizada na 7ª Vara Federal - Justiça Federal no Estado do Ceará
b. Instância	Superior
c. Data de instauração	38476
d. Partes no processo	Autor: Ordem dos Advogados do Brasil – OAB (OAB/CE) Réu: Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	Ilegalidade do Reajuste tarifário de 2005 o requerente alega que o reajuste tarifário concedido pela Aneel em 2005 de 23,59% foi ilegal, por ser excessivo e maior do que todos os índices relacionados ao custo de vida, exemplo o IGP-M. Alega que o preço da energia elétrica adquirida pela COELCE para distribuição no Estado do Ceará está acima do preço de mercado. Aguardando devolução dos autos ao TRF da 5ª região para que seja julgado mérito do recurso de apelação interposto pela OAB contra a sentença de improcedência da presente ação.
g. Chance de perda	Remoto
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

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

Processo Nº 227271-58.2000.8.06.0001/0	
a. Juízo	STJ Processo n. 0222420-73.2000.8.06.0001 (arquivado) ajuizado na 9ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Fortaleza / processo n. 0227271-58.2000.8.06.0001 (suspensão) ajuizado na 2ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza no Estado do Ceará / Ação rescisória n. 457189-29.2000.8.06.0000/1
b. Instância	Instância Superior
c. Data de instauração	18/10/1994
d. Partes no processo	Autor: Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa) Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor envolvido: R\$ 73.743.575,63 em 30/06/2017 Valor provisionado: R\$ 3.318.460,90
f. Principais fatos	Tarifaço A Finobrasa apresentou uma ação judicial (0227271-58.2000.8.06.0001) para declarar ilegal o reajuste realizado em 1986, buscando ampliar os efeitos da ilegalidade até o dia de hoje. Durante a tramitação deste processo, a FINOBRASA apresentou outro processo (0222420-73.2000.8.06.0001) com pedidos similares. Em relação ao primeiro processo, a Finobrasa obteve uma decisão favorável, a qual obriga a Coelce a pagar os montantes indevidamente cobrados, estendendo os efeitos deste julgamento até a presente data, estando divergente com o que prevê a jurisprudência do Tribunal Superior de Justiça (STJ). Em razão do acima exposto, a COELCE apresentou uma ação rescisória (0457189-29.2000.8.06.0000) e, por unanimidade, "reunião de câmaras civis" do Tribunal de Justiça, declarou que a ilegalidade da arrecadação efetuada pela Coelce está limitada aos nove meses de 1986 (março a novembro). Atualmente foram apresentados embargos divergentes pela Vicunha e em 13/12/2016 a Coelce apresentou suas contrarrazões. Recurso está aguardando julgamento do STJ. Quanto ao segundo julgamento, o juiz decidiu, extinguindo-o diante da Litispêndência e do <i>res judicata</i> , visto a existência de pedidos similares.
g. Chance de perda	Provável.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Esclarecimento: Importante destacar que enquanto este processo estava tramitando, Vicunha / Finobrasa deixou de pagar alguns meses de consumo de energia com a intenção de compensar o seu suposto crédito. Devido ao exposto, a Vicunha / Finobrasa atualmente tem uma dívida para COELCE, uma vez que os valores de "compensação" excedem o valor devido à COELCE em relação aos 9 (nove) meses. O valor devido pela Vicunha / FINOBRASA a C é de aproximadamente R\$ 18.000.000,00.

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

Processo N° 9011-67.2007.8.06.0001/0	
a. Juízo	TJCE Ação Civil Pública Processo n°: 0009011-67.2007.8.06.0001 ajuizada na 29ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	09/02/2007
d. Partes no processo	Autor: Defensoria Pública del Estado de Ceará Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminada Valor Provisionado: R\$ 93.843,19 em 30/06/2017
f. Principais fatos	<p>Declaração de Ilegalidade da Cobrança dos Termos de Ocorrência - TOI</p> <p>O requerente pretende declarar ilegal a cobrança e a suspensão do fornecimento de energia elétrica, através da aplicação do TOI pela Coelce, solicitando ainda, a restituição dos valores indevidamente pagos pelos consumidores. O requerente alega que esse procedimento é ilegal e unilateral, restringindo o direito dos consumidores de se defenderem. Alega ainda que, suspendendo o fornecimento de energia elétrica, em decorrência de dívidas oriundas de irregularidades determinadas pela própria Concessionária, a mesma vem cometendo ilegalidades.</p> <p>** Esclarecimento: TOI é o nome do documento que foi aplicado uma vez verificado a existência de uma irregularidade na unidade de consumo.</p> <p>Processo em segunda instância.</p> <p>Em 19 de maio de 2009, foi proferida sentença que declarou ilegais todas as cobranças feitas sob os Termos de Ocorrência e Inspeção (TOI) e ordenou o reembolso em dobro dos valores pagos pelos consumidores.</p> <p>A COELCE apresentou recurso contra este julgamento, recurso que até o momento não foi julgado. Deve notar-se que a Coelce obteve o efeito suspensivo ao recurso. Em 13/11/14, o Recurso interposto pela Coelce foi encaminhado ao Tribunal de Justiça do Ceará.</p> <p>Em 20 de março de 2015, o recurso foi a conclusão ao juiz-relator para decisão.</p>
g. Chance de perda	Provável.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	*o impacto econômico que causaria uma possível decisão desfavorável seria muito relevante para a empresa, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

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

Não aplicável, tendo em vista que, até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não é parte em qualquer processo judicial, administrativo ou arbitral não sigiloso cuja parte contrária seja administrador ou ex-administrador, controlador ou ex-controlador ou investidor da Companhia ou de suas controladas.

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

Foram considerados como processos relevantes para os fins deste item 4.6 do Formulário de Referência, processos com mesma causa de pedir ou baseados em fatos semelhantes que [(i) conjuntamente tenham valor igual ou superior a R\$ 70.000 mil - critério de relevância definido pela holding na Itália e utilizado em todos os reportes elaborados pelo Jurídico no Brasil -, e (ii) representem riscos de imagem inerentes a uma certa prática da Companhia. Não há processos trabalhistas com essa característica na Coelce.

	Natureza do Processo*	Causa Repetitiva	Explicação Sumária	Número total de ações	Valor total envolvido nas ações (R\$/Mil)	Valor total provisionado nas ações R\$/Mil (30/06/2017)
1	Cível	Acidente	Ações ajuizadas contra a Coelce, 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.	205	161.307	21.405
2	Cível	Cooperativas de eletrificação rural	Se tratam de ações ajuizadas contra a Coelce onde são discutidas as condições de uso de redes em zona rural supostamente de propriedade de cooperativas.	7	441.704	132
3	Cível	Reajuste Tarifário (Tarifaço)	Ações ajuizadas contra a Coelce, em razão do reajuste das tarifas de energia elétrica aplicado com base nas Portarias 38 e 45 do DNAEE, em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil.	85	214.013	8.083
4	Cível	Relação de consumo	Ações ajuizadas por consumidores em face da empresa por supostas falhas na prestação do serviço realizado. As ações judiciais envolvem os mais diversos assuntos, por exemplo, corte indevido, passando por protesto ou restrição de crédito e cobrança indevida.	4.808	179.135	13.756

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

	Natureza do Processo*	Causa Repetitiva	Explicação Sumária	Número total de ações	Valor total envolvido nas ações (RS/Mil)	Valor total provisionado nas ações RS/Mil (30/06/2017)
5	Tributária	ICMS/ATIVO FIXO	Autos de infração lavrados para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição de bens destinados ao ativo fixo. Defende-se que tais ativos dão direito a crédito.	8	153.109	0
6	Tributária	ICMS/BAIXA RENDA	Auto lavrado para a cobrança do ICMS que resulta da questão do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda".	7	115.782	0
7	Tributária	ICMS/BAIXA RENDA E ENERGIA A CURTO PRAZO	Auto lavrado para a cobrança do ICMS que resulta da questão do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda" e energia a curto prazo (CCEE).	1	37.298	0
8	Tributária	ICMS/DEMANDA CONTRATADA E ALÍQUOTA	Alguns clientes da empresa ajuizaram contra o Estado do Ceará ações questionando a procedência do ICMS sobre a demanda de potência contratada, bem como a redução da alíquota aplicada na energia elétrica. Apesar da empresa não figurar no polo passivo dessas ações, o Estado do Ceará tem lavrado autos de infração cobrando a diferença do ICMS em razão das decisões judiciais favoráveis aos clientes, com a finalidade de evitar a decadência.	10	356.126	0
9	Tributária	ICMS/DIFERENÇAS INGRESSOS CONTÁBEIS E FISCAIS	Autos de infração lavrados para a cobrança de ICMS baseados na comparação entre os dados mensais de ingressos brutos refletidos nos Estados Financeiros e as bases impositivas declaradas.	5	230.050	0
				Total	1.888.523	43.376

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 - Política de gerenciamento de riscos

5.1. Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política;

A Companhia segue as políticas de gerenciamento de riscos definidas por seu acionista controlador (Enel Spa). As políticas estabelecem os riscos enfrentados e as diretrizes para seu monitoramento interno e são aprovadas pelo Conselho de Administração da Enel SpA, o qual abriga um Comitê de Controles e Riscos, que dá suporte à avaliação e decisões do Conselho, relativas aos controles internos e sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relativas à aprovação das demonstrações financeiras periódicas.

O sistema de gestão de riscos cobre 3 tipos de atividades: 1) controles de primeiro nível, que consistem em atividades de controle realizadas por cada unidade operacional, em seus próprios processos, como forma de assegurar a correta realização das operações; 2) controles de segundo nível, os quais são executados por áreas corporativas específicas e que visam monitorar e gerir tipos específicos de riscos; 3) controles de terceiro nível (auditoria interna), que visam verificar a estrutura e funcionamento do sistema como um todo, através do monitoramento dos controles, assim como do trabalho executado pelo segundo nível.

O Sistema está sujeito a testes periódicos e verificações, levando em consideração a evolução das operações corporativas e a situação em questão, assim como as melhores práticas.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

i. os riscos para os quais se busca proteção;

A Companhia busca proteção para os seguintes riscos:

Financeiros: englobam riscos de mercado (relacionados a mudanças no cenário macroeconômico, as quais são ocasionadas por alterações nas taxas de juros, de câmbio e na expectativa inflacionária) e riscos de crédito (possibilidade de contrapartes não honrarem seus compromissos);

Regulatórios: riscos oriundos de mudanças promovidas pelos mais diversos órgãos reguladores;

Negócio: englobam os riscos relacionados com a incerteza sobre o desempenho de variáveis-chaves inerentes ao negócio como características da demanda e do setor de atuação;

Operacionais: riscos resultantes de processos internos inadequados ou de eventos externos.

ii. os instrumentos utilizados para proteção;

A seguir, apresenta-se os grupos de riscos e como eles são tratados:

Financeiros – A Companhia segue a Política Global de Gerenciamento de Riscos Financeiros do grupo Enel, a qual estabelece parâmetros para salvaguardar a empresa de eventuais prejuízos em operações financeiras, bem como de falhas nos processos de registro, acompanhamento e avaliação. As determinações da Lei Sarbanes-Oxley orientam os controles internos e o processo de preparação e divulgação das informações financeiras. Adicionalmente, a Companhia acompanha sua exposição a contrapartes e segue critérios que classificam as contrapartes por nível de risco e limitam o seu nível de exposição a cada contraparte. A Companhia também se utiliza de instrumentos derivativos com o único objetivo de proteger suas posições financeiras sujeitas a variações cambiais e taxas de juros.

Regulatórios – A atual matriz de riscos da Enel no Brasil classifica a revisão tarifária e a possibilidade de racionamento de energia como riscos regulatórios. Para gerir esses riscos, há controle de parâmetros que influenciam a tarifa em diferentes cenários, levando em consideração inclusive as condições hidrológicas projetadas. Uma área específica de Regulação acompanha também as determinações da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e promove a conformidade nas atividades das empresas do Grupo.

Negócio – O risco de oscilação do preço de energia é gerenciado por equipes especializadas em mercado energético, responsáveis por avaliar a evolução da demanda e o cenário hidrológico no horizonte de cinco anos. A partir daí, definem a participação da Companhia em leilões de compra de energia. Nos contratos de longo prazo, constam garantias de cumprimento à regulação do setor, com minimização de penalidades.

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

Operacionais – Representam os riscos da operação, em que a qualidade no fornecimento de energia e o índice de perdas são os principais aspectos identificados. Esses riscos são gerenciados por meio de procedimentos e normas formais comerciais, operacionais e de execução.

Socioambientais – O Princípio da Precaução é considerado no Sistema de Gestão Ambiental (SGA), que orienta a execução de processos operacionais e tem por base requisitos das certificações ISO 14001 e OHSAS 18001 e normas técnicas ambientais. Por esse princípio, a ausência de absoluta certeza científica não é razão para adiar medidas eficazes e economicamente viáveis para prevenir a ameaça de danos sérios ou irreversíveis ao meio ambiente ou à saúde humana. Os principais riscos sociais referem-se à segurança das pessoas e a prejuízos financeiros ao usuário da energia elétrica e são gerenciados por meio de procedimentos comerciais, operacionais, de execução e de segurança do trabalho, além de projetos e procedimentos que minimizam os impactos.

Reputação e imagem – Há acompanhamento diário de notícias na imprensa e em redes sociais e análise de acontecimentos que possam impactar negativamente a imagem da companhia. Para definir a melhor estratégia em relação às partes interessadas, são realizadas pesquisas periódicas com consumidores e formadores de opinião. Há ainda divulgação de normas de conduta entre colaboradores, ressaltando aspectos como ética e respeito ao ser humano e ao meio ambiente. Adicionalmente, a Companhia possui um Programa de Integridade aprovado por seu Conselho de Administração que objetiva garantir aderência aos requisitos da legislação brasileira Anticorrupção (Lei 12.846/13), através do qual se estabelece uma série de medidas preventivas relacionadas a “responsabilidade penal corporativa”. Esse programa está inserido no Programa Global de Compliance (adotado pelas companhias do grupo Enel no Brasil aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia em dezembro de 2016).

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos.

O grupo Enel possui um comitê global de gerenciamento de riscos, o qual possui as seguintes atribuições: aprovar as políticas de riscos propostas pelo Controller de risco da Holding; aprovar os limites de exposição propostos; autorizar quebras de limites; definir estratégias de riscos identificando planos de ação e instrumentos para mitigar os riscos e supervisão global do gerenciamento e controle de riscos.

No âmbito de cada Companhia do grupo, o processo de gestão de riscos é descentralizado. Cada gestor responsável pelo processo operacional em que se origina o risco é também responsável pelo tratamento e pela adoção de medidas de controle e mitigação dos riscos.

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento das políticas internas, inclusive relacionadas a riscos, a Companhia conta com uma equipe de Auditoria Interna, responsável por realizar periodicamente auditorias e verificar se as políticas e controles estabelecidos estão em funcionamento. Além do comitê de riscos e da auditoria interna, a companhia conta ainda com uma área de Controles Internos que tem por objetivo assegurar que as atividades de controles internos para mitigação de riscos relacionados elaboração das informações financeiras divulgadas são adequadas e estão em funcionamento. Essa área atende a todos requisitos de acompanhamento periódico da Lei Sarbanes Oxley, inclusive com certificação semestral desses controles por auditoria externa.

c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada.

A gestão dos riscos está alinhada com os objetivos estratégicos da organização e envolve, além da área de Auditoria Interna e de Controles Internos, gestores das áreas de negócio e de apoio, definidos como Process e Control Owners dos riscos que afetam as demonstrações financeiras da companhia. Portanto, eles utilizam suas estruturas específicas para o gerenciamento dos riscos, enquanto as áreas de Auditoria Interna e Controles Internos estão estruturadas para executar testes periódicos, assegurando a efetividade dos controles internos da Companhia.

A periodicidade dos treinamentos de empregados para garantir conhecimento quanto a Governança Corporativa da Companhia é realizada anualmente com o objetivo de disseminar as boas práticas.

A Companhia dispõe de um Código de Ética, que expressa os compromissos éticos e responsabilidades no desempenho das atividades do negócio e das operações corporativas pelos colaboradores da Companhia, sejam eles executivos ou colaboradores com qualquer vínculo com esta empresa. Adicionalmente, a Coelce dispõe de um canal de denúncias em seu website, que garante o anonimato de seus delatores.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2. Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política;

A Companhia segue a Política Global de Gerenciamento de Riscos Financeiros do grupo Enel, a qual estabelece parâmetros para salvaguardar a empresa de eventuais prejuízos em operações financeiras, bem como de falhas nos processos de registro, acompanhamento e avaliação.

A Companhia adota estratégias visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos financeiros. Com essa finalidade, mantém processos gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e oportunidades/condições de cobertura no mercado.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:

i. os riscos de mercado para os quais se busca proteção;

Dentre os riscos de mercado para os quais a Companhia possui mecanismos de proteção estão:

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 ou de uma contraparte, em um instrumento financeiro, não cumprir com suas obrigações contratuais. Esses riscos são avaliados como de baixa probabilidade, considerando a pulverização do número de clientes, o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação e as políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. Essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (rating) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

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 específica. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

Os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis são considerados como bastante reduzidos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa.

Em 30 de junho de 2017, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com as seguintes classificação de risco realizada pela Agencia Standard & Poor's (escala nacional):

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	30/06/2017	31/12/2016
AA-	4.459	154.783
A+	66	31
Banco Central do Brasil	201	1.868
Não avaliado	92.655	13.853
Total geral	97.381	170.535

Risco de câmbio

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar em perdas para Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados a dólar. De forma a evitar este risco, sempre que aplicável, a Companhia contrata instrumentos derivativos (swaps) para as dívidas financeiras indexadas em moeda estrangeira (passando o custo para CDI, em Reais), com o objetivo estrito de proteção (Hedge). Em 30 de junho de 2017, a dívida em moeda estrangeira da Companhia não era significativa e também não existia exposição a operações com derivativos de câmbio.

Risco de encargos de dívida (taxas de Juros e inflação)

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. Em 30 de junho de 2017, a Companhia possuía 88% da dívida total indexada a taxas variáveis ou flutuantes (CDI, SELIC, TJLP, IPCA e Libor), que caracterizam o mercado brasileiro, no qual taxas prefixadas são ainda menos frequentes.

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 (taxa utilizada em contratos com recursos do BNDES).

Em relação aos empréstimos indexados a taxas variáveis, que caracterizam o mercado brasileiro, no qual taxas prefixadas são ainda menos frequentes, a Companhia acompanha as taxas de juros e de inflação, de forma a observar oportunidades de contratar derivativos para se proteger contra possíveis flutuações destas taxas.

Em 30 de junho de 2017, a Companhia possuía 88% da dívida total indexada a taxas variáveis, sendo que 16% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com recursos do BNDES.

Em 30 de junho de 2017, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	30/06/2017	%	31/12/2016	%
Selic	49	3%	1.867	1%
CDI	92.200	93%	131.470	97%
Pré-Fixado	122	4%	2.491	2%
Total	92.371	100%	135.829	100%

Ativo Financeiro Indenizável	30/06/2017	%	31/12/2016	%
IPCA	1.159.419	100%	1.103.190	100%
Total	1.159.419	100%	1.103.190	100%

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	30/06/2017	%	31/12/2016	%
Taxa fixa	118.626	12%	136.741	13%
TJLP	157.581	16%	178.606	17%
Selic	85.621	9%	90.109	8%
CDI	332.019	33%	385.913	36%
IPCA	298.143	30%	284.585	26%
Libor	3.794	0%	3.737	0%
Total	995.784	100%	1.079.691	100%

ii. a estratégia de proteção patrimonial (*hedge*);

O impacto de fatores que possam afetar as operações, o Balanço e os Resultados da Companhia, tais como flutuações na atividade econômica, índices de inflação, taxa de câmbio ou taxas de juros, é monitorado constantemente por meio de simulações periódicas das exposições de crédito e dívida, do fluxo de caixa para os próximos 12 meses e através do Plano Industrial da Companhia (Business Industrial Plan - BIP) que sofre atualização trimestral ou semestral para o ano corrente e revisão anual para o longo prazo que compreende às projeções para um período de cinco anos.

Para fins de proteção patrimonial em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado, a Companhia se utiliza de instrumento financeiros derivativos e de diversificação de indexadores, à medida em que haja oferta de financiamento que o permita, em condições consideradas adequadas.

iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*);

A Companhia se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. A Companhia possui operações para proteção cambial apenas em volume compatível com a exposição. Os instrumentos de proteção contratados são swaps de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Gestão do Risco de liquidez

A liquidez da Companhia é gerida através do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

A Companhia mantém linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, incluindo committed credit lines e uncommitted credit lines, através de contratos firmados no montante de R\$ 140 milhões.

iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros, a Companhia utiliza-se de monitoramento dos impactos financeiros, através de projeções de fluxos de caixa e de sua posição econômica, bem como de informações do mercado, para calcular o Mark to Market e realizar Stress Testing dos instrumentos e avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos, os quais são comprovados pelos testes de efetividade realizados trimestralmente. Decisões sobre a mitigação de riscos estão relacionadas à percepção de riscos evidenciados pelas projeções mencionadas e às oportunidades de mercado para proteções adequadas, seguindo parâmetros estabelecidos em diretrizes gerais e políticas do Grupo (ex. evitar exposição a riscos cambiais, observar limites de crédito definidos para contrapartes, manter back-up financeiro para cobrir riscos de liquidez no curto prazo, buscar diversificação de indexadores).

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Valorização dos instrumentos financeiros

O método de mensuração utilizado para cálculo do valor de mercado dos instrumentos financeiros foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses ativos e passivos, taxas de mercado vigentes e respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço:

	Categoria	Nível	30/06/2017		31/12/2016	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	97.329	97.329	168.127	168.127
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	52	52	2.408	2.408
Cauções e depósitos	Empréstimos e recebíveis	2	90.680	90.680	71.548	71.548
Consumidores	Empréstimos e recebíveis	2	796.792	796.792	805.397	805.397
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	2	131.876	131.876	325.493	325.493
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	1.159.419	1.159.419	1.103.190	1.103.190
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	688.704	686.563	786.434	782.037
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	297.806	288.145	284.121	283.931
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	9.274	7.262	9.136	6.768
Passivos financeiros setoriais	Outros passivos financeiros	2	116.017	116.017	282.754	282.754
Fornecedores	Outros passivos financeiros	2	518.911	518.911	497.299	497.299

As aplicações financeiras registradas no período (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

Valor justo hierárquico

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

- Nível 1: Dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo;
- Nível 2: Dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado;
- Nível 3: Dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

As operações de derivativos quando realizadas são para 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.

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

A Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivo diverso de proteção patrimonial. A utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger ativos e passivos relevantes da empresa, em especial passivos contratados em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado;

No Grupo Enel, a gestão de riscos de mercado, a nível corporativo, envolve o Comitê Global de Gerenciamento de Riscos Financeiros, conforme estabelecido pelo controlador, e uma estrutura específica de Risk Management na Diretoria de AFC (Administração, Finanças, Planejamento e Controle). Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão de Riscos Financeiros. O Comitê Global de Gerenciamento de Riscos possui as seguintes atribuições: aprovar as políticas de riscos propostas pelo Controller de risco da Holding; aprovar os limites de exposição propostos; autorizar quebras de limites; definir estratégias de riscos identificando planos de ação e instrumentos para mitigar os riscos e supervisão global do gerenciamento e controle de riscos.

Localmente, o Diretor Financeiro da Companhia é o responsável pelo tratamento e pela adoção de medidas de controle e mitigação dos riscos de mercado seguindo as diretrizes da Política Global, apoiado pela estrutura de Finanças da Enel Brasil.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento das políticas internas, inclusive relacionadas a riscos, a Companhia conta com uma equipe de Auditoria Interna, responsável por realizar periodicamente auditorias e verificar se as políticas e controles estabelecidos estão em funcionamento. Além do comitê de riscos e da auditoria interna, a companhia conta ainda com uma área de Controles Internos que tem por objetivo assegurar que as atividades de controles internos para mitigação de riscos relacionados elaboração das informações financeiras divulgadas são adequadas e estão em funcionamento. Essa área atende a todos requisitos de acompanhamento periódico da Lei Sarbanes Oxley, inclusive com certificação semestral desses controles por auditoria externa.

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

A gestão dos riscos de mercado está alinhada com os objetivos estratégicos da organização e envolve, além da área de Auditoria e de Controles Internos, os gestores das áreas de negócio e de apoio, definidos como Risk Owners de cada risco identificado como crítico para a companhia. Tais Risk Owners utilizam suas estruturas específicas para o gerenciamento dos riscos, enquanto as áreas de Auditoria e Controles Internos estão estruturadas para executar testes periódicos, assegurando a efetividade dos controles internos da Companhia. A adequação da estrutura operacional e de controles internos é avaliada e corroborada por auditores internos e externos que emitem relatórios periódicos em suas auditorias.

5.3 - Descrição dos controles internos

5.3. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

- a. as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las;*
- d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente;*

Como controlada da Enel Américas, 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, realizando a gestão dos riscos relacionados à atividade, bem como, o monitoramento contínuo do ambiente de controles internos com objetivo de garantir a eficácia e eficiência de seus processos e controles em linha com as boas práticas de Governança Corporativa, estrutura COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) e em compliance com o PCAOB (Public Company Accounting Oversight Board), ITGC (IT General Controls), dentre outros.

Para todas as deficiências identificadas no sistema de controles internos, são definidos planos de ação, responsável e prazo para remedia-las.

Tomando por base testes executados pela Auditoria Independente contábil, durante todo o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, não foram identificadas deficiências de controle significativas ou fraquezas materiais nos controles internos da Companhia.

- b. as estruturas organizacionais envolvidas;*
- c. se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento;*

Os processos/controles que impactam as demonstrações financeiras são auto-avaliados semestralmente, pelos Control Owners e Process Owners dos processos, e testados por uma empresa de Auditoria Independente (Deloitte, atual), para garantir o cumprimento das exigências da Lei Sarbanes Oxley e Lei Italiana 262/05.

A Auditoria Interna realiza avaliações contínuas visando certificar a eficácia dos mecanismos de controles internos, assegurando ao Conselho de Administração e respectivo controle e comitês de Risco "CRC (s)" e Top Management, de que o controle interno e do sistema de gestão de risco eficientemente gerido, contribui para a realização dos objetivos da empresa com uma gestão de riscos adequada.

Para a Auditoria Independente contábil está sendo seguida a regra de rodízio, com troca de 5 em 5 anos, com o objetivo de garantir a independência do resultado que é apresentado ao Conselho de Administração, respectivos Top Managements e Mercado.

- e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas.*

As deficiências de controle, de desenho ou operação são reportadas nas Cartas de Recomendação para a Companhia, emitida pela Auditoria Independente contábil, e nela constam dos comentários da Administração do Grupo Enel e respectivos Top Managements. Nenhuma deficiência reportada no ano de 2016 foi significativa.

5.4 - Alterações significativas

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

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	13/06/1995

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 março de 2016, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reafirmou os ratings na Escala Nacional Brasil de longo e curto prazos „brAA-/brA-1“, respectivamente, atribuídos à Companhia. A perspectiva do rating de longo prazo é negativa.

A Coelce encerrou o ano de 2015 com 3.757.580 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,7 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 82.090 novos consumidores.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce em 2015 teve uma redução de 1,0% (-30 GWh) em relação ao 2014. Este decréscimo é o efeito, basicamente de uma retração de 11,0% observada no volume de energia transportada para os clientes livres em 2015 (-34 GWh) inferior ao registrado em 2014. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

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

6.5 Indicar se houve pedido de falência, desde que fundado em valor relevante, ou de recuperação judicial ou extrajudicial do emissor, e o estado atual de tais pedidos

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.

6.6 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

7.1 - Descrição das principais 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 3,9 milhões de unidades consumidoras, dentro de uma população de mais 9,0 milhões de habitantes. Além disso, a Coelce possui um sistema elétrico composto por 139.266 Km de Linhas de distribuição, 5.101 Km de Linhas de transmissão e 113 subestações.



A Coelce encerrou o primeiro semestre de 2017 com 3.953.118 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,4 % superior ao número de consumidores registrado no mesmo período do ano passado. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 53.744 novos consumidores.

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\$ 382 milhões.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

a) produtos e serviços comercializados

A Coelce é uma concessionária de serviços públicos e atua na distribuição de energia elétrica em uma área de concessão de 149 mil km², contemplando 184 municípios do Estado do Ceará.

Os negócios da Coelce dependem diretamente do mercado nacional e de seu desempenho. Em linhas gerais, a operação da concessionária consiste em comprar e distribuir energia elétrica a seus clientes finais.

A receita a partir do faturamento é dada principalmente por (i) fornecimento de energia elétrica ao mercado cativo; e (ii) faturamento pela demanda de uso do sistema de distribuição de energia elétrica contratada pelos Clientes Livres, que a despeito de adquirirem energia de outros agentes no mercado livre de energia, permanecem utilizando os serviços da Coelce para transporte da energia.

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

Ao considerarmos os três últimos exercícios sociais e o primeiro semestre de 2017, cerca de 87%, em média, da receita operacional bruta da Coelce resulta exclusivamente da distribuição de energia elétrica. O restante refere-se a outras receitas provenientes, de compartilhamento de infraestrutura, receita de construção, outros valores relacionados ao setor de distribuição de energia e outros componentes financeiros contabilizados como outras receitas.

R\$ Mil	06 meses findo em 30/06/2017	Em 31 de Dezembro de 2016	Em 31 de Dezembro de 2015	Em 31 de Dezembro de 2014
Fornecimento para consumidores	2.826.964	5.853.106	5.167.545	3.942.935
Ativos e passivos financeiros setoriais	(16.820)	(182.710)	557.910	306.409
Receita de uso da rede elétrica	86.159	132.426	100.909	76.343
Receita de construção	280.620	506.523	412.799	254.981
Outras receitas	36.629	72.107	75.351	57.479
Receita Operacional Bruta	3.213.552	6.381.452	6.314.514	4.638.147
(-) Deduções da Receita	(1.106.712)	(2.284.006)	(2.184.350)	(1.020.808)
Receita Operacional Líquida	2.106.840	4.097.446	4.130.164	3.617.339

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

A segregação do lucro 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 e no primeiro semestre de 2017:

R\$ Mil	06 meses findo em 30/06/2017	Em 31 de Dezembro de 2016	Em 31 de Dezembro de 2015	Em 31 de Dezembro de 2014
Lucro do Período	214.873	393.057	363.070	251.559

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 9,0 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.

Ao final do primeiro semestre de 2017, empregava 7.416 colaboradores, sendo 1.135 próprios e 6.281 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 (secionadora/abaixadora 1x600MVA – 500/230kV); (ii) subestação de Fortaleza II (secionadora/abaixadora 3 x 600MVA – 500/230kV); (iii) subestação de Milagres (abaixadora 1x600MVA – 500/230kV); (iv) subestação de Quixada (secionadora); (v) subestação de Milagres (secionadora/abaixadora 2 x 100MVA – 230/69 kV); (vi) subestação de Taua (abaixadora 1 x 100MVA – 230/69 kV); (vii) subestação de Ico (secionadora/abaixadora 1 x 100MVA – 230/69 kV); (viii) subestação de Banabuiú (secionadora/abaixadora 2 x 33MVA + 1 X 50MVA – 230/69kV); (ix) subestação de Russas (secionadora/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 (secionadora/abaixadora 2 x 100MVA – 230/69kV); e (xiv) subestação de Sobral II (secionadora/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, TauaIço, Banabuiú e Russas II).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) e transmissão (TUST), que são os custos referentes ao uso do sistema de 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 o primeiro semestre de 2017 com 207 clientes livres, que representa um incremento de mais de 100% em relação ao número registrado no mesmo período do ano passado.

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 descontraçadas 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 exercerem 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;

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- 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.

d) eventual sazonalidade

O consumo e, conseqüentemente, 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.

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)										
Trimestre	30/06/2017	TRI (%)	2016	TRI (%)	2015	TRI (%)	2014	TRI (%)	Média (GWh)	Média (%)
1º TRI	3.194	49,5%	3.223	24,2%	3.189	24,5%	3.071	24,0%	3.169	24,3%
2º TRI	3.254	50,5%	3.289	24,7%	3.200	24,6%	3.079	24,0%	3.205	24,5%
3º TRI	-	0,0%	3.337	25,1%	3.241	24,9%	3.266	25,5%	3.281	25,1%
4º TRI	-	0,0%	3.463	26,0%	3.386	26,0%	3.390	26,5%	3.413	26,1%
Total	6.448	100%	13.313	100%	13.016	100%	12.806	100%	13.070	100%

e) principais insumos e matérias primas, informando:

- descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável
- eventual dependência de poucos fornecedores
- 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.

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

7.4. Identificar se há clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total do emissor, informando⁹:

a. montante total de receitas provenientes do cliente;

A receita da Coelce provém da venda e distribuição de energia elétrica a 3,8 milhões de unidades consumidoras. Seu mercado consumidor é bastante pulverizado, sendo que nenhum cliente, nos últimos três exercícios sociais, é responsável por mais de 10% da receita líquida total da empresa.

b. segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente.

Não aplicável, uma vez que não há clientes nas condições acima

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 autorizatárias, 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 Termelétricidade – 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:

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

(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. Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas às respectivas concessionárias, inclusive a Companhia, serão prorrogadas pelo Poder Concedente.

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

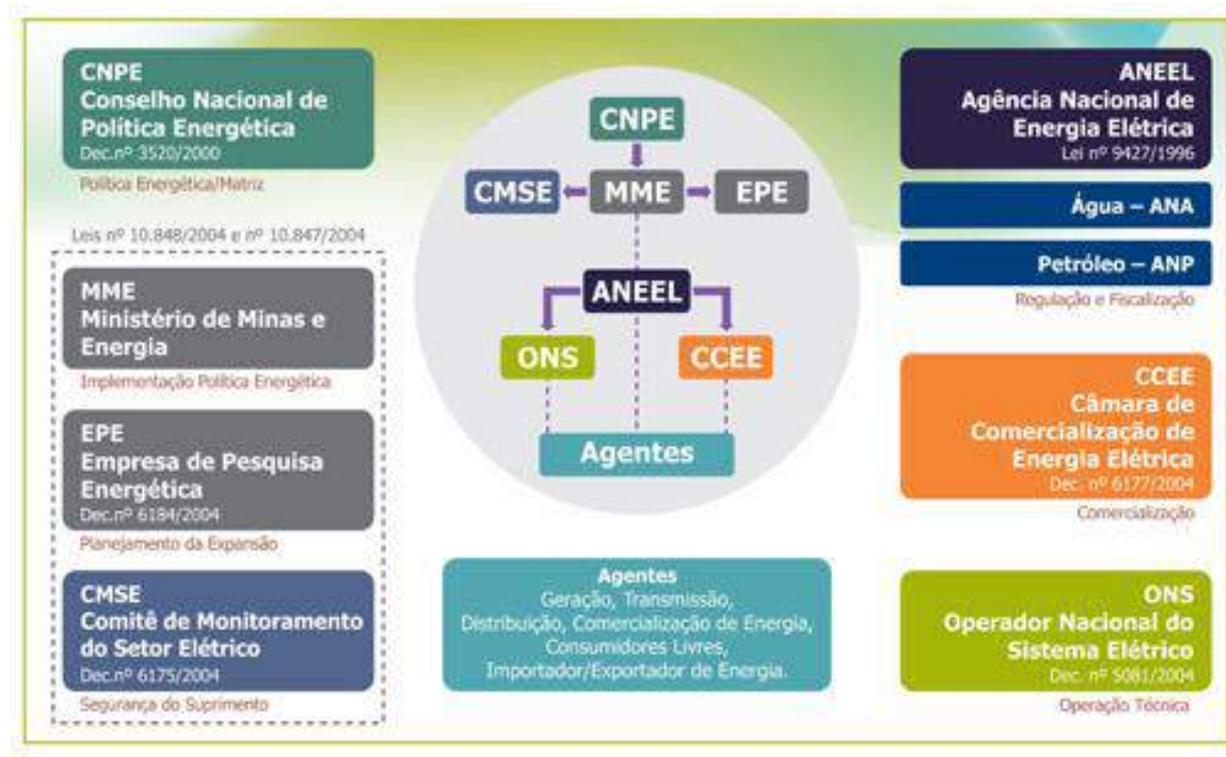
- Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **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.

Principais Entidades Regulatórias

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 fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) 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)

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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, encaminhado-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;

(f) eliminação da auto-contratação (self-dealing), de forma a proporcionar um incentivo 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal requereu a extinção das ações argumentando que as alegações de inconstitucionalidade haviam perdido o objeto, pois tinham relação com medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não proferiu sua decisão final sobre o mérito do processo judicial e não existe previsão para que essa decisão seja proferida. Dessa forma, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico encontra-se atualmente em vigor. Contudo, ela pode sofrer alterações.

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 responsáveis por quaisquer compras de energia no mercado de curto prazo que sejam necessárias para cumprir seus compromissos contratuais.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

Os leilões de compra, pelas distribuidoras, de energia proveniente de novos empreendimentos 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 10%;
- 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 extinguem 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 Déficit (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. A partir de 2016, foi criada nova modalidade na qual permite, de forma centralizada, a redução de contratos de energia nova, caso algum gerador manifeste interesse.

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.

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%.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 a inflação empregada nos reajustes anuais subsequentes. Até o 2º ciclo de Revisão Tarifária, o Fator X foi 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:

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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, o terceiro ciclo em 2011 e o quarto ciclo em 2015.

4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária, com data base em 22 de abril de 2015, conforme previsto no contrato de concessão. A ANEEL definiu as tarifas, através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%, que tem a seguinte composição:

- (i) Reposicionamento tarifário de 4,50%;
- (ii) Adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 6,67%;
- (iii) Exclusão dos componentes financeiros do reajuste de 2014, um impacto positivo de 0,52%.

Revisão Tarifária Extraordinária

Foi aprovada a Revisão Extraordinária da COELCE no dia 27 de fevereiro de 2015. A revisão teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e a cobertura tarifária do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos custos de compra de energia. O reajuste médio aprovado para a COELCE foi de 10,28% e passou a vigorar a partir de 02 de março de 2015.

Reajuste Tarifário Anual 2016

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 22 de abril de 2016. O reajuste tarifário médio foi de 12,97%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.065, de 19 de abril de 2016, com vigência até 21 de abril de 2017.

O efeito médio de 12,97% decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculado conforme Índice de Reajuste Tarifário – IRT estabelecido no contrato de concessão; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário anual de 2015, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

Reajuste Tarifário Anual 2017

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 22 de abril de 2017. O reajuste tarifário médio foi de 0,15%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.223, de 18 de abril de 2017, com vigência até 21 de abril de 2018.

O efeito médio de 0,15% decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, contribuindo para o efeito médio em 2,95%; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, levando a um aumento de 3,52% no atual reajuste; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário de 2016, que vigoraram até a data do reajuste em processamento, os quais contribuíram para uma variação tarifária de -6,31%

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 energia passaram a aplicar, anualmente, o mínimo de 0,50% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres pela utilização da 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 de 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda, e 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 aflúências 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)

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 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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

Marca

A Companhia, no dia 08 de novembro de 2016, comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que, doravante, passará a utilizar a marca padronizada de seu acionista controlador, qual seja ENEL ou, ainda, ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. Permanece inalterada a denominação social Companhia Energética do Ceará - Coelce, bem como seu controle acionário.

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

7.6. Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar:

a. receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor;

Toda a receita da Companhia provém de consumidores residentes no país sede da Companhia, ou seja, 100% da receita é proveniente do Brasil. Nos seis primeiros meses de 2017, a receita líquida auferida foi de R\$ 2.107 milhões. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, a receita líquida auferida foi de R\$ 4.097 milhões.

Receita líquida por Cliente

R\$ Mil	30/06/2017	30/03/2017	2016
(+) Consumidores	2.618.593	1.334.367	5.399.477
Fornecimento faturado	2.443.164	1.148.245	5.246.638
Fornecimento não faturado	175.429	186.122	152.839
(+) Ativos e passivos financeiros setoriais	(16.820)	(103.753)	(182.710)
(+) Subvenção baixa renda	96.029	49.206	191.538
(+) Subvenção CDE - desconto tarifário	112.342	57.749	262.091
(+) Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	86.159	43.370	132.426
(+) Receita de construção	280.620	122.251	506.523
(+) Outras receitas	36.629	16.978	72.107
= Receita Bruta	3.213.552	1.520.168	6.381.452
(-) Tributos	(914.308)	(444.188)	(1.865.100)
(-) P&D	(17.946)	(8.388)	(39.580)
(-) Encargo Setorial CDE	(169.733)	(90.745)	(373.482)
(-) Taxa de Fiscalização	(4.327)	(1.431)	(5.516)
(-) Outros impostos e contribuições sobre a receita	(398)	(121)	(328)
= Receita Líquida	2.106.840	975.295	4.097.446

b. receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor;

A Companhia não obteve, no exercício social corrente e no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, receitas provenientes do exterior, uma vez que as atividades da Companhia foram restritas ao território nacional.

c. receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.

A Companhia não obteve, no exercício social corrente e no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, receitas provenientes do exterior, uma vez que as atividades da Companhia foram restritas ao território nacional.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

7.7. Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 7.6, informar em que medida o emissor está sujeito à regulação desses países e de que modo tal sujeição afeta os negócios do emissor.

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui clientes estrangeiros.

7.8 - Políticas socioambientais

7.8. Em relação a políticas socioambientais, indicar:

a. se o emissor divulga informações sociais e ambientais;

O Grupo Enel Brasil, do qual a Companhia Energética do Ceará. faz parte, faz o relato anual (Relatório de Sustentabilidade) de suas atividades.

Em 2016 a Coelce reafirmou seu compromisso com o desenvolvimento socioeconômico do estado e reforçou também seu foco na sustentabilidade. Seu planejamento estratégico é executado a partir das perspectivas dos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, colaboradores e sociedade. Neste ano, o programa de sustentabilidade da Enel Brasil, Enel Compartilha, atuou para promover o consumo consciente e o acesso à energia a todas as pessoas, impulsionar o desenvolvimento socioeconômico local, agregar ferramentas para melhoria da qualidade da educação de crianças e jovens, além de apoiar iniciativas que contribuam para o meio ambiente e o bem-estar das comunidades onde está inserido.

A Coelce conta com diversos projetos, todos apoiados pelo Enel Compartilha Liderança em Rede, que tem como objetivo ser o interlocutor da empresa com as comunidades atendidas, de modo a facilitar o entendimento das necessidades e expectativas das comunidades para o desenvolvimento dos projetos.

Além do Programa Enel Compartilha, a Coelce conta com outros programas socioambientais, que em 2016 beneficiaram mais de 1,75 milhão de pessoas em todo estado do Ceará, com um investimento de R\$ 33,8 milhões. Com os recursos aplicados, permitiu-se oferecer aos cearenses – clientes e colaboradores, projetos de impacto relevante em suas vidas, especialmente para as comunidades de baixa renda, público-alvo dos seus projetos. Entre os projetos realizados no ano, destacam-se:

- ✓ Ecoenel Ceará
- ✓ Luz Solidária Ceará
- ✓ Plataforma Sinfonia do Amanhã
- ✓ Enel Compartilha Consumo Consciente
- ✓ Enel Compartilha Oportunidade
- ✓ Enel Compartilha Empreendedorismo
- ✓ Rede do Bem – Programa de voluntariado Enel Brasil
- ✓ Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser – Sustentabilidade em Rede”

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

b. a metodologia seguida na elaboração dessas informações;

A metodologia utilizada é da Global Reporting Initiative (GRI), organização internacional que estabelece diretrizes para a elaboração de relatórios de sustentabilidade.

c. se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente;

As informações prestadas no Relatório de Sustentabilidade são auditadas pela Ernst Young.

d. a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.

Os Relatórios de Sustentabilidade encontram-se disponíveis no website da companhia, no seguinte endereço eletrônico:

7.8 - Políticas socioambientais

<https://www.enel.com.br/pr/quemsomos/a201611-relatorios-anuais.html>

7.9 - Outras informações relevantes

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

8.1 - Negócios extraordinários

8.1. Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor.¹¹

Não ocorreram operações dessa natureza nos últimos 3 (três) exercícios sociais, nem no primeiro semestre de 2017, e, portanto, o presente item não se aplica à Companhia.

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

8.2. Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor.

Não ocorreram alterações significativa na condução dos negócios da Companhia nos últimos 3 (três) exercícios sociais, nem no primeiro semestre de 2017.

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

8.3. Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Não foram celebrados contratos pela Companhia e/ou pelas Controladas que não sejam diretamente relacionados com suas atividades principais nos últimos 3 (três) exercícios sociais, nem no primeiro semestre de 2017.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

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 30 de junho de 2017 era de R\$ 3.273.532 mil. Nesta mesma data, a Emissora possuía cerca de 144.367 km de linhas de transmissão e distribuição em alta e baixa tensão.

A Emissora é, hoje, proprietária de 113 subestações. Utilizando o critério de quantidade de alimentadores instalados, que indica a capilaridade do atendimento em relação ao espaço geográfico, associado ao critério de potência instalada, que demonstra a capacidade de atendimento das subestações aos clientes finais, a tabela abaixo apresenta a descrição das subestações mais importantes para os negócios da Coelce:

Documentação/ Matrícula	Subestação	Município	Endereço	Potencia Instalada (MVA)	Quantidade Alimentadores (13,8 kV)	Finalidade	Alugado ou Arrendado?
Transcrição 52993	Aldeota	Fortaleza	Av. Barão de Studart, 1475. Bairro Dionísio Torres	99,6	14	Transformadora / Distribuidora / Própria / TEAM ARTECHER / DNP	Não
Transcrição 69919	Água Fria	Fortaleza	Rua José Severiano, 315. Bairro Água Fria	66,6	9	Transformadora / Distribuidora / Própria / EFACEC	Não
Transcrição 21762	Barra do Ceará	Fortaleza	Rua Otacílio Carneiro, 19 (Esquina com a Rua General Mário Hermes). Bairro Jardim Iracema	53,2	9	Transformadora / Distribuidora / Própria / ELIOP	Não
18781	Bonsucesso	Fortaleza	Rua Leblon Maia, 30 – Bairro Vila Manoel Sátiro	66,6	9	Transformadora / Distribuidora / Própria / LANDIS&GYR	Não
3457	Caucaia	Caucaia	Estrada Velha - Rodovia BR 222 - Km 10	53,2	9	Transformadora / Distribuidora / Própria / SCHNEIDER	Não
72194, 53741, 65778, 66517	Centro	Fortaleza	Rua Pedro Angelo, 39 - Centro	66,6	7	Transformadora / Distribuidora / Própria / EFACEC	Não
17197	Distrito Industrial I	Maracanaú	Av. do Contorno, 300 – Bairro Pajuçara	66,4	9	Transformadora / Distribuidora / Própria / EFACEC	Não
31079	Dias Macedo	Fortaleza	Rua Pedro Dantas, 650 - Bairro Dias Macedo	66,4	7	Transformadora / Distribuidora / Própria / EFACEC	Não
26014	Juazeiro do Norte	Juazeiro do Norte	Rua Leão Sampaio, S/N – Bairro João Cabral	66,4	9	Transformadora / Distribuidora / Própria / EFACEC	Não
9608	Mondubim	Fortaleza	Av. Pres. Costa e Silva, S/N – Bairro Mondubim	66,4	8	Transformadora / Distribuidora / Própria / TEAM ARTECHE/DNP	Não
1082	Maguary	Fortaleza	Rua Barão do Rio Branco, 2955 – Bairro Centro	118	15	Transformadora / Distribuidora / Própria / EFACEC	Não
4845	Messejana	Fortaleza	RUA CORONEL ERNESTO MATOS, Nº 599 – Bairro Messejana	66,5	8	Transformadora / Distribuidora / Própria / LANDIS&GYR / DNP	Não
5979	Papicu	Fortaleza	Av. Desembargador Lauro Nogueira, 1456. Bairro: Papicu	66,6	9	Transformadora / Distribuidora / Própria / LANDIS&GYR	Não
Transcrição 28948	Parangaba	Fortaleza	Rua Barão de Canindé, 1128 (Esquina com a Rua Elvira Pinho) - Bairro Montese	66	10	Transformadora / Distribuidora / Própria / LANDIS & GYR	Não
70868	Presidente Kennedy	Fortaleza	Av. Sargento Hermínio, 2643. Bairro Presidente Kennedy	78,26	10	Transformadora / Distribuidora / Própria / LANDIS&GYR / DNP	Não
17757	Sobral	Sobral	Av. Senador José Ermírio de Moraes, 180 – Bairro Padre Ibiapina - Sobral – Ce.	53,2	9	Transformadora / Distribuidora / Própria / ELIOP	Não
14084	Tauape	Fortaleza	Rua Eduardo Bezerra, 665. Bairro São João do Tauape	66,4	8	Transformadora / Distribuidora / Própria / LANDIS & GYR	Não
3704	Varjota	Fortaleza	Rua Carolina Sucupira, 1670 - Bairro Aldeota	53,2	8	Transformadora / Distribuidora / Própria / EFACEC	Não

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

Marca: A Companhia Energética do Ceará – COELCE atualmente detém registro da marca COELCE (Nº Registro INPI: 900387726), porém a Companhia passou a utilizar a marca padronizada de seu acionista controlador, qual seja ENEL, conforme comunicado aos seus acionistas e ao mercado em geral no dia 08 de novembro de 2016. Adicionalmente, permanece inalterada a denominação social Companhia Energética do Ceará - Coelce, bem como seu controle acionário.

i. duração

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

ii. território atingido

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Todo o território nacional.

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

No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade do direito ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.

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

A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. Há ainda, a possibilidade da Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros.

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
Subestação: Aldeota. Av. Barão de Studart, 1475. Bairro Dionísio Torres	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Linhas de Distribuição	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Própria
Subestação: Água Fria. Rua José Severiano, 315. Bairro Água Fria	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Barra do Ceará. Rua Otacílio Carneiro, 19. Bairro Jardim Iracema	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Bonsucesso. Rua Leblon Maia, 30 – Bairro Vila Manoel Sátiro	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Caucaia. Estrada Velha - Rodovia BR 222 - Km 10	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação: Centro. Rua Pedro Angelo, 39 - Centro	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Distrito Industrial I. Av. do Contorno, 300 – Bairro Pajuçara	Brasil	CE	Maracanaú	Própria
Subestação: Dias Macedo. Rua Pedro Dantas, 650 - Bairro Dias Macedo	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Juazeiro do Norte. Rua Leão Sampaio, S/N – Bairro João Cabral	Brasil	CE	Juazeiro do Norte	Própria
Subestação: Mondubim. Av. Pres. Costa e Silva, S/N – Bairro Mondubim	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Maguary. Rua Barão do Rio Branco, 2955 – Bairro Centro	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Messejana. Rua Coronel Ernesto Matos, 599. Bairro Messejana	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Papicu. Av. Desembargador Lauro Nogueira, 1456. Bairro: Papicu	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Parangaba. Rua Barão de Canindé, 1128. Bairro Montese	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Presidente Kennedy. Av. Sargento Hermínio, 2643. Presidente Kennedy	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Sobral. Av. Senador José Ermírio de Moraes, 180. Padre Ibiapina	Brasil	CE	Sobral	Própria
Subestação: Tauape. Rua Eduardo Bezerra, 665. Bairro São João do Tauape	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação: Varjota. Rua Carolina Sucupira, 1670 - Bairro Aldeota	Brasil	CE	Fortaleza	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	A Companhia detém registro da marca COELCE (Nº Registro INPI: 900387726)	10 anos	No âmbito administrativo (junto ao INPI), a manutenção dos registros de marcas é realizada através do pagamento periódico de retribuições ao órgão competente. A extinção da marca pode ocorrer pela expiração do prazo de vigência, pela renúncia do titular, pela caducidade do direito ou pela inobservância de algum aspecto requerido pelo INPI, de acordo com a Lei nº 9.279/96 e demais legislações correlatas. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. Há ainda, a possibilidade da Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos de terceiros.

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. Comentários dos diretores

10.1. Os diretores devem comentar sobre¹⁵⁻¹⁶:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais;

No curso normal de seus negócios, a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as suas atividades, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. Considerando os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três anos e no primeiro semestre do ano corrente, conforme tabela abaixo, o nível de endividamento da Companhia é confortável, e se mantém em patamares conservadores. A Companhia encerrou o primeiro semestre de 2017 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)) de 0,29 e com o Índice Dívida Bruta / EBITDA (EBITDA e Dívida Bruta acumulado nos últimos 12 meses) em 1,36.

O índice que relaciona a Dívida Líquida pelo EBITDA (Lucro operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização), encerrou o primeiro semestre de 2017 em 1,23, apresentando uma melhoria comparado a 2016. O EBITDA acumulado dos 12 últimos meses referente a posição de 30 de junho de 2017 aumentou 2%, quando comparado com 2016, e a dívida líquida está praticamente estável entre os períodos comparados.

Devido ao baixo nível de alavancagem, em condições normais de mercado, a Companhia apresenta condições satisfatórias para contratar empréstimos e financiamentos adequados para realização de suas atividades e/ou investimentos futuros, denotando capacidade financeira suficiente para a cobertura financeira de suas operações, bem como realização de investimentos planejados, pagamento de dívidas e outras obrigações.

Em 06 de março de 2017, a Standard & Poor's Rating Services ("S&P") reafirmou os ratings na Escala Nacional Brasil de longo e curto prazos 'brAA-/brA-1', respectivamente, atribuídos à Companhia. A perspectiva do rating de longo prazo é negativa. Foi reafirmado também o rating 'brAA-' atribuído à terceira emissão de debêntures da . 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.

Ao final do primeiro semestre de 2017, a Coelce apresentou um custo da dívida de 11,63% a.a., considerando um período de doze meses, equivalente a CDI - 1,12% a.a. (cerca de 90% CDI). Na composição do portfólio de empréstimos e financiamentos da Companhia, uma parte significativa dos financiamentos foi realizada com bancos de fomento (BNB e BNDES) e com a Eletrobrás, com custos abaixo da média praticada pelo mercado financeiro.

Indicadores de Endividamento	Período de seis meses findo em 30/06/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2014
Dívida Bruta / EBITDA*	1,36	1,51	1,99	1,81
Dívida Líquida / EBITDA*	1,23	1,27	1,90	1,54
EBITDA* / Despesa Financeira Líquida*	6,80	5,59	4,23	7,07
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,29	0,32	0,39	0,42
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,27	0,28	0,38	0,38
Indicadores de liquidez	Período de seis meses findo em 30/06/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2014
Liquidez Geral (Ativo Circulante+ativo não circulante)/(Passivo circulante+Passivo não circulante)	1,94	1,89	1,77	1,74
Liquidez Corrente (Ativo circulante/Passivo Circulante)	0,94	1,07	1,15	1,47
Liquidez Imediata (Caixa e equivalentes e Títulos e Valores Mobiliários/Passivo Circulante)	0,06	0,11	0,05	0,23

*Acumulado dos últimos 12 meses

OBS: A Dívida Bruta considera as seguintes contas do Balanço:

- Instrumentos Fin. Derivativos SWAP, presente tanto no ativo circulante como no não circulante;
- Empréstimos e Financiamentos, presente tanto no passivo circulante como no não circulante;
- Debêntures, presente tanto no passivo circulante como no não circulante;

Já para se obter a Dívida Líquida, subtrai-se da Dívida Bruta as seguintes contas do ativo circulante:

- Caixa e equivalente de caixa

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Títulos e valores mobiliários

b. estrutura de capital;

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

	Período de seis meses findo em 30/06/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2014
Capital Próprio = PL (R\$ mil)	2.450.779	2.313.456	2.005.047	1.715.844
Capital de Terceiros = Dívida Líquida (R\$ mil)	898.404	909.156	1.229.680	1.068.171
TOTAL (R\$ mil)	3.349.183	3.222.612	3.234.727	2.784.015
Capital Próprio (%)	73,2%	71,8%	62,0%	61,6%
Capital de Terceiros (%)	26,8%	28,2%	38,0%	38,4%

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos;

Ao final do primeiro semestre de 2017, a Companhia cumpriu com todos os covenants financeiros assumidos pela Companhia em contratos de financiamentos e emissão de debêntures, conforme apresentados abaixo, indicando situação de liquidez e equilíbrio financeiro:

	Limite Contratual	30/06/2017
Repasse BNDES		
Dívida Financeira Líquida ÷ LAJIDA Ajustado (Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações, provisão para contingências, e provis. para cred. liq.)	Limite Máx. 3,50	1,01
Dívida Financeira Líquida ÷ (Dívida Financeira Líquida + Patrimônio Líquido)	Limite Máx. 0,60	0,27

	Limite Contratual	30/06/2017
Escritura da 3ª emissão de debêntures		
Dívida Líquida ÷ EBITDA	Limite Máx.	1,01
EBITDA Ajustado ÷ Despesa Financeira Líquida*	Limite Mín. 2,75	7,99

*Despesa Fin. Líquida = Encargos de Dívida + Variação Monetária - Renda de Aplicações Financeiras

A Companhia tem seguido uma estratégia financeira com os objetivos principais de: (i) buscar a captação de recursos de longo prazo, para financiar parte relevante dos investimentos; (ii) equilibrar o custo financeiro total da dívida; e (iii) preservar seu nível de liquidez que minimize riscos financeiros conjunturais. Considerando o seu perfil de endividamento, a sua capacidade financeira de captação de recursos e de 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 diversos bancos; e (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos correntes (manutenção e expansão).

Os fluxos de caixa provenientes das atividades operacionais têm sido suficientes para a cobertura das necessidades de recursos financeiros, incluindo parte relevante dos investimentos. Todavia, a companhia geralmente busca financiamento por meio de operações

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

bancárias e operações no mercado de capitais, com a finalidade de financiar sua necessidade de recursos, sobretudo 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 *revolving* de crédito bancário, já contratadas e imediatamente disponíveis, e contas garantidas mantidas para este fim. Em junho de 2017, estas linhas de back-up financeiro somavam R\$ 140.000 mil. Também para capital de giro, a companhia também pode fazer uso de empréstimos bancários de curto/médio prazos, e eventualmente operações no mercado de capitais. Tais opções têm se demonstrado plenamente acessíveis à companhia, em decorrência de seu bom perfil de riscos financeiros.

Para execução de investimentos, a Companhia costuma utilizar financiamentos de longo prazo com instituições financeiras de desenvolvimento, tais como BNDES, BANCO DO NORDESTE e outras entidades de fomento, como ELETROBRÁS e SUDENE, e também a emissão de dívida no mercado de capitais.

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:

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

	Período de seis meses findo em 30/06/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2014
Moeda Estrangeira				
União Federal - Bônus de Desconto (a)	3.794	3.737	4.471	3.040
União Federal - Bônus ao Par (a)	5.480	5.399	6.469	4.400
Total Moeda Estrangeira	9.274	9.136	10.940	7.440
Moeda Nacional				
Financiamentos	356.685	400.521	320.427	330.936
Eletróbrás (b)	33.247	37.430	47.612	62.234
Banco do Nordeste - FNE ©	37.282	47.945	69.254	90.563
BNDES FINAME (Capex 2012 - 2013)	24.755	26.823	30.950	35.076
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - A (d)	39.961	46.357	58.750	71.516
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - B (d)	39.970	46.371	58.772	71.547
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - F (d)	863	980	-	-
BNDES FINEM (Capex 2014 - 2015) - A (e)	76.787	84.898	27.529	-
BNDES FINEM (Capex 2014 - 2015) - B (e)	85.621	90.109	27.560	-
BNDES FINAME (Capex 2014 - 2015)	18.199	19.608	-	-
Empréstimos	332.019	385.913	513.071	459.762
Itaú CCB	103.329	156.190	156.299	155.070
Banco do Brasil (BB Agropecuário)	228.690	229.723	306.298	304.692
Working Capital Santander	-	-	50.474	-
Total Moeda Nacional	688.704	786.434	833.498	790.698
Total de Empréstimos e Financiamentos	697.978	795.570	844.438	798.138
Circulante	240.060	240.074	205.505	72.189
Não Circulante	457.918	555.496	638.933	725.949
	697.978	795.570	844.438	798.138

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, dos quais apenas os subcréditos D-Bond (Bônus de Desconto) e P-Bond (Bônus ao Par) ainda estão vigentes com vencimento previsto para 11 de abril de 2024, e remunerados a Libor + 0,8125% a.a e 8,0% a.a respectivamente, e ambos com variação cambial em dólares norte-americanos.

b) Eletrobrás - Empréstimos contratados 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 oriundos dos fundos setoriais RGR (Reserva Global de Reversão) e CDE (Conta de Desenvolvimento Energético). Tais contratos possuem disposição que impedem a Emissora de assumir de novos compromissos financeiros caso haja descumprimento de Covenants financeiros.

c) Banco do Nordeste do Brasil – FNE/Proinfra - A Companhia celebrou contratos com o Banco do Nordeste do Brasil para o financiamento do Capex, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), através da Linha de Crédito do Programa de Financiamento à Infraestrutura Complementar da Região Nordeste (Proinfra).

d) Repasse BNDES FINEM/FINAME 2012/2013 – Financiamento para o plano de investimento 2012/2013 da Companhia contratado em 28 de junho de 2013, no montante total de R\$ 217.185.448,10, em operação sindicalizada para repasse de recursos das linhas de crédito FINEM (Financiamento a Empreendimentos) e FINAME (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) do BNDES. Tais contratos possuem Covenants financeiros. A companhia está solicitando aprovações junto aos agentes financeiros para a tomada de endividamento via a 4ª emissão das debêntures, uma vez que os contratos junto ao BNDES o exige.

e) Repasse BNDES FINEM/FINAME 2014/2015 – Financiamento para o plano de investimento 2014/2015 da Companhia contratado em 08 de outubro de 2015, no montante total de R\$ 215.125.576,00, em operação sindicalizada para repasse de recursos das linhas de crédito FINEM (Financiamento a Empreendimentos) e FINAME (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) do BNDES. Tais contratos possuem Covenants financeiros. A companhia está solicitando aprovações junto aos agentes financeiros para a tomada de endividamento via a 4ª emissão das debêntures, uma vez que os contratos junto ao BNDES o exige.

f) BB Agropecuário – Financiamento destina-se ao apoio financeiro mediante abertura de crédito fixo para comercialização, do insumo energia elétrica, vendido aos produtores rurais, pessoas físicas ou jurídicas ou a suas cooperativas, utilizados diretamente na atividade agropecuária. Tais contratos possuem Covenants financeiros.

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 Emprést. e Financ. - LP (R\$ Mil)	Período de seis meses findo em 30/06/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2014
2016	-	-	-	136.230
2017	-	-	194.686	185.412
2018	123.089	221.342	194.093	184.820
2019	205.038	204.781	177.532	168.258
2020	60.538	60.357	33.166	51.229
Após 2020	69.253	69.016	39.456	-
	457.918	555.496	638.933	725.949

Debêntures

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Período de seis meses findo em 30/06/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2014
3ª Emissão				
1ª Série	-	-	53.576	106.613
2ª Série	298.143	284.585	400.133	362.075
(-) Custo de transação	(337)	(464)	(819)	(1.197)
Total sem efeito de swap	297.806	284.121	452.890	467.491
Resultado das operações de swap	-	-	-3.156	-5.569
Total de debentures	297.806	284.121	449.734	461.922
Circulante	155.545	143.957	187.136	58.756
Não Circulante	142.261	140.164	262.598	403.166
	297.806	284.121	449.734	461.922

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	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas 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

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 EBITDA¹, incluindo em sua composição ajustes

¹ Conforme definido na escritura de emissão das debêntures, o EBITDA 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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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).

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 30 de junho de 2017 a Companhia cumpriu com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

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

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

Curva de Amortização das Debêntures - LP (R\$ Mil)	Período de seis meses findo em 30/06/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2014
2016	-	-	-	170.624
2017	-	-	131.269	118.727
2018	142.261	140.164	131.329	118.799
	142.261	140.164	262.598	408.150

Composição dos empréstimos e financiamentos e debêntures, por tipo de moeda e indexador:

Empréstimo, Financiamento e Debêntures - Custo (R\$ Mil)	Período de seis meses findo em 30/06/2017	%	Exercício findo em 31/12/2016	%	Exercício findo em 31/12/2015	%	Exercício findo em 31/12/2014	%
Moeda nacional								
Taxa Fixa	118.626	11,9%	136.741	12,7%	203.271	15,7%	290.073	23,0%
TJLP	157.581	15,8%	178.606	16,5%	145.051	11,2%	143.062	11,4%
Selic	85.621	8,6%	90.109	8,3%	27.560	2,1%	0	0,0%
CDI	332.019	33,3%	385.913	35,7%	513.684	39,7%	461.811	36,7%
IPCA	298.143	29,9%	284.585	26,4%	400.131	30,9%	362.075	28,7%
Libor	3.794	0,5%	3.737	0,4%	4.475	0,4%	3.040	0,2%
Total	995.784	100,0%	1.079.691	100,0%	1.294.172	100,0%	1.260.060	100,0%

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras;

A Companhia mantém contratos de financiamento de longo prazo com ITAÚ BBA, SANTANDER, BRADESCO e BANCO DO BRASIL (Sindicato Repasse BNDES), BANCO DO NORDESTE, ITAÚ BBA e BANCO DO BRASIL. A Companhia possui relacionamento de longo prazo com diversas instituições financeiras, na parte de serviços bancários, incluindo contratos de arrecadação de faturas de energia e sistemas de pagamento, e também para a realização de investimentos financeiros (disponibilidades de caixa), incluindo fundos de investimentos, sempre com perfil de baixo risco e de alta liquidez.

iii. grau de subordinação entre as dívidas;

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

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).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições;

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 Dívida Líquida ÷ LAJIDA ≤ 3,5; Dívida Líquida ÷ (Dívida Líquida + PL) ≤ 0,6 – para o Contrato de Repasse BNDES); Dívida Líquida ÷ LAJIDA ≤ 3,0 – para o contrato BB Agropecuário;. Pelos contratos de financiamento com BNB, Eletrobrás e com recursos de repasse BNDES, há possíveis restrições quanto a distribuição de dividendos em caso de default pecuniário com estes contratos.

Nos contratos BNB e com recursos de repasse BNDES, há obrigação da anuência prévia ao credor para eventos 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 principais contratos de financiamento 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 dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados;

Contratos	Objeto	Valor Total	Plano de Investimento	Desembolsado	Garantias
Financiamentos					
BNDES (Capex 2012-2013)	Financiamento do CAPEX	217.185	2012/2013	89%	Recebíveis
BNDES (Capex 2014-2015)	Financiamento do CAPEX	215.126	2014/2015	92%	Recebíveis
Eletrobrás	Luz Para Todos	134.085	2004	86%	Recebíveis e nota promissória
Banco do Nordeste – FNE	FNE/PROINFRA	106.187	2011	100%	Recebíveis, fiança bancária e conta reserva
Empréstimos					
Bônus de Desconto e Bônus ao Par	Refinanciamento dívida	* 3.001	-	100%	Recebíveis e conta reserva
Itaú CCB	Capital de giro	150.000	-	100%	
BB Agropecuário	Capital de giro	300.000	-	100%	

*Valor em reais convertido pela taxa do dia da liberação 10808

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Demonstrativo de Resultado Análise Vertical e Horizontal	Período de seis meses findo em 30/06/2017		Período de seis meses findo em 30/06/2016		Exercício social findo em 31/12/2016		Exercício social findo em 31/12/2015		Exercício social findo em 31/12/2014		Var. % 6M17 x 6M16	Var. % 2016 x 2015	Var. % 2015 x 2014
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%			
Receita Operacional	3.213.552	100,0%	2.983.424	100,0%	6.381.452	100,0%	6.314.514	100,0%	4.638.147	100,0%	7,7%	1,1%	36,1%
Fornecimento de energia elétrica	2.618.593	81,5%	2.604.951	87,3%	5.399.477	84,6%	4.758.742	75,4%	3.562.219	76,8%	0,5%	13,5%	33,6%
Ativos e passivos financeiros setoriais	-16.820	-0,5%	-113.957	-3,8%	-182.710	-2,9%	557.910	8,8%	306.409	6,6%	-85,2%	-132,7%	82,1%
Subvenção Baixa Renda	96.029	3,0%	90.919	3,0%	191.538	3,0%	185.946	2,9%	213.143	4,6%	5,6%	3,0%	-12,8%
Subvenção CDE - Desconto tarifário	112.342	3,5%	114.524	3,8%	262.091	4,1%	222.857	3,5%	167.573	3,6%	-1,9%	17,6%	33,0%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	86.159	2,7%	55.997	1,9%	132.426	2,1%	100.909	1,6%	76.343	1,6%	53,9%	31,2%	32,2%
Receita de Construção	280.620	8,7%	197.801	6,6%	506.523	7,9%	412.799	6,5%	254.981	5,5%	41,9%	22,7%	61,9%
Outras Receitas	36.629	1,1%	33.189	1,1%	72.107	1,1%	75.351	1,2%	57.479	1,2%	10,4%	-4,3%	31,1%
Deduções da Receita	(1.106.712)	-34,4%	(1.114.643)	-37,4%	(2.284.006)	-35,8%	(2.184.350)	-34,6%	(1.020.808)	-22,0%	-0,7%	4,6%	114,0%
ICMS	(638.709)	-19,9%	(643.738)	-21,6%	(1.320.675)	-20,7%	(1.231.703)	-19,5%	(837.752)	-18,1%	-0,8%	7,2%	47,0%
COFINS	(226.438)	-7,0%	(213.808)	-7,2%	(447.311)	-7,0%	(472.537)	-7,5%	(112.648)	-2,4%	5,9%	-5,3%	319,5%
PIS	(49.161)	-1,5%	(46.419)	-1,6%	(97.114)	-1,5%	(102.600)	-1,6%	(24.456)	-0,5%	5,9%	-5,3%	319,5%
Programa de eficiência energética e P&D	(17.946)	-0,6%	(20.745)	-0,7%	(39.580)	-0,6%	(32.159)	-0,5%	(30.761)	-0,7%	-13,5%	23,1%	4,5%
Encargo CDE e outros encargos	(169.733)	-5,3%	(187.124)	-6,3%	(373.482)	-5,9%	(340.375)	-5,4%	(15.191)	-0,3%	-9,3%	9,7%	2140,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(4.725)	-0,1%	(2.809)	-0,1%	(5.844)	-0,1%	(4.976)	-0,1%	-	0,0%	68,2%	17,4%	-100,0%
Receita Operacional Líquida	2.106.840	65,6%	1.868.781	62,6%	4.097.446	64,2%	4.130.164	65,4%	3.617.339	78,0%	12,7%	-0,8%	14,2%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(1.793.496)	-55,8%	(1.563.957)	-52,4%	(3.538.307)	-55,4%	(3.625.638)	-57,4%	(3.106.207)	-67,0%	14,7%	-2,4%	16,7%
Custos e despesas não gerenciáveis	(1.134.134)	-35,3%	(1.014.304)	-34,0%	(2.225.921)	-34,9%	(2.513.595)	-39,8%	(2.194.226)	-47,3%	11,8%	-11,4%	14,6%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.085.377)	-33,8%	(910.543)	-30,5%	(2.051.697)	-32,2%	(2.315.396)	-36,7%	(2.103.840)	-45,4%	19,2%	-11,4%	10,1%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(48.757)	-1,5%	(103.761)	-3,5%	(174.224)	-2,7%	(198.199)	-3,1%	(90.386)	-1,9%	-53,0%	-12,1%	119,3%
Custos e despesas gerenciáveis	(659.362)	-20,5%	(549.653)	-18,4%	(1.312.386)	-20,6%	(1.112.043)	-17,6%	(911.981)	-19,7%	20,0%	18,0%	21,9%
Pessoal	(76.834)	-2,4%	(78.637)	-2,6%	(152.734)	-2,4%	(171.001)	-2,7%	(140.114)	-3,0%	-2,3%	-10,7%	22,0%
Material e Serviços de Terceiros	(165.421)	-5,1%	(138.144)	-4,6%	(313.521)	-4,9%	(276.989)	-4,4%	(264.883)	-5,7%	19,7%	13,2%	4,6%
Depreciação e Amortização	(84.263)	-2,6%	(76.748)	-2,6%	(156.750)	-2,5%	(144.262)	-2,3%	(184.425)	-4,0%	9,8%	8,7%	-21,8%
Custos de Desativação de Bens	(10.516)	-0,3%	(15.468)	-0,5%	(48.702)	-0,8%	(16.544)	-0,3%	(12.934)	-0,3%	-32,0%	194,4%	27,9%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(44.958)	-1,4%	(33.772)	-1,1%	(113.331)	-1,8%	(29.465)	-0,5%	(3.401)	-0,1%	33,1%	284,6%	766,4%
Provisões para Contingências	3.661	0,1%	(6.140)	-0,2%	(13.148)	-0,2%	(18.521)	-0,3%	(5.957)	-0,1%	-159,6%	-29,0%	210,9%
Custo de Construção	(280.620)	-8,7%	(197.801)	-6,6%	(506.523)	-7,9%	(412.799)	-6,5%	(254.981)	-5,5%	41,9%	22,7%	61,9%
Outras Despesas Operacionais	(24.006)	-0,7%	(25.675)	-0,9%	(54.294)	-0,9%	(42.462)	-0,7%	(45.286)	-1,0%	-6,5%	27,9%	-6,2%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	23.595	0,7%	22.732	0,8%	46.617	0,7%	-	0,0%	-	0,0%	3,8%	#DIV/0!	100,0%
EBITDA	397.607	12,4%	381.572	12,8%	715.889	11,2%	648.788	10,3%	695.557	15,0%	4,2%	10,3%	-6,7%
Resultado do Serviço	313.344	9,8%	304.824	10,2%	559.139	8,8%	504.526	8,0%	511.132	11,0%	2,8%	10,8%	-1,3%
Resultado Financeiro	(44.920)	-1,4%	(38.168)	-1,3%	(73.001)	-1,1%	(64.175)	-1,0%	(271.877)	-5,9%	17,7%	13,8%	-76,4%
Receita Financeira	43.553	1,4%	81.947	2,7%	154.199	2,4%	188.994	3,0%	68.236	1,5%	-46,9%	-18,4%	177,0%
Renda de Aplicações Financeiras	5.682	0,2%	14.196	0,5%	34.164	0,5%	14.379	0,2%	10.201	0,2%	-60,0%	137,6%	41,0%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	16.050	0,5%	14.785	0,5%	30.137	0,5%	62.372	1,0%	41.041	0,9%	8,6%	-51,7%	52,0%
Receita/Despesa ativo indenizável	16.328	0,5%	40.583	1,4%	52.850	0,8%	41.381	0,7%	-	0,0%	-59,8%	27,7%	100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	0	0,0%	3.176	0,1%	8.547	0,1%	45.047	0,7%	-	0,0%	-100,0%	-81,0%	100,0%
Outras receitas financeiras	5.493	0,2%	9.207	0,3%	28.501	0,4%	25.815	0,4%	16.994	0,4%	-40,3%	10,4%	51,9%
Despesa Financeira	(88.473)	-2,8%	(120.115)	-4,0%	(227.200)	-3,6%	(253.169)	-4,0%	(340.113)	-7,3%	-26,3%	-10,3%	-25,6%
Encargo de Dívidas	(49.014)	-1,5%	(64.694)	-2,2%	(128.538)	-2,0%	(126.081)	-2,0%	(85.690)	-1,8%	-24,2%	1,9%	47,1%
Variações Monetárias	(5.612)	-0,2%	(18.973)	-0,6%	(33.747)	-0,5%	(41.587)	-0,7%	(22.888)	-0,5%	-70,4%	-18,9%	81,7%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(11.285)	-0,4%	(20.029)	-0,7%	(35.841)	-0,6%	(34.620)	-0,5%	(43.723)	-0,9%	-43,7%	3,5%	-20,8%
IOF e IOC	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(9.800)	-0,3%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	(104.977)	-2,3%	100,0%	0,0%	-100,0%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(225)	0,0%	(45)	0,0%	(3.194)	-0,1%	(15.327)	-0,2%	(30.111)	-0,8%	400,0%	-79,2%	-49,1%
Outras despesas financeiras	(12.537)	-0,4%	(16.374)	-0,5%	(25.880)	-0,4%	(35.554)	-0,6%	(52.724)	-1,1%	-23,4%	-27,2%	-32,6%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	268.424	8,4%	266.656	8,9%	486.138	7,6%	440.351	7,0%	239.255	5,2%	0,7%	10,4%	84,1%
Tributos e Outros	(53.551)	-1,7%	35.111	1,2%	(93.081)	-1,5%	(77.281)	-1,2%	12.304	0,3%	-252,5%	20,4%	-728,1%
IR e CSLL	(98.308)	-3,1%	42.477	1,4%	(168.728)	-2,6%	(143.911)	-2,3%	(63.806)	-1,4%	-331,4%	17,2%	125,5%
Incentivo fiscal SUDENE	48.127	1,5%	(3.683)	-0,1%	83.012	1,3%	74.679	1,2%	84.904	1,8%	-1406,7%	11,2%	-12,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(3.370)	-0,1%	(3.683)	-0,1%	(7.365)	-0,1%	(8.049)	-0,1%	(8.794)	-0,2%	-8,5%	-8,5%	-8,5%
Lucro Líquido do Período	214.873	6,7%	301.767	10,1%	393.057	6,2%	363.070	5,7%	251.559	5,4%	-28,8%	8,3%	44,3%

Comparativo do Resultado de 6M17 x 6M16

A Coelce encerrou o primeiro semestre de 2017 com 3.953.118 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,4 % superior ao número de consumidores registrado ao final do mesmo período do ano anterior. Esse crescimento representa um acréscimo de 131.489 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

residencial (convencional e baixa renda) e consumidores ativos sem fornecimento, com, respectivamente, mais 53.744 e 78.391 novos consumidores.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, derivado da própria dinâmica da economia do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 382 milhões.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce nos 6M17 foi de 5.567 GWh, uma redução de 128 GWh em relação ao mesmo período do ano anterior (5.695 GWh). Esta redução é resultado de um efeito conjunto da (i) redução observada no mercado cativo da Companhia de 447 GWh, (ii) parcialmente compensada por um maior volume de energia transportada para os clientes livres nos 6M17, 319 GWh superior ao registrado nos 6M16. Essa energia transportada gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A venda de energia no mercado cativo da Companhia foi de 4.666 GWh no primeiro semestre de 2017, uma redução de 8,7% comparado com 6M16 (5.113 GWh). O principal fator que ocasionou essa redução no consumo foi a migração de clientes cativos para o mercado livre.

Os indicadores DEC e FEC medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Coelce. No primeiro semestre de 2017, o DEC foi de 9,39 e o FEC foi de 5,91. Ambos os indicadores foram inferiores as metas regulatórias (11,51 horas para o DEC e 8,45 vezes para o FEC).

A Coelce investiu R\$ 49 milhões em qualidade do sistema e R\$ 32 milhões no combate às perdas, considerando os valores acumulado dos últimos 12 meses.

Com relação ao Demonstrativo de Resultado apresentado na tabela do item h, apresenta-se a seguir as explicações referentes as principais variações ocorridas entre os 6M17 e 6M16.

Receita Operacional

Nos 6M17, a receita operacional bruta da Coelce foi de R\$ 3.214 bilhões, um incremento de R\$ 231 milhões em relação aos 6M16 (R\$ 2.983 milhões). Este aumento é o efeito líquido dos seguintes fatores:

Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo: Alcançou um total de R\$ 2.827 milhões em 6M17, um incremento de R\$ 17 milhões comparado com o ano anterior. Este incremento está associado, principalmente, aos seguintes fatores: (i) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2016, aplicado a partir de 22 de abril de 2016, que incrementou as tarifas da Coelce em 12,97% em média; e (ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2017, aplicado a partir de 22 de abril de 2017, que incrementou as tarifas da Coelce em 0,15% em média; (iii) parcialmente compensado, pela redução do consumo de energia do mercado cativo em 8,7% entre os períodos comparados.

Ativos e passivos financeiros setoriais: Sofreu uma redução de R\$ 97 milhões em 6M17 (R\$ 17 milhões), quando comparado com 6M16 (-R\$ 114 milhões). Esta redução deve-se, principalmente, o custo de compra de energia nos 6M17 estar mais alinhado com o que está considerado na tarifa, e nos 6M16 o custo real estava muito abaixo do que se encontrava na tarifa do reajuste tarifário de 2016, ocasionando uma grande constituição de passivos financeiros setoriais.

Deduções da Receita

As deduções da receita nos 6M17 apresentaram um total de R\$ 1.107 milhões, uma redução de R\$ 8 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1.115 milhões). Esta redução é o efeito das seguintes variações:

Tributos (ICMS, COFINS e PIS): Acumulou um total de R\$ 914 milhões nos 6M17, um aumento de R\$ 10 milhões frente a 6M16 (R\$ 904 milhões). Esta variação é resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados.

Encargos Setoriais (Programa de Eficiência Energética e P&D; Encargo Setorial CDE; Outros impostos e contribuições a receita): Apresentou um montante de R\$ 192 milhões nos 6M17, uma redução de 8,7% em relação aos 6M16 (R\$ 211 milhões). A redução entre os períodos comparados se deve, principalmente, à redução da cota, a partir de abril de 2017 (reajuste tarifário de 2017), para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

Custo do Serviço/Despesa Operacional

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os custos e despesas operacionais nos 6M17 alcançaram R\$ 1.793 milhões, um incremento de R\$ 229 milhões em relação ao mesmo período do ano passado (R\$ 1.564 milhões). Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Energia Elétrica comprada para Revenda: Alcançou um montante de R\$ 1.085 milhões nos 6M17, um incremento de R\$ 175 milhões comparado com 6M16 (R\$ 911 milhões). Este incremento deve-se principalmente ao estorno de provisão de pagamento à UHE Jirau de R\$ 72 milhões nos 6M16, acompanhado dos reajustes contratuais dos contratos regulados e maior risco hidrológico, devido a piora do cenário de hidrologia na região nordeste, que ocasionou um aumento de preço marginal da operação do sistema nos 6M17 versus 6M16.

Redução na rubrica Encargo do Uso da Rede Elétrica (R\$ 55 milhões), explicada, basicamente, por menor custo com ESS (Encargo de Serviço do Sistema) de segurança energética nos 6M17, devido a um menor despacho térmico fora da ordem de mérito utilizado para preservar a segurança energética do sistema.

Custos e despesas gerenciáveis:

Redução de R\$ 10 milhões na rubrica de provisão para contingências, devido, principalmente, as reversões que ocorreram nos 6M17.

Aumento de R\$ 27 milhões em materiais e serviços de terceiros em razão basicamente de reajustes contratuais e aumento da atividade de operação e manutenção.

Aumento de R\$ 11 milhões em provisão para créditos de liquidação duvidosa em razão da maior inadimplência, resultado, principalmente, da deterioração da situação macroeconômica do país e do aumento da tarifa ao longo dos últimos anos.

Redução de R\$ 5 milhões em custo de desativação de bens em razão basicamente da menor necessidade desativar bens, devido aos investimentos mais direcionados à ampliação da rede nos 6M17.

EBITDA

O EBITDA da Coelce nos 6M17 atingiu o montante de R\$ 398 milhões, o que representa um incremento de R\$ 16 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Coelce encerraram os 6M17 em R\$ 45 milhões, um incremento de R\$ 7 milhões em relação ao ano anterior. Este incremento é o efeito líquido das seguintes variações:

Renda de aplicação financeira (redução de R\$ 9 milhões): A variação reflete a redução do caixa médio, em conjunto com a redução do CDI entre os períodos comparados.

Redução de R\$ 24 milhões na rubrica de receita/despesa do ativo indenizável: Explicado basicamente pela a redução do IPCA entre os períodos comparados, acompanhado pelo efeito decorrente da implantação da resolução 674-Aneel ocorrida em dezembro/16. Esta resolução alterou atributos de classificações de alguns ativos que ocasionaram mudança de vida útil nos bens já presentes no intangível.

Redução de R\$ 15 milhões na rubrica de encargos de dívida, explicado basicamente, pela redução do CDI nos 6M17 versus 6M16, em conjunto, com a redução da dívida bruta entre os períodos comparados.

Redução de R\$ 13 milhões na rubrica de variações monetária, se deve, principalmente, a redução da dívida atrelada a IPCA em conjunto com a redução do indicador de IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) entre os períodos comparados.

Tributos e Outros

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) nos 6M17 registrou um incremento de R\$ 5 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. Esta variação é, principalmente, reflexo do aumento da base de cálculo do benefício SUDENE.

Lucro Líquido do Período

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou nos 6M17 um lucro líquido de R\$ 215 milhões, valor inferior em R\$ 3 milhões ao registrado nos 6M16.

Endividamento e Liquidez

A variação da dívida bruta nos últimos 12 meses (posição de jun/16) deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 107 milhões de financiamento com funding de repasse de recursos do BNDES), em conjunto com a correção monetária de 13 milhões e provisão de encargos de R\$ 112 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 407 milhões e R\$ 117 milhões.

A Coelce encerrou os 6M17 (12 meses) com o custo da dívida médio de 11,63% a.a., equivalente a CDI - 1,12% a.a. (cerca de 90% CDI).

Colchão de Liquidez*

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de junho de 2017, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 140 milhões em limites abertos de conta garantida e linhas comprometidas para utilização em operações de curto prazo.

Classificação de Riscos (Rating)

Em março de 2017, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reafirmou os ratings na Escala Nacional Brasil de longo e curto prazos 'brAA-/brA-1', respectivamente, atribuídos à Companhia. A perspectiva do rating de longo prazo é negativa.

Comparativo do Resultado de 2016 x 2015

A Coelce encerrou o ano de 2016 com 3.889.762 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,5 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2015. Esse crescimento representa um acréscimo de 132.182 novos consumidores à base comercial da Companhia no ano de 2016. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 20.114 e 19.866 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\$ 327 milhões.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2016 foi de 11.615 GWh, um incremento de 250 GWh em relação ao ano de 2015 (11.365 GWh). Este crescimento é resultado de um efeito conjunto da (i) evolução observada no mercado cativo da Companhia de 115 GWh, e de (ii) um maior volume de energia transportada para os clientes livres no ano de 2016, 135 GWh superior ao registrado em 2015. Essa energia transportada gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A venda de energia no mercado cativo da Companhia foi de 10.260 GWh no ano de 2016, um aumento de 1,1% comparado com 2015 (10.145 GWh). O principal fator que ocasionou essa evolução no consumo foi o crescimento vegetativo do mercado cativo de 1,1%, que adicionou 38.479 novos consumidores à base comercial cativa da Companhia.

Os indicadores DEC e FEC medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Coelce. Em 2016, o DEC foi de 8,81 e o FEC foi de 5,04. Ambos os indicadores apresentaram melhoria em 2016 comparado a 2015 (12,26 para DEC e 6,81 para FEC), explicados principalmente, pelos efeitos de 2015 relacionados as interrupções ocorridas na Rede Básica (eventos externos e não geridos pela Companhia), mas que impactam o fornecimento de energia na área de distribuição da Coelce.

A Coelce investiu R\$ 54 milhões em qualidade do sistema no ano de 2016, e R\$ 35 milhões no combate às perdas.

Com relação ao Demonstrativo de Resultado apresentado na tabela do item h, apresenta-se a seguir as explicações referentes as principais variações ocorridas entre os anos de 2016 e 2015.

Receita Operacional

* Valores não auditados pelos auditores independentes

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 2016, a receita operacional bruta da Coelce foi de R\$ 6.381 bilhões, um incremento de R\$ 67 milhões em relação ao ano de 2015 (R\$ 6.314 milhões). Este aumento é o efeito líquido dos seguintes fatores:

Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo: Alcançou um total de R\$ 5.399 milhões em 2016, um incremento de R\$ 641 milhões comparado com o ano anterior. Este incremento está associado, principalmente, aos seguintes fatores: (i) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2016, aplicado a partir de 22 de abril de 2016, que incrementou as tarifas da Coelce em 12,97% em média; e (ii) Aumento de 1,1 % no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (10.260 GWh em 2016 versus 10.145 GWh em 2015).

Ativos e passivos financeiros setoriais: Sofreu uma redução de R\$ 741 milhões em 2016 (-R\$ 183 milhões), quando comparado com 2015 (R\$ 558 milhões). Esta redução deve-se, principalmente, a contabilização de passivos regulatórios, que serão deduzidos do próximo reajuste tarifário em abril de 2017, em conjunto, com a recuperação dos ativos setoriais que foram constituídos no ano de 2015, e foram contemplados no reajuste tarifário de 2016. Os passivos regulatórios devem-se, principalmente, a um menor custo de compra de energia no ano de 2016 comparado ao que se encontra na tarifa.

Deduções da Receita

As deduções da receita em 2016 apresentaram um total de R\$ 2.284 milhões, um incremento de R\$ 100 milhões em relação ao ano anterior (R\$ 2.184 milhões). Este aumento é o efeito das seguintes variações:

Tributos (ICMS, COFINS e PIS): Acumulou um total de R\$ 1.865 milhões em 2016, um aumento de R\$ 58 milhões frente a 2015 (R\$ 1.807 milhões). Esta variação é resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados.

Encargos Setoriais (Programa de Eficiência Energética e P&D; Encargo Setorial CDE; Outros impostos e contribuições a receita): Apresentou um montante de R\$ 419 milhões em 2016, um incremento de 11% em relação a 2015 (R\$ 377,5 milhões). O incremento se deve, principalmente, à elevação substancial da cota, a partir de abril de 2015 (reajuste tarifário de 2015), para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função do término dos aportes do Tesouro Nacional para o fundo e a necessidade de cobertura deste déficit.

Custo do Serviço/Despesa Operacional

Os custos e despesas operacionais em 2016 alcançaram R\$ 3.538 milhões, uma redução de R\$ 87 milhões em relação ao ano de 2015 (R\$ 3.625,6 milhões). Esta redução é o efeito das seguintes variações:

Energia Elétrica comprada para Revenda: Alcançou um montante de R\$ 2.052 milhões em 2016, uma redução de R\$ 264 milhões comparado com 2015 (R\$ 2.315 milhões). Esta redução deve-se ao fato de a Companhia ter realizado, durante o ano de 2016, venda de 1.110 GWh no mercado SPOT contra 177 GWh no mesmo período do ano anterior;

Redução na rubrica de encargo do Uso da Rede Elétrica: Apresentou um total de R\$ 174 milhões em 2016, um aumento de R\$ 24 milhões em relação ao ano anterior (R\$ 198 milhões). Isto se explica, basicamente, por maior custo com ESS (Encargo de Serviço do Sistema) no ano de 2015, devido a um maior despacho térmico a fim de preservar a segurança energética do sistema.

Custos e despesas gerenciáveis:

(i) Pessoal – alcançou o montante de R\$ 153 milhões em 2016, uma redução de 10,7% comparado com 2015 (R\$ 171 milhões). Esta variação se deve a uma maior ativação dos custos de pessoal em função de maiores investimentos ao longo do ano de 2016 e uma redução de 4,0% no número de colaboradores próprios.

(ii) Materiais e Serviços de Terceiros – apresentou um total de R\$ 314 milhões em 2016, um aumento de 13,2% comparado com 2015 (R\$ 277 milhões). Este aumento é consequência, basicamente, de reajustes contratuais e aumento da atividade de operação e manutenção.

(iii) Custo de Desativação de Bens - alcançou o montante de R\$ 49 milhões em 2016, um aumento de 194% em relação ao ano anterior (R\$ 16,5 milhões). Esta variação deve-se ao elevado montante de investimentos efetuado entre os períodos analisados, que ocasionaram maiores desativações de bens.

(iv) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – apresentou um total de R\$ 113 milhões em 2016, um incremento de 285% comparado com 2015 (R\$ 29 milhões). Este aumento é decorrente dos seguintes efeitos:

- Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2016, aplicado a partir de 22 de abril de 2016, que incrementou as tarifas da Coelce em 12,97% em média;
- Impacto do cenário de desaceleração econômica sobre as finanças dos clientes.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Constituição de provisão sobre outros serviços regulados (Contribuição de Iluminação Pública e compartilhamento de uso de postes).

EBITDA

O EBITDA da Coelce em 2016 atingiu o montante de R\$ 716 milhões, o que representa um incremento de R\$ 67 milhões em relação ao ano de 2015.

Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Coelce encerraram o ano de 2016 em R\$ 73 milhões, um incremento de R\$ 9 milhões em relação ao ano anterior. Este incremento é o efeito líquido das seguintes variações:

Renda de aplicação financeira (incremento de R\$ 20 milhões): A variação reflete o aumento do caixa médio da companhia entre os períodos comparados.

Incremento de R\$ 11 milhões na rubrica de receita/despesa do ativo indenizável: O valor registrado em 2016 refere-se à atualização mensal do ativo indenizável pela inflação, acompanhada pelo aumento da base desse ativo.

Redução de R\$ 37 milhões na rubrica Variação Monetária de ativos e passivos setoriais: Essa variação é decorrente, principalmente, da redução dos ativos e passivos regulatórios devido, principalmente, a um menor custo de compra de energia no ano de 2016 comparado ao que se encontra na tarifa, ocasionando assim, menor atualização financeira desses ativos e passivos.

Variações Monetárias (redução de R\$ 8 milhões): Esta variação é explicada principalmente pela redução de 4,38 p.p. do IPCA entre os anos comparados.

Multas (redução de R\$ 12 milhões): Esta variação é explicada principalmente pela redução de multas junto a prefeituras do estado do Ceará.

Tributos e Outros

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) em 2016 registrou um incremento de R\$ 16 milhões em relação ao ano de 2015. Esta variação é, principalmente, reflexo do aumento da base de cálculo para estes tributos.

Lucro Líquido do Período

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou em 2016 um lucro líquido de R\$ 393 milhões, valor R\$ 30 milhões superior ao registrado no ano de 2015.

Endividamento e Liquidez

A dívida bruta da Coelce encerrou o ano de 2016 em R\$ 1.080 milhões, uma redução de R\$ 214 milhões em relação a 2015. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 145 milhões de financiamento com funding de repasse de recursos do BNDES), em conjunto com a correção monetária de 28 milhões e provisão de encargos de R\$ 126 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 390 milhões e R\$ 125 milhões.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2016, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 50 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo.

A Coelce encerrou 2016 com o custo médio da dívida de 13,19% a.a., ou CDI - 0,76% a.a. (cerca de 94% CDI).

Comparativo do Resultado de 2015 x 2014

A Coelce encerrou o ano de 2015 com 3.757.580 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,7 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2014. Esse crescimento representa um acréscimo de 132.443 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 82.090 novos consumidores.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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\$ 164 milhões.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 2015 com um crescimento de 2,5% em relação a 2014.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce em 2015 teve um acréscimo de 1,2% em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A venda de energia no mercado cativo da Companhia teve uma evolução de 1,9% em 2015 quando comparado a 2014. Os principais fatores que ocasionaram esse resultado no consumo foram (i) crescimento vegetativo do mercado cativo, compensado parcialmente pelo (ii) o decréscimo de 1,0% na venda de energia per capita no mercado cativo.

Quase todas as classes apresentaram retração de consumo per capita, em função, principalmente, da desaceleração da economia, inflação elevada, desemprego e salários reais em queda, associados aos incrementos significativos pelos quais as tarifas de energia sofreram desde janeiro de 2015. As únicas duas classes que apresentou incremento foi a classe residencial convencional (em função da migração dos consumidores da classe residencial baixa renda que deixaram de atender à certas exigências) e comercial (em função do aquecimento do turismo em função da desvalorização cambial).

A receita operacional bruta da Coelce apresentou um incremento de 36,1% em relação ao ano de 2014 (+R\$ 1.6 milhões). Esse incremento é resultado do s seguintes principais efeitos:

- Incremento de 31,1% na receita pelo fornecimento de energia elétrica, em razão principalmente dos seguintes fatores:

(i) Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 01 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,3% em média;

(ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% em média;

(iii) Descadastramento de aproximadamente 34,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até dezembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu conseqüente desenquadramento (em termos contábeis, isso significa que houve uma “reclassificação” da rubrica Subsidio Baixa Renda para Fornecimento de Energia Elétrica).

- Incremento de R\$ 252 milhões na rubrica de Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros, como resultado da adoção do regime de competência na contabilização dos ativos e passivos regulatórios constituídos nos seus resultados e balanços societários (IFRS), após assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão (processo nº 48500.0005603/2014-05, publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014).
- Tendo em vista que a Revisão Tarifária Periódica da Coelce, aplicada a partir de 22 de abril de 2015, não refletia integralmente a metodologia final definida para o 4º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2015 – 2019), já que nesta data a metodologia ainda não se encontrava completamente concluída e homologada pelo órgão regulador (ANEEL), a Coelce passou a constituir um ativo regulatório, a partir de maio de 2015, relativo à melhor estimativa da Companhia referente aos valores a receber, a partir de 22 de abril de 2016, em função da aplicação retroativa dos efeitos da metodologia final do 4º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas. Em 2015, o montante total constituído foi de aproximadamente R\$ 80,7 milhões. Este valor transita no resultado da Companhia na rubrica de Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros.

As deduções da receita tiveram um incremento de R\$ 1.164 milhões em relação ao mesmo período de 2014. Esse incremento se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Incremento de R\$ 832 milhões em tributos: Esta variação é resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados. Além disso para as linhas de PIS e COFINS além do incremento da receita bruta da Companhia, houve o reconhecimento no resultado societário (IFRS) dos valores a receber da parcela A e outros itens financeiros, a partir de dezembro de 2014, por força de aditivo ao contrato de concessão, e que passaram a entrar para a base de cálculo, além da publicação da Lei 12.973/14, que a partir de 2015 mudou o regime de competência destas rubricas e passaram a ser tributados por competência e não mais por regime de caixa.
- Acréscimo de R\$ 329,5 milhões nos encargos setoriais: O incremento se deve, principalmente, à elevação substancial da cota para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função do término dos aportes do Tesouro Nacional para o fundo e a necessidade de cobertura deste déficit.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os custos e despesas operacionais sofreram acréscimo de 16,7% (R\$ 519 milhões). Este aumento ocorreu, principalmente, pelas seguintes variações:

- Acréscimo de 14,6% nos custos e despesas não gerenciáveis (R\$ 319 milhões), impactado principalmente pelo aumento em 10,1% na rubrica de energia elétrica comprada para revenda (R\$ 211,5 milhões).
- Acréscimo de R\$ 107,8 milhões na rubrica de Encargo do Uso da Rede Elétrica: Com a redução do preço teto do PLD a partir de janeiro de 2015, uma maior quantidade de térmicas foram despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS.

Incremento de 21,9% nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 200 milhões), explicado por:

- Aumento de 22% (R\$ 171 milhões versus R\$ 140 milhões) nas despesas com pessoal (R\$ 31 milhões): Essa variação se deve, principalmente, ao efeito do dissídio coletivo aplicativo em outubro de 2015 (INPC + 0,5%).
- Incremento de R\$ 26 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 29 milhões versus R\$ 3 milhões), justificado principalmente, pelo aumento da inadimplência entre o período comparado em função dos seguintes efeitos:

(i) Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 02 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,28% em média;

(ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% em média;

(iii) Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o último trimestre de 2015 manteve a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO), incluindo aquelas em função de segurança energética, ter sido superior a R\$ 388,48 MWh;

(iv) Descadastramento de aproximadamente 34,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até dezembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento, fazendo com que estes clientes perdessem o benefício da Tarifa Social;

(v) Impacto do aumento da inflação real e do cenário de desaceleração econômica sobre as finanças dos clientes.

O EBITDA da Coelce, em dezembro de 2015, atingiu o montante de R\$ 649 milhões*, o que representa uma redução de R\$ 47 milhões em relação ao ano de 2014.

O resultado financeiro da Coelce, ao término de 2015, teve uma redução de R\$ 208 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado das seguintes variações relevantes:

- Incremento de R\$121 milhões nas receitas financeiras, explicadas principalmente por:

(i) Incremento de 52% (R\$ 21 milhões) na rubrica de acréscimo moratório sobre conta de energia: A variação reflete, principalmente, um maior pagamento de faturas em atraso pelos consumidores, reflexo dos aumentos tarifários observados no período, associados à desaceleração econômica do país.

(ii) Incremento de R\$ 45 milhões na rubrica Variação Monetária Parcela A e outros itens financeiros: Essa variação se deve, principalmente, à atualização financeira dos ativos a receber da parcela A e outros itens financeiros, devido à assinatura do aditivo ao contrato de concessão, alteração que permitiu à Coelce e demais distribuidoras contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), pelo regime de competência, os ativos e passivos regulatórios constituídos. O termo aditivo ao contrato de concessão, processo nº 48500.0005603/2014-05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

- Redução de 25,6% nas despesas financeiras (R\$ 86,9 milhões), principalmente, por:

(i) Incremento de 47,1% (R\$ 126 milhões versus R\$ 86 milhões) em encargos de dívidas (R\$ 40 milhões): Este incremento deve-se principalmente ao aumento da dívida bruta da companhia entre o período comparado, em conjunto com a variação de +3,16 p.p. do CDI médio entre o 4T15 e o 4T14.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(ii) Redução de R\$ 15 milhões em multas decorrente do recálculo realizado pela ANEEL sobre a multa aplicada pela ARCE (Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará) referente a serviços de manutenção e iluminação pública prestados pela Companhia às prefeituras.

(iii) Incremento de R\$ 18,6 milhões na rubrica de variações monetárias: Esta variação é explicada principalmente pelo aumento em 10,5% das dívidas indexadas em IPCA entre os trimestres comparados, incidente sobre uma maior base de cálculo para as variações monetárias neste trimestre, em comparação com o mesmo período do ano anterior.

Colchão de Liquidez

No ano de 2014, foi autorizada pela Aneel a realização de operações de mútuo da Enel Brasil para a Coelce, com o objetivo de assegurar a liquidez da companhia em caso de necessidade, no montante de até R\$ 200 milhões e prazo máximo de 2 anos. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor R\$ 190 milhões em linhas de crédito abertas com bancos, em caráter irrevogável (linhas comprometidas), para utilização com prazo máximo de captação de 2 anos, além de R\$ 50 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo.

A dívida bruta da Coelce encerrou o ano de 2015 em R\$ 1.294 milhões, um incremento de R\$ 34 milhões em relação a 2014. Esta variação deve-se, basicamente, a novas captações de dívidas (R\$ 87 milhões em linhas bancárias e R\$ 55 milhões de recursos oriundos do BNDES), compensada, em parte, por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 155 milhões.

A Companhia encerrou 2015 com o custo médio da dívida de 13,09% a.a., equivalente a cerca de CDI + 0,47% a.a. (cerca de 104% CDI).

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, 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,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

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\$ 3.106 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 descontração 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 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 (acrécimo 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.
- 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.

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no ano de 2014, atingiu o montante de R\$ 696 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 19,23%,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

com incremento de 5,13 p.p. em relação a 2013. A margem EBITDA ex custo de construção da Companhia em 2014 foi de 20,69%, o que representa um incremento de 5,21 p.p. em relação a 2013.

O resultado financeiro da Coelce, no ano de 2014, ficou em R\$ 271,8 milhões, um incremento de R\$ 189 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 6,95%. 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\$ 581,5 milhões); compensados, em parte, por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 278,5 milhões.

A Coelce encerrou o 2014 com o custo da dívida médio de 10,20% a.a., ou CDI - 0,41% a.a. (cerca de 96% CDI).

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.

¹⁵Quando da apresentação anual do formulário de referência, as informações devem se referir às 3 últimas demonstrações financeiras de encerramento do exercício social. Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir às 3 últimas demonstrações financeiras de encerramento do exercício social e às últimas informações contábeis divulgadas pelo emissor.

¹⁶Sempre que possível, os diretores devem comentar também neste campo sobre as principais tendências conhecidas, incertezas, compromissos ou eventos que possam ter um efeito relevante nas condições financeiras e patrimoniais do emissor, e em especial, em seu resultado, sua receita, sua lucratividade, e nas condições e disponibilidade de fontes de financiamento.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Os diretores devem comentar¹⁷⁻¹⁸:

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\$ 3.214 milhões no primeiro semestre de 2017. 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 disto, 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 prevêm 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.

Além disso, 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.

Bandeiras Tarifárias

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis.

Até 28/02/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos,

De 01/03/2015 à 31/01/2016 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

De 01/02/2016 à 31/01/2017 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

A partir de 01/02/2017 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.20/2017).

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

Até 28/02/2015 - A tarifa sobre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos,

De 01/03/2015 até 31/08/2015 - A tarifa sobre acréscimo de R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos,

De 01/09/2015 à 31/01/2016 - A tarifa sobre acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos.

De 01/02/2016 à 31/01/2017 a tarifa passou a ter dois patamares:

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Patamar 1 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Patamar 2 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

A partir de 01/02/2017

Patamar 1 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Patamar 2 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Revisão Tarifária Ordinária

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária, com data base em 22 de abril de 2015, conforme previsto no contrato de concessão. A ANEEL definiu as tarifas, através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%, que tem a seguinte composição:

(i) Reposicionamento tarifário de 4,50%;

(ii) Adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 6,67%;

(iii) Exclusão dos componentes financeiros do reajuste de 2014, um impacto positivo de 0,52%.

A Revisão Tarifária foi aprovada em caráter provisório e seus resultados definitivos serão conhecidos juntos ao processo tarifário de 2016. Assim, em 12 de abril de 2016, a ANEEL aprovou, através da resolução homologatória nº 2.061, o resultado definitivo da quarta Revisão da Coelce.

A revisão definitiva resultou num reposicionamento tarifário com financeiros de 25,64%, sendo 18,97% referentes ao reposicionamento econômico e 6,67% (seis vírgula sessenta e sete por cento) relativos aos componentes financeiros.

A diferença de receita resultante da aplicação, durante o período de 22 de abril de 2015 a 21 de abril de 2016, em caráter provisório, das tarifas homologadas pela Resolução Homologatória nº 1.882 de 14 de abril de 2015, foi adicionado como componente financeiro no reajuste tarifário de 22 de abril de 2016.

Reajuste Tarifário

Em 19 de abril de 2016 a Resolução homologatória nº 2.065 homologou os resultados do Reajuste Tarifário da Coelce de 2016. O reajuste homologado representou um efeito médio para os consumidores de 12,97%, tendo a seguinte composição: (i) reposicionamento tarifário de 10,01%; (ii) adição de componentes financeiros para o período 2016-2017 de 10,03%; e (iii) subtração de componentes financeiros do período 2015-2016, correspondentes a -7,07%. As novas tarifas passaram a vigorar em 22 de abril de 2016.

Em 22 de abril de 2017, o reajuste tarifário médio foi de 0,15%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.223, de 18 de abril de 2017, com vigência até 21 de abril de 2018. Para os consumidores de baixa tensão, haverá uma redução em torno de 0,39%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 1,44%.

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, quando relevante.

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 a 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 reconhecidos 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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

¹⁷ Quando da apresentação anual do formulário de referência, as informações devem se referir às 3 últimas demonstrações financeiras de encerramento do exercício social. Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir às 3 últimas demonstrações financeiras de encerramento do exercício social e às últimas informações contábeis divulgadas pelo emissor.

¹⁸ Sempre que possível, os diretores devem comentar também neste campo sobre as principais tendências conhecidas, incertezas, compromissos ou eventos que possam ter um efeito relevante nas condições financeiras e patrimoniais do emissor, e em especial, em seu resultado, sua receita, sua lucratividade, e nas condições e disponibilidade de fontes de financiamento.

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;

Não aplicável em razão da Companhia não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária;

Não aplicável em razão de não ter havido constituição, aquisição ou alienação de participação societária no período.

c. eventos ou operações não usuais.

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período.

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.

30 de junho de 2017

As informações contábeis intermediárias foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e também com base nas normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração intermediária.

Adicionalmente, a Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2016

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2016 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS).

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem 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 com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens: (A) Instrumentos financeiros – mensurados a valor justo por meio do resultado; e (B) instrumentos financeiros disponíveis para venda; contingências e benefício a empregados.

As políticas contábeis significativas adotadas pela Companhia estão descritas nas notas explicativas específicas, relacionadas aos itens apresentados, aquelas aplicáveis, de modo geral, em diferentes aspectos das demonstrações financeiras.

Pronunciamentos novos, mas que não estavam em vigor em 31 de dezembro de 2016

Uma série de novas normas ou alterações de normas e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2017. A Companhia não adotou essas alterações na preparação das demonstrações financeiras de 2016. A Companhia pretende adotar essas normas, se aplicável, quando entrarem em vigência.

Normas, interpretações e alterações	Aplicação obrigatória para:
<p>Iniciativa de Divulgação: Alterações ao CPC 26 / IAS 7</p> <p>As alterações requerem divulgações adicionais que permitam aos usuários das demonstrações financeiras entender e avaliar as mudanças nos passivos decorrentes de atividades de financiamento, tanto mudanças decorrentes de fluxos de caixa quanto outras mudanças.</p>	<p>Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2017.</p>
<p>Reconhecimento de Impostos Diferidos Ativos para Perdas Não Realizadas - Alterações ao CPC 32 / IAS 12</p> <p>As alterações esclarecem a contabilização de impostos diferidos ativos para perdas não realizadas em instrumentos de dívida mensurados a valor justo.</p>	<p>Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2017.</p>
<p>IFRS 9: Instrumentos Financeiros</p> <p>Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros e que completa o projeto do IASB para substituir o IAS 39 – “Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração”. Esse projeto foi dividido em 3 fases:</p> <p>As principais mudanças previstas são: (i) todos os ativos financeiros devem ser, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor justo; (ii) segregação dos ativos financeiros em: custo amortizado e valor justo; (iii) extinção do conceito de derivativos embutidos.</p> <p>Essa versão final do IFRS 9 substitui a versão anterior da norma.</p>	<p>Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2018.</p>

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

<p>IFRS 15: Receita de contratos com clientes</p> <p>Esta nova norma é aplicável a todos os contratos com clientes exceto leases, instrumentos financeiros e contratos de seguro. O objetivo é tornar a informação financeira mais comparável e prover um novo modelo para o reconhecimento de receitas e requerimentos mais detalhados para contratos com múltiplas obrigações. Também requer uma informação mais detalhada. Essa norma substitui as normas IAS 11 e IAS 18 assim como suas interpretações (IFRIC 13, IFRIC 15, IFRIC 18 e SIC 31)</p>	<p>Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2018.</p>
<p>IFRS 16 Leases – Arrendamentos</p> <p>IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções opcionais estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.</p> <p>A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento <i>Mercantil</i></p>	<p>Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2019.</p>

A Companhia está avaliando os impactos da aplicação do IFRS 9 e IFRS 15 a partir da sua data efetiva. Na opinião da administração a expectativa é que a aplicação das demais normas e alterações pendentes de serem aplicadas não deverá ter um efeito significativo nas demonstrações financeiras.

2015

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, 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 CVM e os pronunciamentos do 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.

Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2015

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2015. Dada à 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.

- Alterações na IAS 19 - Plano de Benefícios Definidos: Contribuições por Parte do Empregado:

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

O propósito destas alterações é simplificar o tratamento contábil para as contribuições por empregados ou terceiros que não são determinados com base no ano de serviço, tais como contribuições de funcionários calculadas de acordo com uma percentagem fixa do salário.

- Melhorias Anuais – (Ciclo 2010-2012 e 2011-2013):

Conjunto de melhorias necessárias, porém não urgentes, e que alteraram as seguintes normas: IFRS 2, IFRS 3, IFRS 8, IFRS 13, IAS 16, IAS 24, IAS 38 and IAS 40.

Pronunciamentos novos, mas que não estavam em vigor em 31 de dezembro de 2015

As normas e interpretações emitidas, mas ainda não adotadas até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia são abaixo apresentadas. A Companhia pretende adotar essas normas, se aplicável, quando entrarem em vigência.

- IFRS 9: Instrumentos Financeiros - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2018.

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros e que completa o projeto do IASB para substituir o IAS 39 – “Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração”.

Esse projeto foi dividido em 3 fases:

- Fase 1 – Classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros.

Este introduz um enfoque lógico para a classificação dos ativos financeiros de acordo com as características de fluxo de caixa e do modelo de negócios. Esse novo modelo também resulta em um único modelo de impairment sendo aplicado para toda a demonstração financeira.

- Fase 2 – Perdas por redução ao valor recuperável (“impairment”).

O objetivo deste é o reconhecimento das esperadas perdas de valor de forma tempestiva. A norma requer que as entidades registrem contabilmente as perdas esperadas a partir do momento em que os instrumentos financeiros são inicialmente reconhecidos nas demonstrações financeiras.

- Fase 3 – Contabilidade de Hedge.

Este estabelece um novo modelo visando refletir um melhor alinhamento entre a contabilidade de hedge e as atividades de gerenciamento de riscos. Inclui também aprimoramentos nas divulgações requeridas.

Essa versão final do IFRS 9 substitui a versão anterior da norma.

- (i) Alterações no IFRS 11: Acordos Conjuntos: Contabilização de Aquisições de Partes Societárias - Períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016.
- (ii) As alterações à IFRS 11 define que as normas contábeis contidas no IFRS 3 e outras normas pertinentes a contabilização de combinações de negócios devem ser aplicadas para a aquisição de participação societária em uma operação conjunta na qual a atividade da operação conjunta constitua um negócio.
- IFRS 15: Receita de contratos com clientes - Períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2018.

Esta nova norma é aplicável a todos os contratos com clientes exceto *leases*, instrumentos financeiros e contratos de seguro. O objetivo é tornar a informação financeira mais comparável e prover um novo modelo para o reconhecimento de receitas e requerimentos mais detalhados para contratos com múltiplas obrigações. Também requer uma informação mais detalhada. Essa norma substitui as normas IAS 11 e IAS 18 assim como suas interpretações (IFRIC 13, IFRIC 15, IFRIC 18 e SIC 31).

- Alterações à IAS 16 e à IAS 38 – Esclarecimento de Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização - Períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016.

As alterações ao IAS 16 proíbe o uso do método baseado na receita de depreciação para imobilizado. A alteração ao IAS 38 introduz a presunção refutável de que, para os ativos intangíveis, o método de amortização baseado nas receitas é inadequado e estabelece duas exceções limitadas.

- Melhorias Anuais - Ciclo 2012-2014 - Períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016.

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

Conjunto de melhorias necessárias, porém não urgentes, e que alteraram as seguintes normas: IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 e IAS 34.

- Alterações na IFRS 10 e na IAS 28: Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e uma Associada ou Empreendimento Controlado em Conjunto - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

A alteração corrige a inconsistência entre o IFRS 10 e o IAS 28, referente ao tratamento contábil da venda ou contribuições de ativos entre um investidor e sua associada ou empreendimento conjunto.

- Alterações na IAS 1 - Iniciativa de Divulgação - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

O IASB emitiu alterações ao IAS 1, como parte da iniciativa principal de esclarecer a apresentação e divulgação das informações nas demonstrações financeiras. Essas alterações destinam-se as companhias que aplicam julgamento profissional para determinar que tipo informação devem ser divulgada nas demonstrações financeiras.

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 CVM e os pronunciamentos do 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 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.

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

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 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.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis;

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia em todos os períodos apresentados.

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

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 CVM e pelo CPC, em conformidade com as normas 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 relatório do auditor.

30 de junho de 2017

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Informações Trimestrais do exercício corrente findo em 30 de junho de 2017, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as informações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Ceará - Coelce em 30 de junho de 2017, além do desempenho de suas operações e dos seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2016

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 2016, 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 2016, 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.

2015

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 2015, 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 2015, 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.

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 2014, 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, estimativas e premissas

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis e também o exercício de julgamento por parte da Administração. Áreas consideradas significativas e que requerem maior nível de julgamento e estão sujeitas a estimativas incluem: imposto de renda e contribuição social diferidos, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, e provisões para riscos tributários, ambientais, cíveis e trabalhistas, benefícios pós-emprego, intangível (amortização) e instrumentos financeiros.

Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 mil para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos correntes e diferidos. Os impostos corrente e diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

a) Imposto corrente

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas ou substantivamente decretadas na data do balanço.

O imposto corrente ativo e passivo são compensados somente se a Companhia tiver o direito legal executável para compensar os valores reconhecidos e pretender liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

b) Imposto diferido

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

Um ativo de imposto de renda e contribuição social diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais, créditos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros futuros tributáveis estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Estes ativos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

O imposto diferido é mensurado com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data do balanço, de maneira a refletir as consequências tributárias que seguiriam a maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar o valor contábil de seus ativos e passivos.

O imposto diferido ativo e passivo são compensados somente se atenderem os critérios estabelecidos na norma contábil.

Instrumentos financeiros

A Companhia classifica os instrumentos financeiros de acordo com a finalidade para qual foram adquiridos, e determina a classificação no reconhecimento inicial.

a) Ativos financeiros

Ativos financeiros são classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda, ou derivativos classificados como instrumentos de *hedge* eficazes, conforme a situação. A Companhia determina a classificação dos seus ativos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial, quando ele se torna parte das disposições contratuais do instrumento.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de investimentos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Desreconhecimento / (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem; e
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (i) a Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (ii) a Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

Redução do valor recuperável de ativos financeiros

A Companhia avalia nas datas do balanço se há alguma evidência objetiva que determine se o ativo financeiro, ou grupo de ativos financeiros, não é recuperável.

Um ativo financeiro, ou grupo de ativos financeiros, é considerado como não recuperável se, e somente se, houver evidência objetiva de ausência de recuperabilidade como resultado de um ou mais eventos que tenham acontecido depois do reconhecimento inicial do ativo (“um evento de perda” incorrido) e este evento de perda tenha impacto no fluxo de caixa futuro estimado do ativo financeiro, ou do grupo de ativos financeiros, que possa ser razoavelmente estimado.

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de *hedge*, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo deduzido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Desreconhecimento / (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

c) *Hedge* de fluxo de caixa

Fornecer proteção contra a variação nos fluxos de caixa que seja atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável e que possa afetar o resultado.

No reconhecimento inicial de uma relação de *hedge*, a Companhia classifica formalmente e documenta a relação de *hedge* à qual a Companhia deseja aplicar contabilidade de *hedge*, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o *hedge*. A documentação inclui a identificação do instrumento de *hedge*, o item ou transação objeto de *hedge*, a natureza do risco objeto de *hedge*, a natureza dos riscos excluídos da relação de *hedge*, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de *hedge* e a maneira como a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de *hedge* para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de *hedge* ou fluxos de caixa relacionados ao risco objeto de *hedge*.

Quanto ao *hedge* de fluxos de caixa, a demonstração do caráter altamente provável da transação prevista objeto do *hedge*, assim como os períodos previstos de transferência dos ganhos ou perdas decorrentes dos instrumentos de *hedge* do patrimônio líquido para o resultado, são também incluídos na documentação da relação de *hedge*. Espera-se que esses *hedges* sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo ou fluxos de caixa, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram, de maneira efetiva, altamente eficazes ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

Se o instrumento de *hedge* expirar ou for vendido, encerrado ou exercido sem substituição ou rolagem (como parte da estratégia de *hedging*), ou se a sua classificação como *hedge* for revogada, ou quando a cobertura deixar de cumprir os critérios de contabilização de *hedge*, os ganhos ou perdas anteriormente reconhecidas no resultado abrangente permanecem separadamente no patrimônio líquido até que a transação prevista ocorra ou o compromisso firme seja cumprido.

d) Compensação de instrumentos financeiros

10.5 - Políticas contábeis críticas

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

Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

As provisões para contingências (trabalhista, cíveis e tributárias) são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada como resultado de eventos passados; é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação; e o valor tiver sido estimado com segurança.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes de impostos, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

Benefício a empregados - Planos de benefício definido

A obrigação líquida é calculada separadamente para cada plano por meio da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente. O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de crédito unitário projetado.

O déficit/superávit é calculado, deduzindo-se o valor justo dos ativos do plano. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na maneira de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis, incluindo contratos de dívidas assumidas pela companhia com os planos.

As remensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem: ganhos e perdas atuariais sobre as obrigações, o retorno dos ativos do plano (excluindo os valores considerados no custo dos juros líquidos) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo os valores considerados no custo dos juros líquidos), são reconhecidos em outros resultados abrangentes. Os juros líquidos sobre o passivo de benefício definido e o custo do serviço são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício. A Companhia determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período com base na taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido e no passivo de benefício definido, ambos conforme determinados no início do exercício a que se referem as demonstrações financeiras, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios. O custo do serviço é calculado de acordo com o método de crédito unitário projetado, adotado no cálculo da obrigação atuarial, líquido de contribuições realizadas por participantes.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no exercício em que ocorrem na demonstração do resultado do exercício, como parcela do custo do serviço, bem como os ganhos e perdas anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes são reconhecidos no resultado do exercício na liquidação do respectivo plano.

Intangível

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia - Contratos de Concessão. O ativo intangível é demonstrado ao custo de aquisição e/ou de construção, incluindo a margem de construção.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da maneira pretendida pela Companhia.

As parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados até o final da concessão são classificadas como um ativo indenizável com base nas características estabelecidas no contrato de concessão, nos quais a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão.

A amortização do ativo intangível reflete a vida útil econômica nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão. A amortização é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil estimada.

Ativo indenizável (concessão)

Um ativo financeiro é reconhecido quando a Companhia tem o direito incondicional de receber caixa ou equivalentes de caixa ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços, no prazo do contrato.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Os ativos financeiros relacionados ao contrato da concessão são classificados como disponíveis para venda e nos exercícios apresentados, foram valorizados com base na BRR – Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras.

Ativos e passivos financeiros setoriais

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica – OCPC08 (“OCPC08”) que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que eliminou, a partir da adesão (assinatura) das Concessionárias aos referidos contratos, as eventuais incertezas quanto à probabilidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo desses itens originados das discussões tarifárias entre as entidades e o regulador, e que até então eram consideradas impeditivas para o reconhecimento desses ativos e passivos.

Por se tratar de evento novo, a Companhia efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e outros componentes financeiros de forma prospectiva, a partir da assinatura dos respectivos aditivos contratuais. O registro dos valores a receber foi efetuado em contas de ativo em contrapartida ao resultado deste exercício na rubrica de receita de vendas de bens e serviços.

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.6. 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 seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;*
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;*
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;*
- iv. contratos de construção não terminada;*
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos;*

Não aplicável, considerando que em 30 de junho de 2017 não há itens que não estão refletidos no balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital da Companhia.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não detém outros itens relevantes não evidenciados em suas demonstrações financeiras.

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.7. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, 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;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b. natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

10.8 - Plano de Negócios

10.8. 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;

O plano de investimentos da Companhia está focado em projetos que visam atender o crescimento de mercado com a exigência de novas conexões.

No primeiro semestre de 2017, foram conectados cerca de 63 mil clientes a rede da Companhia, quando comparamos com o final de 2016.

Em 2016, foram conectados cerca de 132 mil clientes a rede da Companhia, totalizando mais 380 mil clientes nos últimos três anos. Investimentos na qualidade do serviço com ênfase em tecnologia e no combate as perdas de energia também estão entre as prioridades da Companhia.

Os investimentos previstos para o segundo semestre do exercício de 2017 não estão aqui divulgados, uma vez que a Companhia não realiza divulgação de projeções para o mercado.

Segue abaixo os investimentos realizados referentes aos três últimos exercícios sociais e ao primeiro semestre de 2017:

Investimentos (R\$ Mil)	Período de seis meses findo em 30/06/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2014
Novas Conexões	198.847	327.439	176.875	142.209
Rede	34.336	89.416	83.963	103.029
Combate às Perdas	14.568	35.419	35.764	30.969
Qualidade do Sistema Elétrico	19.768	53.997	48.199	47.113
Outros	-	-	-	24.947
Medidores	-	-	-	7.805
Outros	43.079	147.863	107.191	23.133
Variação de Estoque	17.905	(28.615)	83.745	(1.387)
Total Investido	294.167	536.103	451.774	274.789
Aportes / Subsídios	(13.566)	(23.464)	(25.107)	(9.680)
Investimento Líquido	280.601	512.639	426.667	265.109

Novas Conexões (Crescimento Vegetativo).

Significa o atendimento a clientes de demanda em pontos distintos das instalações de extensão de novas conexões.

Qualidade do Sistema Elétrico

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.

Combate às 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.

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.

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;

10.8 - Plano de Negócios

A geração de caixa oriunda das atividades da Coelce, é a principal fonte de recursos para suprir o custeio e os investimentos de sua operação.

Além da geração de fluxos de caixa próprio, a companhia geralmente busca financiamentos subsidiados de bancos de fomento como BNDES e BNB, instituições de desenvolvimento como Eletrobrás, créditos de outras instituições financeiras e emissões de dívida no mercado de capitais para financiar seus investimentos, cuja descrições encontram-se nas seções 10.1(d) e 10.1(f) deste Formulário de Referência.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos.

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

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, considerando que não houve a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor.

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, considerando não haver novos produtos e serviços em andamento.

10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9. 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 foram prestadas nos itens anteriores.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1 Projeções divulgadas e premissas

Não haverá a divulgação de projeções e estimativas pela Companhia, visto que, nos termos do artigo 20 da Instrução CVM nº 480/09, tal conteúdo é facultativo.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

11.2 Acompanhamento das Projeções

Como não foram divulgadas projeções e premissas no item anterior, este item não se aplica à Companhia.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a. atribuições de cada órgão e comitê, identificando se possuem regimento interno próprio;

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, constituído por até 11 (onze) membros e até igual número de suplentes, os quais terão mandatos coincidentes de 03 (três) anos, permitida a reeleição. Atualmente o Conselho de Administração é composto por 11 (onze) membros e 11 (onze) suplentes. Um dos integrantes é indicado pelos empregados da COELCE e da FAELCE e aposentados assistidos pela FAELCE, em qualquer caso, acionista da COELCE na data da Lei Estadual nº 12.722/97; e outro, pelos acionistas preferenciais. Ao todo são três conselheiros independentes, representantes de públicos interessados da Companhia.

O 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 e possui as seguintes atribuições, além daquelas conferidas por lei: (i) eleição e destituição dos Diretores e fixação de suas atribuições, observado o disposto no Estatuto; (ii) convocação da Assembléia Geral quando julgar conveniente, ou no caso do art. 132 da Lei nº 6.404/76; (iii) escolha e destituição dos auditores independentes; (iv) aprovação do orçamento anual e suas alterações; (v) proposta de alteração do Estatuto Social, a ser submetida à Assembléia Geral; (vi) celebração de acordos estratégicos, especialmente no campo da inovação e novas tecnologias; (vii) contratos de venda de energia de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 50.000.000,00 (cinquenta milhões de euros); (viii) contratação de operações financeiras e bancárias ou relativas ao mercado de valores mobiliários, inclusive renovações, renegociações, prestação de garantias e pré-pagamentos, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 50.000.000,00 (cinquenta milhões de euros); (ix) a realização de investimentos não previstos no orçamento anual, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de euros) e, investimentos de caráter estratégico não previstos no orçamento anual, qualquer que seja seu valor; (x) compra de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 12.000.000,00 (doze milhões de euros); (xi) contratação de investimentos imobiliários e serviços de manutenção em instalações imobiliárias da Companhia e de segurança patrimonial, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 12.000.000,00 (doze milhões de euros); (xii) patrocínios em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xiii) contratação de consultorias de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xiv) contratação de publicidade e marketing de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xv) doações de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xvi) celebração de transações judiciais e extrajudiciais que impliquem desembolsos de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros), e/ou atos que importem em renúncia de direitos pela Companhia, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xvii) quaisquer propostas, protocolos, justificativas e documentos similares a serem submetidos à Assembleia Geral, envolvendo operações de transformação, dissolução, fusão, cisão ou incorporação da Companhia ou em que a mesma seja parte; (xviii) aquisição, oneração ou alienação de bens a serem ou já registrados no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% (cinco por cento) do valor total do ativo permanente no último Balanço publicado; (xix) emissão de debêntures, nos termos do disposto no art. 59 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/76, e de notas promissórias para distribuição pública, nos termos da legislação em vigor.

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.

O Estatuto Social da Companhia está disponível na sede da Companhia e, ainda, no website de Relações com Investidores (<https://www.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-ceara/estatuto-social.html>).

Conselho Fiscal

O Estatuto prevê um Conselho Fiscal composto por três membros efetivos e suplentes em igual número, o qual só entrará em funcionamento nos exercícios sociais em que acionistas que representem, no mínimo, 10 % (dez por cento) com direito a voto, ou 5% (cinco por cento) das ações sem direito a voto requisitarem a sua instalação em Assembleia Geral. O Conselho Fiscal da Companhia para o exercício fiscal a ser encerrado em 31 de dezembro de 2017 foi devidamente instalado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia realizada em 25 de abril de 2017, às 14:00 horas.

O Conselho Fiscal é órgão independente da administração e da auditoria externa da Companhia, de funcionamento não permanente, formado por três membros efetivos, 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. Sua

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

principal responsabilidade é fiscalizar os atos dos administradores, inclusive as demonstrações financeiras, dando parecer aos acionistas.

Até 30/06/2017, haviam sido realizadas 02 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 12 membros, sendo um Diretor Presidente e onze Diretores conforme designação descrita no item “d” com mandato de três anos e reeleição permitida.

Comitês

Não há previsão no Estatuto acerca de Comitês. A Companhia possui apenas o Comitê de Prevenção de Riscos Penais e o Comitê de Supervisão do Programa de Integridade da Enel Brasil, instalado pelo Conselho de Administração e que tem as seguintes responsabilidades e atribuições:

O Comitê de Prevenção de Riscos Penais acompanha o cumprimento e eficiência do Modelo de Prevenção de Riscos Penais e das normas éticas aplicáveis. Além disso, adapta o Modelo às necessidades das Sociedades e modificações legais.

Ademais, o Grupo Enel possui outros comitês que, apesar de não instalados na Companhia, influenciam e norteiam os princípios de cada área da Companhia:

1. Comitê de Riscos Financeiros e Patrimoniais:

Acompanha e analisa a gestão em conformidade com a Norma de Riscos Financeiros e Patrimoniais.

2. Comitê de Gestão da Marca:

Acompanha e analisa os projetos com impacto na imagem da empresa.

3. Comitê de Inovação:

Define critérios, aprova e acompanha o desenvolvimento de projetos de inovação dos programas “Deu Certo” e Pesquisa & Desenvolvimento.

4. Comitê de Gestão de Crise:

Acompanha, analisa e responde às ocorrências máximas no sistema elétrico e de apoio. Avalia os reflexos e gerencia os procedimentos a serem adotados para minimizar os impactos ao público externo nesses casos.

5. Comitê de Segurança da Informação:

Acompanha e analisa o plano anual de segurança da informação. Emite diretrizes para gestão da tecnologia da informação.

6. Comitê de Segurança do Trabalho:

Define as estratégias das ações de saúde e segurança, acompanha o plano anual da Política da Segurança, coordena a implementação de ações em favor da segurança laboral e acompanha o programa corporativo Saber Viver.

7. Comitê de Ética:

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Analisa e delibera assuntos propostos conforme princípios do Código de Ética.

8. Comitê de Auditoria Interna Local/Corporativo:

Acompanha as auditorias realizadas nos processos; propõe e aprova planos de trabalho e acompanha planos de ação oriundos das recomendações, reunindo-se periodicamente com a alta administração.

9. Comitê Econômico:

Analisa e prioriza os recursos orçamentários, em observância aos objetivos estratégicos.

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 25 de abril de 2017.

c. mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê e de seus membros, identificando o método utilizado;

Os diretores da Companhia recebem uma remuneração variável baseada em metas corporativas e individuais e pagamento anual, levando em consideração determinados 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 ABRADDEE (ISQP); cobrabilidade; dívida vencida; índice de perdas; clima laboral; acidentes - taxas de frequência e gravidade; orçamento (investimento + OYM + pessoal).

Os membros do Conselho de Administração indicados pelo controlador são avaliados enquanto executivos do grupo, e o Conselho de Administração, enquanto órgão colegiado, passará a partir de 2017 a realizar uma auto-avaliação, em bases anuais, observando as dimensões praticadas nesse tipo de avaliação.

Não existem mecanismos formais de avaliação de desempenho do Conselho Fiscal da Companhia.

d. em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais.

As atribuições e poderes individuais dos membros da Diretoria estão previstas nos Artigos 19 a 21 do Estatuto Social da Companhia.

Compete ao Diretor Presidente individualmente representar a Companhia, ativa e passivamente, sendo responsável pelas seguintes atribuições: gestão e fiscalização das atividades da Companhia e de sua Diretoria, em todas as áreas.

Compete aos demais Diretores, individualmente representar a Companhia dentro da esfera de suas atribuições, conforme se segue:

(i) Diretor de Operações de Infra-estrutura e Redes: assegurar o desenvolvimento e a operação das redes de distribuição e dos processos comerciais de acordo com as necessidades das atividades de distribuição de energia, como: novas conexões, execuções de obras, cortes e re-ligações, bem como a supervisão do controle de perdas de energia e os processos de arrecadação;

(ii) Diretor de Mercado: todos os canais de relacionamento com o cliente e o controle do seguimento dos grandes consumidores, definindo e realizando a estratégia comercial e de marketing e a comunicação comercial para cada segmento de clientes; realizar operações comerciais como faturamento, cobrança e gestão de crédito, gerenciando os processos de atendimento e serviço ao cliente;

(iii) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: o planejamento financeiro e pelas atividades de financiamento, tesouraria, risco financeiro e operações financeiras estruturadas; operações bancárias, linhas de crédito (garantias); celebração e gestão de contratos e obrigações financeiras, gestão de seguros; gestão das relações com instituições financeiras e com credores, investidores, acionistas, analistas de mercado, agências de classificação de riscos, órgãos de regulação e controle e demais instituições relacionadas às atividades envolvendo mercados financeiros e de capitais;

(iv) Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle: as atividades administrativas e de contabilidade, elaborar as demonstrações financeiras da Companhia de acordo com as normas aplicáveis; além de monitorar e apoiar os órgãos de controle interno em suas atividades e fazer a interface com o auditor externo; responsável pelo planejamento estratégico, execução e controle da gestão da Companhia, incluindo formulação, controle e acompanhamento do orçamento e dos indicadores de lucro líquido, dívida líquida, balanço e fluxo de caixa da Companhia; responsável pela coordenação dos assuntos de natureza tributária e fiscal da Companhia e gestão do cumprimento das respectivas obrigações de tal natureza, bem como pela gestão das relações com autoridades fiscais;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

(v) **Diretor de Recursos Humanos e Organização:** os assuntos afetos à área de recursos humanos, como definição de políticas salariais; desenvolvimento de competências profissionais; organização e relações sindicais, representando a Companhia perante órgãos e outras entidades do trabalho e da previdência social, além de atividades relacionadas com os fundos de pensão do Brasil e outros benefícios relevantes;

(vi) **Diretor de Relações Institucionais:** as atividades de relacionamento institucional da Companhia com órgãos e entidades governamentais, da administração direta ou indireta, e com instituições de classe, bem como pela implementação de ações para preservar a imagem institucional da Companhia; (vii) **Diretor de Comunicação:** o desenvolvimento da estratégia de marca da Companhia no País, coordenando a execução de eventos, promoções, patrocínios, campanhas de publicidade comercial e institucional e outras iniciativas de comunicação externa; e pela promoção das relações com a mídia nacional e emissão de comunicados de imprensa, além de desenvolver e coordenar projetos de comunicação interna e nas mídias sociais;

(viii) **Diretor de Regulação:** a definição e promoção dos interesses da Companhia em relação a assuntos e questões regulatórias do setor elétrico e de defesa da concorrência; representação junto aos agentes reguladores e demais órgãos do setor elétrico e da defesa da concorrência;

(ix) **Diretor Jurídico:** a coordenação, execução e controle dos assuntos afetos à área jurídica, inclusive a defesa da Companhia em todas as esferas judiciais e/ou administrativas, exceto no que se refere a assuntos de natureza tributária e fiscal; (xi) ao Diretor de Compras: a gestão e qualificação de fornecedores, compras de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral; e

(x) **Diretor de Compras:** a gestão e qualificação de fornecedores, compras de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

12.2. Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:

a. prazos de convocação;

A Companhia não adota prática diferenciada em relação ao previsto na legislação societária. O prazo de antecedência da primeira convocação será de 15 (quinze) dias corridos e o da segunda convocação de 8 (oito) dias corridos.

b. competências;

Nos termos da Lei 6.404/76, compete à Assembleia Geral da Companhia 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, o Estatuto Social da Companhia estabelece que 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. A Assembleia Geral poderá, conforme o caso, delegar ao conselho de administração a deliberação sobre as condições de que tratam os incisos VI a VIII do artigo 59, da Lei nº 6.404/76, e, ainda, sobre a oportunidade da emissão.

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, por meio de sistema eletrônico da página da CVM (<http://www.cvm.gov.br>), bem como no site da Companhia (<https://www.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-ceara/reunies-de-conselho-e-assembleias-gerais.html>).

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 apoia 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

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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.

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 procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarialização, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico;

A Companhia não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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, cujo envio pelo acionista à Companhia deve ocorrer com a antecedência de 72 horas da data da respectiva assembleia.

O procurador ou seu representante legal deverá comparecer à Assembleia Geral munido de documentos que comprovem sua identidade.

Adicionalmente, a Companhia também verifica se a procuração segue ao que estabelece o artigo 126, parágrafo 1º a Lei das Sociedades por Ações.

As práticas indicadas neste item sempre são observadas nas assembleias realizadas pela Companhia.

g. formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação e consularização;

A Companhia ainda não regulamentou o procedimento para envio de boletim de voto à distância, tendo em vista o disposto no art. 11, III, da Instrução CVM nº 561, de 7 de abril de 2015.

h. se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância;

A Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância.

i. instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância;

Não há.

j. se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias;

A Companhia não disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

k. Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância

- Incisos f, g, h, i, com redação dada pela Instrução CVM nº 561, de 7 de abril de 2015.
- Incisos j e k incluídos pela Instrução CVM nº 561, de 7 de abril de 2015.

Não há.

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

12.3. Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:

a. número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre reuniões ordinárias e extraordinárias;

Foram realizadas 6 Reuniões do Conselho de Administração no exercício findo em 31 de dezembro de 2016, sendo 4 ordinárias e 2 extraordinárias.

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.

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

12.4. Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

Não há cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução de conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Fernando Andrade 052.136.046-33 Não Há.	22/06/1981 Engenheiro	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor de Planejamento e Engenharia	13/09/2017 13/09/2017	01 ano e 03 meses Sim	1 0.00%
Roberto Zanchi 063.682.037-81 Não há.	14/01/1962 Engenheiro	Pertence apenas à Diretoria 10 - Diretor Presidente / Superintendente	07/08/2017 07/08/2017	1 ano e 4 meses Sim	0 0.00%
Janaína Savino Villela 088.290.577-54 Não há.	12/02/1980 Jornalista	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretora de Comunicação	16/12/2015 16/12/2015	03 anos Sim	2 0.00%
Margot Frota Conh Pires 718.593.303-04 Não há.	13/06/1975 Economista	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretora de Compras	16/12/2015 16/12/2015	03 anos Sim	2 0.00%
José Alves de Mello Franco 283.567.996-00 Não há.	17/11/1957 Engenheiro	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor de Regulação	16/12/2015 16/12/2015	03 anos Sim	3 0.00%
Anna Brogi 999.999.999-99 Não há.	07/03/1954 Biologa	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	25/04/2017 25/04/2017	03 anos Sim	1 0.00%
MARIA EDUARDA FISCHER ALCURE 041.664.917-33 Não há.	10/04/1975 Advogada	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016 27/04/2016	03 anos Sim	2 0.00%
Teobaldo José Cavalcante Leal 304.786.343-15 Não há.	29/01/1968 Administrador	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016 27/04/2016	03 anos Sim	3 0.00%
Marcia Massotti Carvalho 043.055.727-29 Não há.	01/04/1976 Economista	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016 27/04/2016	03 anos Sim	2 0.00%

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Cesario Macedo de Melo	31/08/1958	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	2
134.372.403-15	Especialista em Gestão Financeira e Mercado de Capitais	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Não	0.00%
Não há.					
Dilma Maria Teodoro	21/01/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	2
757.955.079-20	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Não	0.00%
Não há.					
Nelson Ribas Visconti	09/09/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	3
676.823.917-15	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
MONICA HODOR	13/09/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	2
000.000.000-00	Engenheira	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
Ramón Francisco Castañeda Ponce	07/10/1970	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	2
060.764.987-90	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
Gianluca Caccialupi	02/08/1963	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	2
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
Cristine de Magalhães Marcondes	15/05/1975	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	2
031.702.246-62	Advogada	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
Francisco Honório Pinheiro Alves	06/04/1954	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	3
041.594.383-34	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Não	0.00%
Não há.					
Fernando Antonio de Moura Avelino	13/08/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	3
108.346.804-91	Eletrotécnico	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Não	0.00%

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Não há.					
Fernando Augusto Macedo de Melo	13/03/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	3
398.907.323-00	Analista de Sistemas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Não	0.00%
Não há.					
Mario Fernando de Melo Santos	18/07/1938	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	3
000.541.194-72	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	27/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli	18/05/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	03 anos	2
063.741.227-39	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	27/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	29/07/1968	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	08/12/2016	03 anos	1
002.533.027-65	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	08/12/2016	Sim	0.00%
Membro Efetivo do Conselho de Administração		Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Admin. e de Planejamento e Controle			
José Nunes de Almeida Neto	15/12/1955	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	03 anos	3
116.258.723-72	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	16/12/2015	Sim	0.00%
Membro Suplente do Conselho de Administração.		Diretor de Relações Institucionais			
Carlos Ewandro Naegele Moreira	17/03/1956	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	03 anos	3
391.142.017-04	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	16/12/2015	Sim	0.00%
Membro Suplente do Conselho de Administração.		Diretor de Recursos Humanos e Organização			
Márcia Sandra Roque Vieira Silva	14/09/1968	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	20/07/2016	03 anos	1
275.382.303-00	Engenheira	39 - Outros Conselheiros / Diretores	20/07/2016	Sim	0.00%
Membro Suplente do Conselho de Administração.		Diretora de Mercado			
Déborah Meirelles Rosa Brasil	17/10/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	03 anos	3
025.881.547-78	Advogada	39 - Outros Conselheiros / Diretores	16/12/2015	Sim	0.00%
Membro Suplente do Conselho de Administração		Diretora Jurídica			
José Távora Batista	17/03/1954	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	03 anos	3
135.402.623-34	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	16/12/2015	Sim	0.00%

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Membro Suplente do Conselho de Administração.		Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes			
Jorge Parente Frota Junior	25/05/1945	Conselho Fiscal	25/04/2017	1 ano	1
001.841.793-00	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	25/04/2017	Sim	0.00%
Não desempenha função no grupo econômico do emissor.					
Aldemir Ferreira de Paula Augusto	02/05/1972	Conselho Fiscal	25/04/2017	1 ano	0
620.303.374-04	Advogado	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	25/04/2017	Sim	0.00%
José Aldro Luiz de Oliveira	22/03/1947	Conselho Fiscal	25/04/2017	1 ano	0
001.684.403-34	Administrador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	25/04/2017	Sim	0.00%
Antonio Cleber Uchoa Cunha	24/10/1953	Conselho Fiscal	25/04/2017	1 ano	12
053.637.133-49	Engenheiro	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	25/04/2017	Sim	100.00%
Julio Sergio Cardozo	18/08/1944	Conselho Fiscal	25/04/2017	01 ano	0
005.985.267-49	Contador	44 - C.F.(Efetivo)Eleito p/preferencialistas	25/04/2017	Não	0.00%
Carlos Antonio Vergara Cammas	27/04/1949	Conselho Fiscal	25/04/2017	01 ano	0
000.583.368-00	Administrador	47 - C.F.(Suplent)Eleito p/preferencialistas	25/04/2017	Não	0.00%

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Fernando Andrade - 052.136.046-33

Nascido em 22 de junho de 1981, na cidade de Uberlândia, em Minas Gerais. Formou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia em 2006. Começou sua carreira em 2004 como trainee da EDF – Electricité de France, em Paris. Em 2006 ingressou no Grupo Enel como coordenador de manutenção do pólo de Angra dos Reis. Desde então, atuou como responsável de inúmeros projetos de engenharia. Em dezembro de 2014 concluiu o mestrado em engenharia de produção na Universidade Federal Fluminense. De fevereiro de 2016 a maio de 2017, atuou como responsável da área de Network Planning, Investment Analysis and Subsidized Financing Brazil. Atualmente, é responsável pela área de Planejamento e Engenharia. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Roberto Zanchi - 063.682.037-81

Nascido em 14 janeiro 1962, formou-se em Engenharia Eletrotécnica em 1990, na Università degli Studi di Padova (Itália). Iniciou sua trajetória profissional no Grupo Enel como Project Manager do projeto para a melhoria da qualidade, eficiência e custo de construção de rede e operações dos operadores de distribuição brasileiras. Atuou como responsável da área de distribuição das regiões italianas de Puglia e Basilicata e como responsável da unidade de Network Design, inserido no Global Infrastructures & Network. Atualmente é Diretor Adjunto da Enel Brasil S.A. e Diretor-Presidente da Companhia Energética do Ceará – COELCE. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Janaína Savino Villela - 088.290.577-54

Em 2008, passou a exercer a função de responsável pela área de Comunicação Externa da holding Enel Brasil e suas controladas. Em 27/03/2013 foi eleita como Diretora de Relações Institucionais e Comunicação da Ampla Energia e Serviços S.A.. Atualmente, é Diretora de Comunicação na Companhia Energética do Ceará – COELCE, Ampla Energia e Serviços S.A., Enel Cien S.A, Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A., Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. e Enel Brasil S.A. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Margot Frota Conh Pires - 718.593.303-04

Ingressou no grupo Enel em 1998, como analista de compras. De 2005 a 2012 foi responsável pela área de aprovisionamentos Brasil. Atualmente é Diretora de Compras na Enel Brasil S.A., Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A., Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A., Enel Cien S.A., Ampla Energia e Serviços S.A., e na Companhia Energética do Ceará – COELCE. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

José Alves de Mello Franco - 283.567.996-00

É membro do Conselho Diretor da ABRADEEE desde 2002. Ocupa o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A., e de Diretor de Regulação da Enel Brasil S.A., Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A, Enel Cien S.A., Companhia Energética do Ceará – COELCE, e Ampla Energia e Serviços S.A. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Anna Brogi - 999.999.999-99

De nacionalidade Italiana, nascida em 07 de março de 1954, com mestrado em Biologia. De 2005 até 2006 foi Chefe de Saúde e Segurança na Divisão de Infra-estruturas e Redes e antes de 2003, desempenhou diferentes funções dentro da divisão Enel Generation, bem como na Edipower S.p.A. Além disso, esteve envolvida em vários grupos de trabalho a nível nacional (Confindustria), europeu (Smart City Stakeholder Platform) e americano (Smart City Council) como Smart City Expert. A nível global, esteve envolvida em vários grupos de trabalho Smart City, como Smart City Málaga (Espanha), Smart City de Santiago (Chile), Búzios (Brasil) e Barcelona. Desde 2009 é responsável pela promoção do desenvolvimento e coordenação dos projetos da Enel Smart City e está diretamente envolvida numa série de parcerias públicas-privadas, tanto a nível nacional como internacional e no conselho de administração de diferentes Associações como Genova, Bari e Torino. Anteriormente, como SVP, foi responsável por Saúde, Segurança, Meio Ambiente, Qualidade e Eficiência Energética (desde 2006) Smart Grid e Novas Tecnologias Europa e Latam, Smart Grid e Novas Tecnologias Itália (desde 2013), na Divisão de Infraestrutura e Redes da Enel Distribuzione. Atualmente, é Chefe da Divisão de Segurança, Meio Ambiente, Qualidade na Infraestrutura Global e Redes da Enel S.p.A. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

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. Ocupa, também, o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração da Celg Distribuição S.A. - CELG D. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

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 Enel 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. Atualmente, é responsável, dentro da Diretoria de AFC, por Finanças, Seguros e Relações com Investidores das empresas do Grupo Enel no Brasil. 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 Enel, no Brasil e no Peru. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Marcia Massotti Carvalho - 043.055.727-29

Ingressou no Grupo Enel em 2006 para trabalhar como especialista em Planejamento e Controle da holding Enel Brasil. Em 2008, assumiu o cargo de responsável pelo Planejamento e Controle pelas empresas de geração do Grupo. Em 2009, depois de uma reestruturação das atividades pró-processos, assumiu a responsabilidade da área de reporte, onde ficou por 2 anos. Em 2011, assumiu o cargo de responsável pela secretaria técnica, área criada para suporte à presidência da Enel Brasil S/A, onde permaneceu por 4 anos. Em dezembro de 2014, assumiu a responsabilidade pela área de Sustentabilidade de todas as empresas do Grupo. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Cesario Macedo de Melo - 134.372.403-15

De nacionalidade brasileira, nascido em 31/08/1958, possui especialização em Gestão Financeira e Mercado de Capitais. Em 1979, finalizou o Curso Técnico em Contabilidade, em 1985 concluiu o Curso Técnico de 2º Grau em Eletrotécnica e possui Certificação ICSS em Finanças e Investimentos na EFPC. Iniciou sua trajetória profissional na Companhia Energética do Ceará em 1982, ocupando o cargo de Eletrotécnico, onde permanece até a presente data. Desde 2002, é integrante do Sindicato dos Eletricistas do Ceará, ocupando atualmente o cargo de Vice-Presidente. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Dilma Maria Teodoro - 757.955.079-20

De nacionalidade brasileira, 45 anos. Formou-se em economia pela UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina e é pós-graduada em Ciências Econômicas pela UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina. Realizou MBA em Finanças pelo IBMEC Business School e especializações em Engenharia e Avaliação de Custos e Fundação de Ensino e Pesquisa – FEPESE, pela UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina. Iniciou sua trajetória profissional na CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina, em março de 1990, no Departamento Econômico Financeiro – Divisão de Acionistas e Operações Financeiras – Serviço da Dívida. Em agosto de 2002, atuou no Departamento Econômico Financeiro – Divisão de Administração de Contratos de Empréstimo e Financiamento da Eletrobrás, e como integrante do Comitê Gestor das Empresas Federais de Distribuição – CG-EFD. Atualmente, ocupa o cargo de Gerente da Eletrobrás, atuando como responsável pelas informações de governança e acompanhamento dos conselheiros das empresas da Eletrobrás, bem como no desenvolvimento da metodologia de implantação e implementação da avaliação de desempenho do conselho de administração e diretoria executiva das empresas Eletrobrás, coordenando a elaboração dos instrumentos de governança da Eletrobrás, Código das Práticas de Governança Corporativa, Manual de Orientação dos Conselheiros de Administração, Manual de Orientação dos Conselheiros Fiscais e Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração. Coordenou o Portal de Governança da Eletrobrás e atuou como responsável pelas informações de governança nos Relatórios de Administração, Relatórios de Sustentabilidade (GRI), Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISEBOVESPA) e Dow Jones Sustainability (DJSI). A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

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. Atualmente, ocupa os cargos de Diretor de Administração, Finanças e Controle na Celg Distribuição S.A. - CELG-D e de Diretor de Assessoria Tributária na Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

MONICA HODOR - 000.000.000-00

Em abril de 2011, ingressou no Grupo Enel, tendo exercido a função de CFO para as empresas do Grupo na Romênia (abril/2011 a setembro/2015). Desde outubro de 2015, exerce a função de Chefe de Planejamento e Controle e Infraestrutura e Redes na Enel–Global Infrastructure & Networks, responsável pela coordenação financeira e operacional das atividades das companhias de distribuição do Grupo Enel na Argentina, Brasil, Chile, Colômbia, Itália, Peru, Romênia e Espanha. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Ramón Francisco Castañeda Ponce - 060.764.987-90

Em abril de 2008, foi eleito Diretor de Planejamento e Controle e de Linhas de Negócios de Distribuição. Em janeiro de 2012, foi eleito Diretor Técnico da Enel na América Latina. Atualmente também é Diretor-Presidente e Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes da Ampla Energia e Serviços S.A. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Gianluca Caccialupi - 000.000.000-00

Nos últimos 5 anos desempenhou as seguintes funções no Grupo: De 2009 a 2012, como Responsável Macro da Área Nordeste na Divisão de Infraestrutura e Rede da Enel Itália; de 2012 a 2014, como Subdiretor Geral da Chilectra e Diretor Geral Adjunto da Linha de Negócio da Distribuição da América Latina; e atualmente é responsável pela Operação e Manutenção da linha de negócios mundial de Infraestrutura e Rede da Enel SpA. Ocupa, também, o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração da Celg Distribuição S.A. - CELG-D. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Cristine de Magalhães Marcondes - 031.702.246-62

De março de 2015 até a presente data desempenha a função de Legal Assistance Brasil. De agosto de 2010 até fevereiro de 2015 foi Diretora Jurídica da Coelce – Companhia Energética do Ceará e, atualmente, ocupa o cargo de Diretora Adjunta da Enel Brasil S.A. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Francisco Honório Pinheiro Alves - 041.594.383-34

Nos últimos 5 anos, atuou como empresário do ramo supermercadista. ii. É Diretor-Presidente do Pinheiro Supermercado - O Bom Vizinho, Presidente da CDL de Fortaleza, 1º Vice-Presidente 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, do Conselho Universitário da UFC – CONSUNI e do Conselho SESC. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Fernando Antonio de Moura Avelino - 108.346.804-91

É funcionário da Coelce desde 1976, onde atua como gerente de departamento. É Diretor do sindicato dos eletricitários do Ceará. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Fernando Augusto Macedo de Melo - 398.907.323-00

É funcionário da Eletrobrás, onde atua como gerente do Departamento de Gestão de Conformidade (Compliance). ii. Gerente de departamento da Eletrobrás. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

É presidente do Conselho de Administração da Enel Brasil S.A. desde 2005, da Ampla desde 29 de abril de 2008, da Coelce desde 17 de maio de 2006 e da CELG-D desde 28 de abril de 2017. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli - 063.741.227-39

Começou a trabalhar no Grupo em 1996. Foi responsável por Operação de Manutenção Itália (OyM) da Enel Green Power, de 2013 a 2015. Atualmente, é o Diretor Presidente da Enel Brasil S.A.. Ocupa, também, o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A., Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A., Enel Cien S.A., Companhia Energética do Ceará – COELCE, da Ampla Energia e Serviços S.A e Celg Distribuição S.A. - CELG-D. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira - 002.533.027-65

Em 2004 passou a desempenhar a função de Diretor de Planejamento, Controle e Contabilidade das empresas de geração do Grupo Enel no Brasil, e a partir de 2006 também responsável na mesma função pela Holding do Grupo no Brasil e pelas empresas de distribuição Ampla e Coelce. De 2013 a 2016, ocupou o cargo de CFO na Codensa e na Emgesa, empresas do Grupo Enel na Colômbia. Atualmente ocupa os cargos de: (i) Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle na Enel Brasil; (ii) Diretor Presidente Interino, Diretor Administrativo e Financeiro e Diretor de Planejamento e Controle Interino da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.; (iii) Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle da Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.; (iv) Diretor Financeiro e de Planejamento e Controle e Diretor Administrativo Interino da Enel Cien S.A.; (v) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle na Ampla Energia e Serviços S.A.; (vi) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle na Companhia Energética do Ceará – COELCE; e (vii) Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle na Enel Investimentos; (viii) Membro Efetivo do Conselho de Administração da Enel Brasil S.A., da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A., da Ampla Energia e Serviços S.A. e Celg Distribuição S.A. - CELG-D. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

Assumi o cargo de Diretor de Operação, em janeiro de 1995, participando do Projeto de preparação para privatização da Coelce. Em novembro de 1999 passou a ser Gerente de Projetos Institucionais, trabalhando na otimização do programa de investimentos especiais do Estado do Ceará. Desde 2015 ocupa o cargo de Diretor de Relações Institucionais na Companhia Energética do Ceará – COELCE, Ampla Energia e Serviços S.A., Enel Cien S.A, Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A., Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. e Enel Brasil S.A. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Carlos Ewandro Naegele Moreira - 391.142.017-04

Trabalha na Ampla desde 1977 quando ingressou como estagiário e onde vem exercendo diferentes cargos. É membro do Conselho de Administração da Fundação Brasileiros desde 1999 e ocupa o cargo de Diretor de Recursos Humanos na Companhia Energética do Ceará – COELCE, Ampla Energia e Serviços S.A., Enel Cien S.A, Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A., e Enel Brasil S.A. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Márcia Sandra Roque Vieira Silva - 275.382.303-00

De 2010 a 2012 atuou na gestão de desenvolvimento de pessoas, na Enel Brasil. De 2012 a 2014, na Endesa Espanha, ocupou o cargo de Gerente de RH. De 2014 até 2016 ocupou o cargo de Gerente de RH na Enel Green Power. Atualmente, ocupa o cargo de Diretora de Mercado na Companhia Energética do Ceará – COELCE e Ampla Energia e Serviços S.A. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Déborah Meirelles Rosa Brasil - 025.881.547-78

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. Atualmente ocupa os cargos de Diretora Jurídica na Enel Cien S.A., Ampla Energia e Serviços S.A., Companhia Energética do Ceará – COELCE, e Celg Distribuição S.A. - CELG –D. A candidata ora nomeada declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

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. Iniciou na Diretoria Técnica em dezembro de 2001. Atualmente, ocupa o cargo de Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes de Companhia Energética do Ceará – COELCE. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Jorge Parente Frota Junior - 001.841.793-00

Nos últimos cinco anos, já foi eleito anteriormente para o cargo de membro efetivo do Conselho Fiscal da Coelce. ii. 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. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Aldemir Ferreira de Paula Augusto - 620.303.374-04

De nacionalidade brasileira, nascido em 02 de maio de 1972. Graduado em Direito pela Universidade Federal de Pernambuco e pós-graduado em Direito e Processo Tributário pela Universidade de Fortaleza (UNIFOR). Associado gerente das filiais de Fortaleza (CE) e Recife (PE) do escritório profissional De Rosa Siqueira, Almeida, Barros Barreto e Advogados Associados S/C, atua como especialista em Direito Tributário, Comercial e Societário. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

José Aldro Luiz de Oliveira - 001.684.403-34

De nacionalidade brasileira, nascido em 22 de março de 1947. Mestre em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Ceará (UECE), com dissertação na área de estratégia competitiva de pequenas e médias empresas. Atualmente atuando na área de consultoria pública e empresarial. Exerceu os cargos de Técnico em Desenvolvimento Econômico do Banco do Nordeste, Chefe das Divisões de Projetos Agroindustriais e de Cooperativas do Banco do Nordeste, Gerente de Crédito Rural e Chefe do Departamento de Desenvolvimento Rural do banco do Nordeste, Presidente da Comissão de Reestruturação do Sistema Financeiro da Paraíba, dentre outros. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

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. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Julio Sergio Cardozo - 005.985.267-49

Conferencista, consultor de empresas e professor livre-docente em Controladoria e Auditoria. Leciona na Fundação Getúlio Vargas e no Programa de Mestrado em Ciências Contábeis da UERJ – Universidade do Estado do Rio de Janeiro e em cursos de MBA como professor convidado em diversos programas no país. Contador e Administrador participou, como orientador, presidente ou membro, em mais 90 bancas examinadoras de dissertações de mestrado e teses de doutorado na UERJ, Fundação Getúlio Vargas, IBMEC e Universidade de São Paulo – USP. Além disso, foi sócio da Ernst & Young (atualmente EY) Auditores e Consultores por mais de vinte anos ocupando posições de destaque na área técnica e de negócios. Como Chairman & CEO dessa empresa na América do Sul integrou as operações na região e expandiu os negócios a taxas muito superiores às da concorrência. Tornou-se membro do Board da EY Americas com sede em Nova York. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Carlos Antonio Vergara Cammas - 000.583.368-00

Carreira de mais de 30 anos como executivo das maiores Instituições Financeiras no Brasil e das grandes empresas de Consultoria e Auditoria. Head nas áreas de Riscos, Riscos Operacionais, Controles Internos, Compliance, SOX, Auditoria, Controladoria, Produtos Bancários, Derivativos, Contabilidade Geral, Contabilidade Bancária, Análise das Demonstrações Financeiras. Além disso, possui também experiência acadêmica e docente, atuando como Professor de diversas disciplinas dos cursos de MBAs oferecidos pela Fipecafi – USP, MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria da FGV – Fundação Getúlio Vargas e MBA em Gestão dos Riscos da BM&F – Bolsa de Mercadorias e Futuros. Professor e Palestrante em congressos e cursos da Febraban, Anbima, Confederação Nacional dos Bancos, ABBC, ABBI, ANCOR e BM&F. O candidato ora nomeado declara, para os devidos fins, que nos últimos 5 anos não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui comitês estatutários.

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 31/12/2016Administrador do Emissor

Mario Fernando de Melo Santos

000.541.194-72

Subordinação

Controlador Direto

Presidente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.

07.523.555/0001-67

Presidente do Conselho de Administração

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira

002.533.027-65

Subordinação

Controlador Direto

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle e Membro Efetivo do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.

07.523.555/0001-67

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle e Membro Efetivo do Conselho de Administração

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Anna Brogi

999.999.999-99

Subordinação

Controlador Direto

Membro Efetivo do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.

07.523.555/0001-67

Membro Efetivo do Conselho de Administração

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 Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli Vice-Presidente do Conselho de Administração	063.741.227-39	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A. Diretor Presidente	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor de Recursos Humanos e Organização e Membro Suplente do Conselho de Administração	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A. Diretor de Recursos Humanos e Organização	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor José Alves de Mello Franco Diretor de Regulação	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A. Diretor de Regulação	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor José Nunes de Almeida Neto Diretor de Relações Institucionais e Membro Suplente do Conselho de Administração.	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Enel Brasil S.A. Diretor de Relações Institucionais <u>Observação</u>	07.523.555/0001-67		
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Janaina Savino Vilella Carro Diretora de Comunicação <u>Pessoa Relacionada</u> Enel Brasil S.A. Diretora de Comunicação <u>Observação</u>	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Margot Frota Conh Pires Diretora de Compras <u>Pessoa Relacionada</u> Enel Brasil S.A. Diretora de Compras <u>Observação</u>	718.593.303-04	Subordinação	Controlador Direto
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Marcia Massotti Carvalho Membro Suplente do Conselho de Administração <u>Pessoa Relacionada</u> Enel Brasil S.A. Diretora de Sustentabilidade <u>Observação</u>	043.055.727-29	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			

Administrador do Emissor

Cristine de Magalhães Marcondes
Membro Efetivo do Conselho de Administração

031.702.246-62

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.
Diretora Adjunta

07.523.555/0001-67

Observação**Exercício Social 31/12/2015**Administrador do Emissor

Mario Fernando de Melo Santos
Presidente do Conselho de Administração

000.541.194-72

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.
Presidente do Conselho de Administração

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Janaina Savino Vilella Carro
Diretora de Comunicação

088.290.577-54

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.
Diretora de Comunicação

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
<u>Administrador do Emissor</u>			
Cristine de Magalhães Marcondes Membro efetivo do Conselho de Administração	031.702.246-62	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A. Diretora Adjunta	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Gianluca Caccialupi Membro efetivo do Conselho de Administração	000.000.000-00	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A. Membro efetivo do Conselho de Administração	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor de Recursos Humanos e Organização	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A. Diretor de Recursos Humanos e Organização	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
José Alves de Mello Franco Diretor de Regulação	283.567.996-00	Controle	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			

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A. 07.523.555/0001-67
Diretor de Regulação

ObservaçãoAdministrador do Emissor

José Nunes de Almeida Neto 116.258.723-72 Subordinação Controlador Direto
Diretor de Relações Institucionais e Membro suplente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A. 07.523.555/0001-67
Diretor de Relações Institucionais.

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Margot Frota Cohin Pires 718.593.303-04 Subordinação Controlador Direto
Diretora de Compras

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A. 07.523.555/0001-67
Diretora de Compras

Observação**Exercício Social 31/12/2014**Administrador do Emissor

Teobaldo José Cavalcante Leal 304.786.343-15 Subordinação Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração.

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 Enel Brasil S.A. Diretor de Relações com com Investidores	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Carlos Ewandro Naegele Moreira Membro Suplente do Conselho de Administração	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A. Diretor de Recursos Humanos	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor José Alves de Mello Franco Membro Efetivo do Conselho de Administração	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A. Diretor de Regulação	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor José Nunes de Almeida Neto Diretor de Relações Institucionais e Comunicação	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A. Diretor de Relações Institucionais e Comunicação	07.523.555/0001-67		
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Mario Fernando de Melo Santos Presidente do Conselho de Administração	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A. Presidente do Conselho de Administração	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Gianluca Caccialupi Membro Efetivo do Conselho de Administração	000.000.000-00	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A. Membro Efetivo do Conselho de Administração	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

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

12.11. Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.

A Companhia possui Seguro de Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O), contratado com a AIG SEGUROS BRASIL S.A., com vigência de 10/11/2016 a 10/11/2017, com o valor do prêmio de R\$ 45.454,18.

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

12.12. Informar se o emissor segue algum código de boas práticas de governança corporativa, indicando, em caso afirmativo, o código seguido e as práticas diferenciadas de governança corporativa adotadas em razão do mesmo.

Governança é norteada por recomendações internacionais

Pautada no compromisso com a transparência na divulgação de informações e a equidade no relacionamento com os acionistas, a atuação da Enel no Brasil é norteada pelas melhores práticas recomendadas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Segue também as determinações da Lei Sarbanes-Oxley e atende às recomendações do Committee of Sponsoring Organizations (Coso – em português Comissão Nacional sobre Fraudes em Relatórios Financeiros).

A Companhia possui ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBovespa) e, portanto, está sujeita às normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A estrutura de governança é formada por Assembleia Geral, Conselho de Administração e Diretoria-Executiva. Com base no planejamento estratégico, esses órgãos avaliam o desempenho dos negócios sob a ótica de resultados econômico-financeiros, sociais e ambientais, de forma a assegurar ganhos de eficiência e a sustentabilidade do negócio.

Ademais, em 23 de agosto de 2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a adoção das Recomendações de Governança Corporativa do Grupo Enel para suas companhias abertas, com o objetivo de aprimorar seus princípios de governança corporativa, adotando as melhores práticas nesse campo.

Comportamento Ético

Por observar a transparência e integridade como essenciais no negócio, a Companhia segue as Normas Éticas da Enel S.A aplicadas a todas as empresas do Grupo no mundo. O material expressa os compromissos éticos e as responsabilidades no desempenho das atividades do negócio e das operações desenvolvidas pelos colaboradores. A atuação ainda é baseada no Plano de Tolerância Zero com a Corrupção e no Programa Global de Compliance da Enel. Além disso, a Companhia segue os princípios do Pacto Global – do qual é signatária –, que abrangem o combate à corrupção em todas as formas, inclusive extorsão e propina.

Normas Éticas: abrangem os princípios da Declaração Universal dos Direitos Humanos, do Pacto Global e das Declarações de Princípios da Organização Internacional do Trabalho (OIT), assim como os Objetivos do Milênio.

Plano de Tolerância Zero à Corrupção: compromisso com o combate à corrupção, de acordo com princípios do Pacto Global e critérios recomendados pela organização não governamental Transparência Internacional.

Ao longo do processo de seleção de novos colaboradores, os candidatos assinam declaração de conflito de interesses. Caso o candidato indique a existência de algum conflito, é feita uma análise sobre a criticidade e, caso necessário, realizada uma consulta formal à Auditoria Interna. Na contratação de fornecedores, existe uma cláusula nas Condições Gerais de Contratação (CGC) em que é exigida declaração de que o fornecedor não possui conflito de interesse com as empresas Enel.

Disseminação

Em caso de corrupção, os fornecedores têm seus contratos rescindidos, ficando sujeitos a medidas legais, e os colaboradores são desligados. Ao longo do ano 2014, por meio do Canal de Denúncias, foi identificado um caso em que empregado foi demitido por corrupção. Da parte de Security (Inteligência Operacional), oito parceiros foram flagrados por venda de furto a terceiros e demitidos pelas empresas prestadoras de serviço após as constatações.

A Companhia tem no programa Boas-Vindas o primeiro canal para disseminar aos novos colaboradores seu compromisso com o combate à corrupção.

Além do Comitê de Ética, a companhia conta com o Modelo de Prevenção de Riscos Penais; o Protocolo de Recebimento e Oferecimento de Presentes, Lembranças, Favores e Outros de Caráter Similar; e o Protocolo de Atuação no Relacionamento com Funcionários Públicos e Autoridades Públicas.

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

Em 2014, um dos destaques da atuação do Conselho foi a aprovação do Comitê de Supervisão do Modelo de Prevenção de Riscos Penais, cuja função principal é zelar pelo cumprimento e atualização desse modelo e da normativa ética da empresa, a fim de mitigar riscos de ocorrência dos delitos definidos na normativa.

Ferramentas de controle

A fim de garantir o controle de ações identificadas como antiéticas, a Companhia conta com diferentes ferramentas de avaliação e de correto encaminhamento dessas questões.

Canal Ético – Disponível na intranet e na internet, o Canal recebe denúncias sobre práticas e comportamentos corporativos inadequados, referentes à confidencialidade, conflitos de interesse em auditorias, apropriação indevida, meio ambiente, saúde e segurança e problemas com fornecedores e prestadores de serviço. O Canal atende às exigências da Lei Sarbanes-Oxley.

Ouvidoria Interna – Destinado a receber reclamações dos colaboradores, tem sua gestão realizada desde outubro de 2014 por uma empresa externa e independente, responsável por encaminhar as queixas ou comunicações a Recursos Humanos, garantindo a confidencialidade do autor. A mudança buscou conferir mais autonomia e transparência a esse canal de relacionamento.

Auditoria interna – Ligada administrativamente à holding Enel no Brasil, e com dependência funcional à Enel S.A. na Itália, a área de Auditoria Interna avalia o cumprimento de normas e procedimentos e conta com um programa de auditoria anual, coordenado em nível corporativo, de forma a garantir sua autonomia em relação às diretorias da empresa. As auditorias abrangem todas as áreas da companhia e consideram aspectos como fraude e corrupção. Em 2014, 100% das unidades foram avaliadas, de acordo com o Modelo de Prevenção de Riscos Penais (MPRP) – das 21 unidades (total de diretorias), 19 (90%) possuem mapeados riscos relacionados à corrupção. Ao final das auditorias realizadas no Sistema de Controles Internos da Informação Financeira, são elaborados relatórios de processos, em que constam as principais lacunas identificadas, bem como recomendações de melhorias para mitigar os riscos. A partir desse relatório, responsáveis pelo processo formulam um plano de ação, cuja aplicação é acompanhada pela direção e pela Unidade de Controle Interno (UCI). |GRI SO2|

Unidade de Controle Interno – Destinada a auxiliar na avaliação, na validação e na certificação dos controles internos que geram as informações das demonstrações financeiras das empresas da Enel no Brasil, a Unidade foi criada para atender aos requisitos da seção 404 da Lei Sarbanes-Oxley da lei italiana 262/05. A equipe é composta por uma comissão interna, formada por avaliadores (supervisores e analistas técnicos), legitimadores (gerentes) e certificadores (diretores) e utiliza o sistema GRC-PC (Governance Risk Compliance – Process Control) para gerenciamento dos controles internos.

12.13 - Outras informações relevantes

12.13. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

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 aspectos²⁵:

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.

A filosofia e as políticas de remuneração se aplicam aos membros do conselho de administração e do conselho fiscal, bem como aos membros da diretoria da Companhia.

b. composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles;

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 dos membros da diretoria da Companhia e a proporção de cada elemento na remuneração total 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; e (f) veículo designado para cargos de alta liderança (apenas para diretoria da Companhia).

Conselho Fiscal

A remuneração dos membros do Conselho Fiscal é constituída em sua totalidade de remuneração fixa mensal.

ii. em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento na remuneração total;

Para a diretoria da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	Exercício findo em 31/12/2014	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2016
Remuneração fixa	56%	49%	65%
Remuneração variável	40%	47%	26%
Benefícios	4%	5%	9%

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração;

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

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, o posicionamento do profissional no mercado, a equidade interna e o desempenho do executivo.

iv. razões que justificam a composição da remuneração;

Práticas de mercado, legislação e diretrizes do acionista controlador.

v. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato.

Apenas os Conselheiros de Administração que são indicados pela empresa é que não recebem remuneração por participação em reuniões, uma vez que os mesmos já recebem remuneração mensal pelos cargos efetivamente ocupados.

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.

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;

A Diretoria da Companhia possui remuneração suportada por algum(s) de seu(s) acionista(s) controlador(s) diretos ou indiretos, conforme divulgado no item 13.15.

g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor.

Não existe qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de eventos societários.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2017 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,00	10,00	3,00	24,00
Nº de membros remunerados	0,00	10,00	3,00	13,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	15.052.490,34	0,00	15.052.490,34
Benefícios direto e indireto	0,00	2.068.104,26	0,00	2.068.104,26
Participações em comitês	304.214,96	0,00	451.574,71	755.789,67
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	6.144.042,39	0,00	6.144.042,39
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 (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	304.214,96	23.264.637,00	451.574,71	24.020.426,67

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2016 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,00	10,00	3,00	24,00
Nº de membros remunerados	9,00	4,00	3,00	16,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	4.829.542,89	0,00	4.829.542,89
Benefícios direto e indireto	0,00	663.544,57	0,00	663.544,57
Participações em comitês	108.715,50	0,00	177.018,17	285.733,67
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.971.296,15	0,00	1.971.296,15
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 (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	108.715,50	7.464.383,61	177.018,17	7.750.117,28

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,00	11,00	3,00	25,00
Nº de membros remunerados	9,00	6,00	3,00	18,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	5.993.061,78	0,00	5.993.061,78
Benefícios direto e indireto	0,00	612.152,73	0,00	612.152,73
Participações em comitês	126.720,00	0,00	164.859,88	291.579,88
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	5.997.805,11	0,00	5.997.805,11
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 (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	126.720,00	12.603.019,62	164.859,88	12.894.599,50

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,00	10,00	3,00	24,00
Nº de membros remunerados	9,00	6,00	3,00	18,00
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	177.757,44	369.197,44
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	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 (incluindo opções)	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

13.3 - 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 conteúdo³⁰:

- a. órgão;
- b. número total de membros;
- c. número de membros remunerados;
- d. 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.
- e. 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.

Diretoria Estatutária Coelce	2014	2015	2016
Número de membros	10	11	10
Bônus:	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	5.839.812,80	8.996.707,67	2.628.394,87
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	4.866.510,66	7.497.256,39	2.190.329,06
Valor efetivamente reconhecido no resultado	4.039.203,85	5.997.805,11	1.971.296,15
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	4.039.203,85	5.997.805,11	1.971.296,15

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

Remuneração Variável prevista para o exercício social corrente 2017

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros		10		
Bônus:				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		-		
Valor máximo previsto no plano de remuneração		7.372.850,87		
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		6.144.042,39		
Participação nos resultados				
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				

Remuneração Variável exercício social findo em 2016

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros		10		
Bônus:				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		-		
Valor máximo previsto no plano de remuneração		2.628.394,87		
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		2.190.329,06		
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social		1.971.296,15		
Participação nos resultados				
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 do exercício social				

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.

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (stock option) para seus executivos.

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

13.5. 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 conteúdo³¹:

- a. órgão;
- b. número total de membros;
- c. número de membros remunerados;
- d. 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;
- e. valor justo das opções na data de cada outorga;
- f. diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas.

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (stock option) para seus executivos.

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

13.6. 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. número de membros remunerados;
- d. 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.
- e. 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.

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (stock option) para seus executivos.

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

13.7. 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. número de membros remunerados;
- d. 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.
- e. 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.

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (stock option) para seus executivos.

13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções

13.8. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, 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.

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (stock option) para seus executivos.

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

13.9. 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.³³

Companhia	Conselho de Administração Em 30/06/2017	Conselho Fiscal Em 30/06/2017	Diretoria Estatutária Em 30/06/2017
De Emissão da Própria Companhia	16	3.001	1
Ações Ordinárias	4	0	0
Ações Preferenciais Classe A	12	3.001	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	0	0	0
Ampla Energia e Serviços S/A – Ações Ordinárias	0	0	0
EGP Cachoeira Dourada S/A – Ações Preferenciais e Ordinárias	0	0	0
Centrais Geradoras Termoeletrica Fortaleza S/A – Ações Ordinárias	0	0	0
Companhia de Interconexão Energética S/A – Ações Ordinárias	0	0	0

Companhia	Conselho de Administração Em 31/12/2016	Conselho Fiscal Em 31/12/2016	Diretoria Estatutária Em 31/12/2016
De Emissão da Própria Companhia	16	3.001	1
Ações Ordinárias	4	0	0
Ações Preferenciais Classe A	12	3.001	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	0	0	0
Ampla Energia e Serviços S/A – Ações Ordinárias	0	0	0
EGP Cachoeira Dourada S/A – Ações Preferenciais e Ordinárias	0	0	0
Centrais Geradoras Termoeletrica Fortaleza S/A – Ações Ordinárias	0	0	0
Companhia de Interconexão Energética S/A – Ações Ordinárias	0	0	0

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:

- órgão;
- número de membros;
- número de membros remunerados;
- nome do plano;
- quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar;
- condições para se aposentar antecipadamente;
- 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;
- valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores;
- 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 31/12/2016
a) Órgão	Diretoria Estatutária
b) Número de membros	2
c) Número de membros remunerados	2
d) Nome do plano	Plano de Benefícios Definidos – Plano BD e Plano de Contribuição Definida – Plano CD
e) Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	2
f) 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.
g) 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	2.919.028
h) Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	177.348,05
i) 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**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Nº de membros	10,00	11,00	10,00	11,00	11,00	11,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	4,00	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	2.851.415,70	4.376.506,18	3.701.893,57	12.079,50	14.080,00	21.271,11	59.006,06	54.953,29	59.252,48
Valor da menor remuneração(Reais)	1.090.645,56	717.941,06	553.291,23	12.079,50	14.080,00	21.271,11	59.006,06	54.953,29	59.252,48
Valor médio da remuneração(Reais)	1.608.754,28	1.379.925,91	1.508.211,60	12.079,50	14.080,00	21.271,11	59.006,06	54.953,29	59.252,48

Observação

Diretoria Estatutária

Conselho de Administração

Conselho Fiscal

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, além dos previstos em lei.

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	2014	2015	2016
Remuneração Total Conselho de Administração	191.440,00	126.720,00	108.715,50
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

Diretoria Estatutária	2014	2015	2016
Remuneração Total Diretoria Estatutária	9.992.949,82	12.603.019,62	7.450.703,65
Remuneração Diretores Coelce (apenas)	9.049.269,62	8.279.555,48	6.435.017,10
Remuneração dos Diretores que também são Diretores da Enel Brasil	943.680,20	4.323.464,14	1.015.686,55
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	9%	34%	14%

Conselho Fiscal	2014	2015	2016
Remuneração Total Conselho Fiscal	177.757,44	164.859,88	177.018,17
% 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 ocorreu nenhum pagamento dessa natureza nos 3 últimos exercícios sociais.

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

Conselho de Administração	2014	2015	2016
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Diretoria Estatutária	2014	2015	2016
Remuneração em:			
Controladores Diretos e Indicadores	177.053,41	997.349,35	1.128.832,86
Fixa	99.337,03	486.093,68	739.148,32
Variável	77.716,38	511.255,67	389.684,54
Sociedades sob Controle Comum	3.134.898,70	4.356.738,94	3.923.148,70
Fixa	1.758.856,34	2.123.411,67	2.568.838,02
Variável	1.376.042,36	2.233.327,27	1.354.310,68
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Conselho Fiscal	2014	2015	2016
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

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

Exercício social 2016 - remuneração recebida em função do exercício do cargo emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	1.128.832,86	-	1.128.832,86
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	3.923.148,70	-	3.923.148,70

Exercício social 2016 - demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2015 - remuneração recebida em função do exercício do cargo emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	997.349,35	-	997.349,35
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	4.356.738,94	-	4.356.738,94

Exercício social 2015 - demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2014 - remuneração recebida em função do exercício do cargo emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	177.053,41	-	177.053,41
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	3.134.898,70	-	3.134.898,70

Exercício social 2014 - demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
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**14.1. Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações³⁵:**

a. número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

LOCALIZAÇÃO	30/06/2017	2016	2015	2014
MOCAMBO	2	2	1	3
ACARAÚ	4	4	2	3
ACOPIARA	2	1	2	1
AQUIRÁZ	5	5	5	5
ARACATI	9	9	10	9
ARARIPE	1	1	1	1
BATURITÉ	11	11	10	13
BREJO SANTO	1	1	1	1
CAMOCIM	9	9	8	8
CAMPOS SALES	5	6	8	6
CANINDÉ	31	33	32	26
CASCAVEL	8	9	9	9
CAUCAIA	11	10	11	15
CEDRO	1	1	1	1
CRATEÚS	11	10	13	12
CRATO	1	1	1	1
FORTALEZA	627	633	670	722
ICÓ	6	6	7	6
IGUATU	37	34	37	38
ITAJAJÉ	18	20	21	19
ITAPIPOCA	29	28	30	27
JAGUARIBE	7	7	6	8
JUAZEIRO	44	45	43	34
L. MANGABEIRA	1	1	1	1
LIMOEIRO	35	35	32	31
MARACANAÚ	17	17	18	22
MARCO	3	4	4	4
MAURITI	3	2	2	2
MILAGRES	6	5	5	7
MOMBAÇA	-	-	1	2
MORADA NOVA	2	2	2	2
NITEROI- LEONI RAMOS	53	53	56	41
NOVA OLINDA	2	2	2	3
NOVA RUSSAS	6	5	9	10
ORÓS	2	2	2	2
PECEM	2	3	3	2
QUIXADÁ	8	8	5	6
QUIXERAMOBIM	3	3	3	2
HORIZONTE	9	8	10	10
RUSSAS	9	9	9	8
SANTA QUITERIA	2	2	1	3
SÃO BENEDITO	15	15	16	14
SENADOR POMPEU	5	6	5	7
SOBRAL	62	61	59	52
TAUÁ	4	5	6	8
VARJOTA	3	3	3	2
VARZEA ALEGRE	2	2	2	2
VIÇOSA	1	1	1	2
TOTAL	1.135	1.140	1.186	1.213

14.1 - Descrição dos recursos humanos

Atividade por Desempenho	30/06/2017	2016	2015	2014
Diretoria	7	8	7	7
Gerência	83	84	84	86
Administrativo	514	495	525	538
Produção	531	553	570	582
Total	1.135	1.140	1.186	1.213

b. número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

Número de Parceiros por atividade desempenhada

Atividade	30/06/2017	2016	2.015	2.014
Manutenção/Construção	4.470	4.559	3.178	3.361
Atendentes e teleatendentes	827	835	654	732
Luz para todos	-	-	-	-
Administrativos	171	160	503	145
Leituristas	492	575	484	468
Áreas de apoio	321	316	914	426
Total	6.281	6.445	5.733	5.132

Número de Parceiros por localização geográfica

Região	30/06/2017	2016	2.015	2.014
Fortaleza e Metropolitana	3329	3.564	3.186	3.004
Norte	1853	1.808	1.652	1.416
Sul	1099	1.073	895	719
Total geral	6.281	6.445	5.733	5.139

c. índice de rotatividade.

	30/06/2017	2016	2015	2014
Índice de Rotatividade (Turnover)	2,54%	2,40%	2,28%	3,61%

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2. Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

Não há alteração a ser comentada.

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 – Sindeleetro. A Emissora mantém um bom nível de relacionamento com o Sindeleetro. No acordo coletivo há a previsão de reuniões entre a Emissora e o Sindeleetro, 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.

Não ocorreram greves nos 3 últimos exercícios sociais e nem no primeiro semestre de 2017.

14.5 - Outras informações relevantes

14.5. Fornecer outras informações que a Companhia julgue relevantes.

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
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		
Não						
	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.						
07.523.555/0001-67	Brasileira	Não	Sim	29/01/2015		
Não						
	44.061.433	91,660000%	1.770.000	5,950000%	45.831.433	58,870000%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
Enel Américas S.A.						
05.717.031/0001-81	Chilena	Não	Sim	19/05/2014		
Não						
	3.002.812	6,250000%	8.818.430	29,600000%	11.821.242	15,180000%
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		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
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 %				
Onyx Latin America Equity Fund LP						
	Americana	Não	Não	29/05/2017		
Sim	Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S/A		Jurídica	15.843.925/0001-71		
	0	0,000000%	1.781.200	5,980000%	1.781.200	2,290000%
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		
Não						
	0	0,000000%	5.498.897	18,460000%	5.498.897	7,060000%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
OUTROS						
	1.003.692	2,090000%	8.945.968	30,030000%	9.949.660	12,780000%
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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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.				07.523.555/0001-67	
Ações em Tesouraria					
Não		Não		Sim	
4.618.298	1,817861	0	0,000000	4.618.298	1,817861
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Enel Américas S.A.					
05.717.031/0001-81		Não		Sim	
242.475.886		95,443692		23/02/2017	
242.475.886		95,443692		242.475.886	
242.475.886		95,443692		95,443692	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Enel Generación Perú S.A.A					
07.483.028/0001-76		Não		Sim	
6.957.053		2,738445		01/12/2016	
6.957.053		2,738445		6.957.053	
6.957.053		2,738445		2,738445	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
7		0,000002		0,000000	
7		0,000002		7	
7		0,000002		0,000002	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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.				07.523.555/0001-67	
TOTAL					
254.051.244	100,000000	0	0,000000	254.051.244	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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	5.498.897	100,000000	5.498.897	100,000000
TOTAL					
0	0,000000	5.498.897	100,000000	5.498.897	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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 Américas S.A.				05.717.031/0001-81	
OUTROS					
57.452.641.516	100,000000	0	0,000000	57.452.641.516	100,000000
TOTAL					
57.452.641.516	100,000000	0	0,000000	57.452.641.516	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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
Fundação Petrobras de Seguridade Social				34.053.942/0001-50	
OUTROS					
0	0,000000	2.972.867	100,000000	2.972.867	100,000000
TOTAL					
0	0,000000	2.972.867	100,000000	2.972.867	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		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
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	
Onyx Latin America Equity Fund LP						
OUTROS						
0	0,000000	1.781.200	100,000000	1.781.200	100,000000	
TOTAL						
0	0,000000	1.781.200	100,000000	1.781.200	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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 Américas S.A.				05.717.031/0001-81	
BANCO DE CHILE					
Chilena					
Não		Não	Não	29/05/2017	
4.184.686.505	7,280000	0	0,000000	4.184.686.505	7,280000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
CITIBANK N.A.					
Chilena					
Não		Não	Não	29/05/2017	
5.745.334.178	10,000000	0	0,000000	5.745.334.178	10,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Enel Iberoamerica SRL					
Chilena					
Não		Não	Sim	01/12/2016	
29.762.213.531	51,800000	0	0,000000	29.762.213.531	51,800000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
17.760.407.302	30,920000	0	0,000000	17.760.407.302	30,920000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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 Américas S.A.				05.717.031/0001-81	
TOTAL					
57.452.641.516	100,000000	0	0,000000	57.452.641.516	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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 Generación Perú S.A.A				07.483.028/0001-76	
Enel Américas S.A					
05.717.031/0001-81		Não	Sim	01/12/2016	
Não					
850.507.128	29,400000	0	0,000000	850.507.128	29,400000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Generandes Perú S.A.					
		Não	Sim	01/12/2016	
Não					
1.568.068.909	54,200000	0	0,000000	1.568.068.909	54,200000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
313.055.788	10,820000	0	0,000000	313.055.788	10,820000
Prima A.F.P. S.A					
	Chilena	Não	Não	29/05/2017	
Não					
161.504.940	5,580000	0	0,000000	161.504.940	5,580000
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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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 Generación Perú S.A.A				07.483.028/0001-76	
TOTAL					
2.893.136.765	100,000000	0	0,000000	2.893.136.765	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		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
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		Não	Sim	01/12/2016		
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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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.					
Enel Américas S.A					
05.717.031/0001-81		Não	Sim	01/12/2016	
Não					
850.507.128	100,000000	0	0,000000	850.507.128	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
850.507.128	100,000000	0	0,000000	850.507.128	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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
BANCO DE CHILE					
OUTROS					
4.184.686.505	100,000000	0	0,000000	4.184.686.505	100,000000
TOTAL					
4.184.686.505	100,000000	0	0,000000	4.184.686.505	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		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
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	
CITIBANK N.A.						
OUTROS						
5.745.334.178	100,000000	0	0,000000	5.745.334.178	100,000000	
TOTAL						
5.745.334.178	100,000000	0	0,000000	5.745.334.178	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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 Américas S.A				05.717.031/0001-81	
OUTROS					
57.452.641.516	100,000000	0	0,000000	57.452.641.516	100,000000
TOTAL					
57.452.641.516	100,000000	0	0,000000	57.452.641.516	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		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
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	
Prima A.F.P. S.A						
OUTROS						
161.504.940	100,000000	0	0,000000	161.504.940	100,000000	
TOTAL						
161.504.940	100,000000	0	0,000000	161.504.940	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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					
Ministerio de Economia e de Finanças da Itália					
	Italiana	Não	Sim	29/05/2017	
Não					
2.397.856.331	23,590000	0	0,000000	2.397.856.331	23,590000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
7.768.823.615	76,410000	0	0,000000	7.768.823.615	76,410000
TOTAL					
10.166.679.946	100,000000	0	0,000000	10.166.679.946	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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 Américas S.A				05.717.031/0001-81	
OUTROS					
57.452.641.516	100,000000	0	0,000000	57.452.641.516	100,000000
TOTAL					
57.452.641.516	100,000000	0	0,000000	57.452.641.516	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		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
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 Economia e de Finanças da Itália						
OUTROS						
2.397.856.331	100,000000	0	0,000000	2.397.856.331	100,000000	
TOTAL						
2.397.856.331	100,000000	0	0,000000	2.397.856.331	100,000000	

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	25/04/2017
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	1.495
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	96
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	137

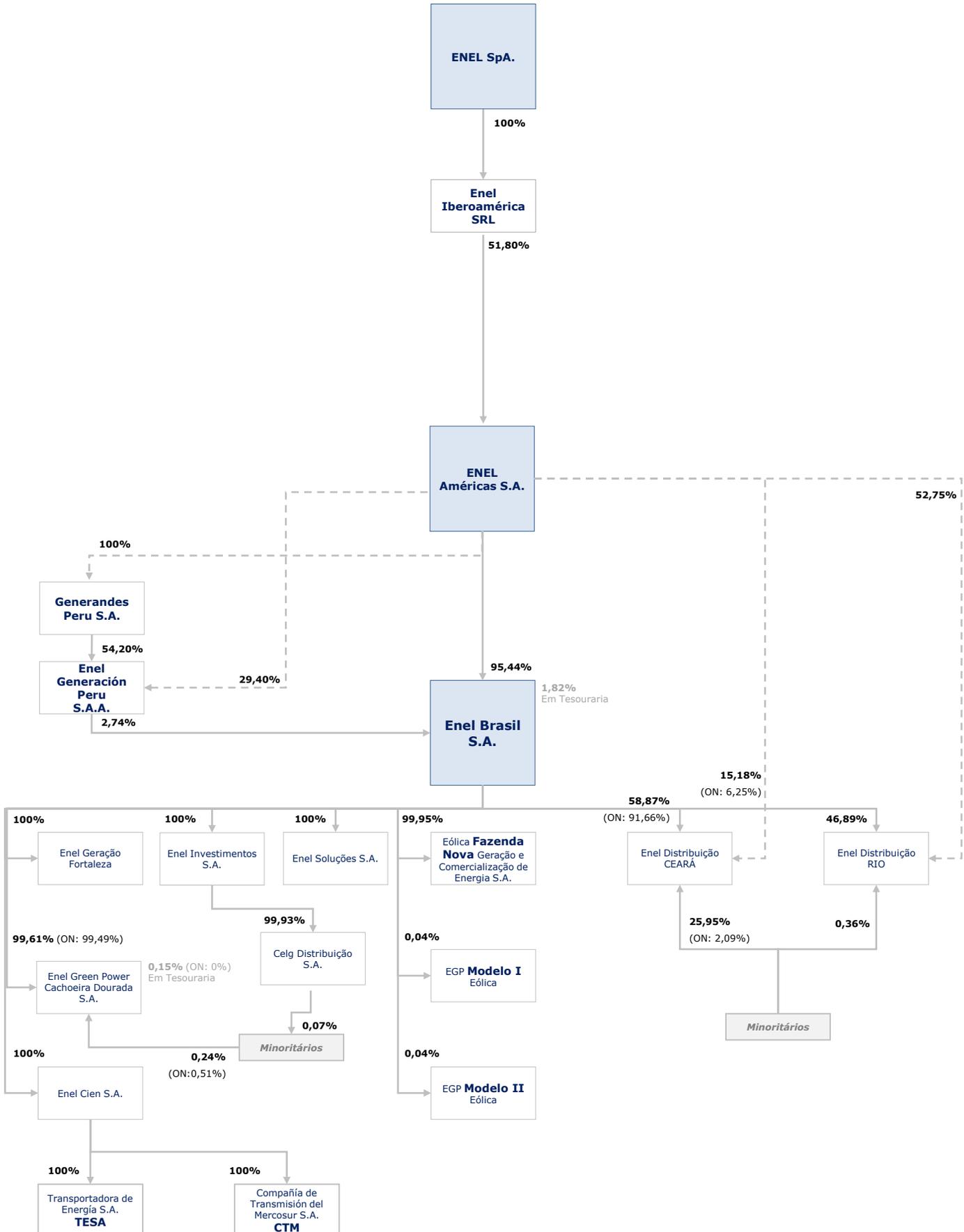
Ações em Circulação

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)	1.003.692	2,088069%
Quantidade preferenciais (Unidades)	19.198.932	64,453281%
Preferencial Classe A	17.664.694	62,523915%
Preferencial Classe B	1.534.238	99,972372%
Total	20.202.624	25,948939%

Enel Brasil

Atualizada em 21-09-17



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:

Não houve nenhum fato relevante até o fim do primeiro semestre de 2017.

Em 01 de dezembro de 2016, Enersis Américas S.A alterou sua denominação social para Enel Américas S.A.

A Companhia reitera ao mercado brasileiro que a operação de incorporação das Sociedades no Chile não acarreta mudança no controle da Companhia.

Em 16 de novembro de 2016, a Companhia, em complemento aos Comunicados ao Mercado divulgados em 29 de abril de 2015, 28 de julho de 2015, 06 de novembro de 2015, 18 e 22 de dezembro de 2015, 02 de fevereiro de 2016, 08 de agosto de 2016, 29 de setembro de 2016 e 30 de outubro de 2016, comunica que suas acionistas controladoras indiretas Enersis Américas S.A., Chilectra Américas S.A. e Endesa Américas S.A., sociedades anônimas chilenas de capital aberto, com sede na Cidade de Santiago, República do Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, inscritas na Superintendência de Valores y Seguros do Chile sob os n.ºs 175, 1137 e 1138, respectivamente, em conjunto denominadas “Sociedades” divulgaram em 15 de novembro, Fatos Relevantes ao mercado em que atuam, informando que, realizaram, em conjunto, a subscrição de uma mesma e única escritura pública declaratória do cumprimento das condições necessárias para a incorporação pela Enersis Américas S.A. de suas subsidiárias Chilectra Américas S.A. e Endesa Américas S.A. (“Escritura”). Conforme deliberado pelas Assembleias Gerais Extraordinárias das Sociedades, realizadas 28 de setembro de 2016, a incorporação da Endesa Américas e da Chilectra Américas pela Enersis Américas terá efeito a partir do primeiro dia do mês subsequente ao da outorga da referida Escritura, ou seja, 01 de dezembro de 2016, quando a totalidade do patrimônio de Endesa Américas e Chilectra Américas será incorporado ao da Enersis Américas, sucedendo esta em todos os direitos e obrigações daquelas, que se dissolverão de pleno direito, sem necessidade de liquidação.

Em 01 de fevereiro de 2016, a Companhia comunicou ao mercado que suas acionistas controladoras indiretas Enersis S.A., Chilectra S.A, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”), sociedades anônimas chilenas de capital aberto, com sede na Cidade de Santiago, República do Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, inscritas na Superintendência de Valores y Seguros do Chile sob os n.ºs 175, 931 e 114, respectivamente, e no CNPJ/MF sob os n.ºs 05.453.583/0001-20, 05.723.875/0001-35 e 05.722.852/0001-06, divulgaram em 29 de janeiro, Fatos Relevantes ao mercado em que atuam, informando a conclusão de seus processos de Reorganização Societária, que acarretará os seguintes efeitos, a partir de 1º de fevereiro de 2016: (i) alteração da denominação social da Enersis S.A. para Enersis Américas S.A. (ii) transferência da participação societária que Chilectra S.A. possui diretamente na Companhia e na Enel Brasil S.A. (controladora direta da Companhia) e transferência da participação societária que Endesa Chile possui diretamente na Enel Brasil para as novas sociedades criadas a partir da cisão de Chilectra S.A. e Endesa Chile, denominadas Chilectra Américas S.A. e Endesa Américas S.A., respectivamente. Estas novas sociedades serão controladas diretamente por Enersis Américas S.A. A Companhia reitera ao mercado brasileiro que a Reorganização Societária de suas controladoras indiretas no Chile não acarreta mudança no controle da Companhia.

Em 22 de dezembro de 2014, foi alterada a denominação social da Enel Energy Europe, S.L. para Enel Iberoamérica, S.R.L.

Em 23 de outubro de 2014, foi realizada operação no exterior, através da qual Enel Energy Europe, S.R.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.

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 n.º 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

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

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. Conseqüentemente, o grupo econômico da Ofertante passou a deter, direta e indiretamente, aproximadamente, 74,05% do capital social total da Companhia

15.7 - Principais operações societárias

15.7. Descrever os principais eventos societários, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, ocorridas no grupo10, indicando, quando envolver o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas¹:

a. evento

b. principais condições do negócio

c. sociedades envolvidas

d. efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor

e. quadro societário antes e depois da operação

01/12/2016

a. Evento

Eneris Américas S.A alterou sua denominação social para Enel Américas S.A. e incorporou suas subsidiárias Chilectra Américas S.A. e Endesa Américas S.A.

b. **Principais condições do negócio** - a totalidade do patrimônio de Endesa Américas e da Chilectra Américas foram incorporado ao da Eneris Américas, sucedendo esta em todos os direitos e obrigações daquelas, que se dissolveram de pleno direito, sem necessidade de liquidação.

c. **Sociedades Envolvidas** – Eneris Américas S.A., Chilectra Américas S.A. e Endesa Américas S.A

d. **Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor** -

Após o dia 01 de dezembro de 2016, Eneris Américas S.A, passou a ser denominada Enel Américas S.A e a incorporação de suas subsidiárias Chilectra Américas S.A. e Endesa Américas S.A. não afetou a sua participação acionária na Coelce.

e. Quadro societário antes e depois da operação

Quadro societário antes da operação

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%
Eneris Américas	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%
Outros	1.003.692	2,09%	10.724.071	37,96%	3.097	10.727.168	36,01%	11.730.860	15,07%
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,%	-

Quadro societário após a operação

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%
Enel Américas	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%
Outros	1.003.692	2,09%	10.724.071	37,96%	3.097	10.727.168	36,01%	11.730.860	15,07%
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,%	-

22/12/2014

Evento Societário: Alteração de denominação social

15.7 - Principais operações societárias

Em 22 de dezembro de 2014, foi alterada a denominação social da Enel Energy Europe, S.L. para Enel Iberoamérica, S.R.L.

23/10/2014

Evento Societário: Operação Acionária

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.

14/01/2014

Evento Societário: 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.

15.8 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

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. A Companhia não possui regras, políticas ou práticas quanto à realização de transações com partes relacionadas.

A Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (“Lei das S.A.”) veda os administradores da Companhia (“Administradores”): (i) a prática de atos de liberalidade à custa da Companhia; (ii) tomar por empréstimos recursos ou bens da Companhia; (iii) receber, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida através de assembleia geral; e (iii) intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais conselheiros.

Ademais, de acordo com a regulamentação vigente da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), a Companhia deve solicitar à ANEEL a aprovação de contratos cujas partes contratantes e contratadas sejam delegatárias do serviço público de energia elétrica controladas, direta ou indiretamente, por controlador comum. Não obstante, encontram-se dispensados da referida exigência normativa aqueles contratos que não superam os seguintes valores anuais a depender da Receita Operacional Líquida da delegatária:

ROL do ano anterior a contratação	Limite anual de desembolso
Superior a 3,5 bilhões de reais	R\$ 650.000,00
Igual ou menor a 3,5 bilhões de reais e superior ou igual a 1 bilhão de reais	R\$ 350.000,00
Inferior a 1 bilhão de reais	R\$ 150.000,00

As operações mencionadas no item 16.2 são realizadas por valor de mercado e em condições não mais favoráveis a que seriam oferecidas a terceiros, conforme estabelece o inciso VI, do art. 2 da Resolução Normativa da Aneel N° 699, de 26 de janeiro de 2016.

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.

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\$ 109.576 mil em 30 de junho de 2017.	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.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

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
Enel Soluções	01/01/2013	0,00	R\$ 6.045 mil referente a 30 de junho de 2017.	Não é possível aferir.	Anual.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	A Companhia mantém contrato com a Enel Soluções 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							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Itália	01/01/2013	0,00	R\$ 4.170 mil em 30 de junho de 2017.	Não é possível aferir.	Anual	NÃO	0,000000
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 Itália referente a serviços de manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM.						
Garantia e seguros	-						
Rescisão ou extinção	-						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Cien S/A	04/04/2011	0,00	R\$ 214 mil em 30 de junho de 2017.	Não é possível aferir	-	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 Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Encargo de uso. Despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela ANEEL mediante despacho.						
Garantia e seguros	não aplicável						
Rescisão ou extinção	não aplicável						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Cachoeira Dourada S/A	02/04/2005	31.240.000,00	R\$ - em 30 de junho de 2017	Não é possível aferir.	Duração do contrato de compra de Energia.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Operações de compra de energia por parte da companhia oriundos de leilão CCEAR 15º LEE 2015 ou MCSD 15º LEE 2015.						
Garantia e seguros	Fiança Bancária						
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 15º LEE 2015 ou MCSD 15º LEE 2015.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Iberoamerica	01/01/2013	0,00	R\$ - em 30 de junho de 2017	Não é possível aferir.	Anual.	NÃO	0,000000
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 Iberoamerica referente a serviços de manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM.						

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
Garantia e seguros	-						
Rescisão ou extinção	-						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Distribuzione SPA	01/01/2013	0,00	R\$ 2.616 mil em 30 de junho de 2017.	Não é possível aferir.	Anual	NÃO	0,000000
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 Distribuzione SPA referente a serviços de manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM.						
Garantia e seguros	-						
Rescisão ou extinção	-						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Faelce	30/06/1999	46.600.000,00	R\$ 95.992 mil em 30 de junho de 2017.	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.						

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	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							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

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

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

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.

Ademais, a agência reguladora do setor de energia elétrica, Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), no cumprimento de sua competência institucional, promove mecanismos que asseguram que as operações entre partes relacionadas que envolvam concessionárias, permissionárias ou autorizadas de energia elétrica, sejam realizadas sem inibir a concorrência e em condições estritamente comutativas.

Recentemente a ANEEL reformulou a regulamentação acerca da celebração de contratos entre partes relacionadas, definindo as diretrizes para o controle prévio e *a posteriori* sobre atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 699, de 26 de janeiro de 2016 (“REN ANEEL nº 699/2016”). A REN ANEEL nº 699/2016 estabelece regras gerais para a contratação entre partes relacionadas, quais sejam: (i) os contratos devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente; (ii) a eventual impossibilidade de realização de processo licitatório deverá ser devidamente fundamentada no pedido de anuência prévia; (iii) o negócio jurídico pretendido deverá ser necessário à consecução do objeto da concessão ou permissão do delegatário de serviços público de energia elétrica, devendo essa necessidade ser comprovada; e (iv) o delegatário de serviço público que constatar a inadimplência de sua parte relacionada deverá, em até 90 dias, tomar todas as medidas ao seu alcance para reaver seu crédito e informar tal situação à ANEEL por meio de relatório fundamentado em até 30 dias após esse prazo, sob pena de incorrer em infração de má-gestão de seus recursos econômico-financeiros.

Com relação à anuência prévia da ANEEL para a celebração de contratos entre partes relacionadas, a REN ANEEL nº 699/2016 dispensa referida análise nos seguintes casos: (i) contratos que não envolvam concessionárias, permissionárias ou autorizadas de geração com tarifa regulada, transmissão ou distribuição; (ii) contratos cujo modelo e preço decorram de metodologia ou procedimento concorrencial estabelecidos pela ANEEL ou pelo Poder Concedente (tais como CCEAR, CUST/CUSD, CCT/CCD); (iii) contratos de compra e venda de energia celebrados no Ambiente Livre por delegatária de serviço público de geração de energia; (iv) contratos relativos à execução de programas de Eficiência Energética e de P&D regulamentos pela ANEEL; e (v) contratos, inclusive de empreitada, decorrentes de licitação de empreendimentos de geração, cujo preço ou tarifa faça parte do critério de seleção do certame, dentre outros.

16.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

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				
25/04/2017	615.946.885,77		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	AÇÕES PREFERENCIAIS CLASSE B	Nos termos do artigo 5º, parágrafo segundo, do estatuto social da Companhia, as ações preferenciais Classe B poderão ser convertidas em ações preferenciais Classe A, a requerimento do interessado.		
Preferencial Classe B	1.534.662				
Tipo de capital	Capital Subscrito				
25/04/2017	615.946.885,77		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				
Tipo de capital	Capital Integralizado				
25/04/2017	615.946.885,77		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

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
27/04/2016	Assembleia Geral Extraordinária	28/04/2016	112.000.000,00	Subscrição particular	48.067.977	29.787.322	77.855.299	25,28519865	0,00	R\$ por Unidade

Capital social por classe ações

Classe ação preferencial	Quantidade ação por classe (Unidades)
PNA	28.252.700
PNB	1.534.622

Critério para determinação do preço de emissão Não foi realizado emissão de ações.

Forma de integralização Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro, no valor de R\$ 112.000.000,00 (cento e doze milhões de reais), tendo em vista que o saldo das reservas de lucros, após a proposta de destinação do lucro deliberada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 01 de fevereiro de 2016, ultrapassará o limite que trata do artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas de 1976 - Lei 6404/76

27/04/2017	Assembleia Geral Extraordinária	28/04/2017	61.000.000,00	Subscrição particular	48.067.937	29.787.362	77.855.299	10,99204294	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	---------------	-----------------------	------------	------------	------------	-------------	------	-----------------

Capital social por classe ações

Classe ação preferencial	Quantidade ação por classe (Unidades)
PNA	28.252.700
PNB	1.534.662

Critério para determinação do preço de emissão Não foi realizado nova emissão de ações.

Forma de integralização Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro, no valor de R\$ 61.000.000,00 (sessenta e um milhões de reais), tendo em vista que o saldo das reservas de lucros, após a proposta de destinação do lucro deliberada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 20 de fevereiro de 2017, ultrapassará o limite que trata do artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas de 1976 - Lei 6404/76.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve nenhum desdobramento, grupamento ou bonificação de ações de emissão da Companhia nos últimos três exercícios sociais e nem no primeiro semestre de 2017.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não ocorreu na Companhia redução de capital nos últimos três exercícios sociais e nem no primeiro semestre de 2017.

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	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Conforme art. 45 da Lei das Sociedades Anônimas, o valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral. As ações preferenciais de emissão da Companhia possuem prioridade com relação às ações ordinárias no caso de reembolso do capital sem prêmio.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.12
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.12
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.12

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	Sim

18.1 - Direitos das ações

Descrição das características do reembolso de capital	Conforme art. 45 da Lei das Sociedades Anônimas, o valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral. As ações preferenciais de emissão da Companhia possuem prioridade com relação às ações ordinárias no caso de reembolso do capital sem prêmio.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.12
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.12
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.12
<hr/>	
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	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Conforme art. 45 da Lei das Sociedades Anônimas, o valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral. As ações preferenciais de emissão da Companhia possuem prioridade com relação às ações ordinárias no caso de reembolso do capital sem prêmio.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.12
Resgatável	Não

18.1 - Direitos das ações

Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Vide descrição completa em 18.12

Outras características relevantes

Vide descrição completa em 18.12

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 31/12/2016**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2016	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	82.364	33,61	29,00	R\$ por Unidade	0,00
30/06/2016	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	122.954	40,00	34,00	R\$ por Unidade	0,00
30/09/2016	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	52.311	40,00	37,16	R\$ por Unidade	0,00
31/12/2016	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	27.710	47,00	42,10	R\$ por Unidade	0,00
31/03/2016	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	46.424.863	39,50	30,09	R\$ por Unidade	0,00
30/06/2016	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	36.878.643	43,25	35,70	R\$ por Unidade	0,00
30/09/2016	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	64.880.338	53,00	41,85	R\$ por Unidade	0,00
31/12/2016	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	53.659.692	49,99	42,11	R\$ por Unidade	0,00

Exercício social 31/12/2015

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	28.257	47,75	35,40	R\$ por Unidade	0,00
30/06/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	116.983	43,62	40,00	R\$ por Unidade	0,00
30/09/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	62.485	40,00	30,11	R\$ por Unidade	0,00
31/12/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	166.479	37,60	32,00	R\$ por Unidade	0,00
31/03/2015	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	64.649.928	42,44	34,70	R\$ por Unidade	0,00
30/06/2015	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	62.487.861	43,98	40,03	R\$ por Unidade	0,00
30/09/2015	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	48.803.265	42,24	33,45	R\$ por Unidade	0,00
31/12/2015	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	35.955.987	39,80	33,20	R\$ por Unidade	0,00

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	Valor média cotação (Reais)
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	0,00
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	0,00
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	0,00
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	0,00
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	0,00
30/06/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.290.209	52,24	39,10	R\$ por Unidade	0,00
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	0,00
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	0,00

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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 nominal global (Reais)	400.000.000,00
Saldo devedor em aberto	284.121.000,00
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 18.12 para maiores detalhes.

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida

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 mais uma atualização monetária equivalente ao IPCA.

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.

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.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

18.6. Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.

As ações ordinárias e preferenciais 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 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

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

A Companhia não possui atualmente títulos negociados no mercado de capitais internacional.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui títulos emitidos no exterior.

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

18.9 - 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, uma vez que não houve distribuição de valores mobiliários pelo emissor ou terceiros em nome da Companhia nos últimos três exercícios sociais e no primeiro semestre de 2017.

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

18.10. Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, indicar⁴⁶:

- a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados;
- b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição;
- c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios.

Não aplicável, uma vez que não houve distribuição de valores mobiliários pelo emissor ou terceiros em nome da Companhia nos últimos três exercícios sociais e no primeiro semestre de 2017.

18.11 - 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

18.12 - 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.

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;

18.12 - Outras informações relevantes

(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.

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.

18.12 - Outras informações relevantes

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:

$$Pu \text{ resgate} = VNA + (d/D * 0,0075 * VNA)$$

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;

$$Pu \text{ resgate} = VNA + (d/D * 0,015 * VNA)$$

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 (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:

18.12 - Outras informações relevantes

$$PU_{resgate} = \sum_{k=1}^n \left(\frac{VNE_k}{FVP_k} \times C_{resgate} \right)$$

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

CResgate = 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 exercícios sociais e nem no primeiro semestre de 2017.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não deteve valores mobiliários mantidos em tesouraria nos últimos 3 exercícios sociais e nem no primeiro semestre de 2017.

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

Todas as informações relevantes já foram divulgadas nos itens anteriores.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação

03/12/2012

Cargo e/ou função

Corresponde às pessoas que mantenham os vínculos indicados a seguir com Diretores, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal e membros dos órgãos com funções técnicas ou consultivas da Enel Brasil ou de suas Controladas: (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 do Administrador, Conselheiro Fiscal ou membro dos órgãos com funções técnicas ou consultivas, ou de seu cônjuge ou companheiro; e (iv) as sociedades controladas direta ou indiretamente, seja pelos Administradores, Conselheiros Fiscais ou membros dos órgãos com funções técnicas ou consultivas, seja pelas Pessoas Ligadas.

Principais características e locais de consulta

A presente norma tem por objetivo enunciar as diretrizes e condições que regerão de modo ordenado e dentro dos limites das disposições regulamentares em vigor aplicáveis às operações de compra / venda, permuta, aquisição e alienação ou qualquer outra modalidade de negociação de valores mobiliários ou títulos representativos ou conversíveis em ações de emissão da Enel Brasil S.A. ("Enel Brasil") e/ou de suas sociedades Controladas, por parte de seus integrantes que tenham acesso a informação privilegiada, nos termos da Instrução CVM 358/02 (Informação Privilegiada). A norma pode ser consultada através do website da Companhia: <https://www.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-ceara/informacoes-gerais.html>

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização Os procedimentos de Não Negociação de Valores Mobiliários de emissão da Enel Brasil e de suas controladas previstos nesta Seção são baseados no artigo 13 da Instrução CVM nº 358/02.

É vedada a negociação de valores mobiliários da empresa:

- I. Antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da companhia. Esta vedação aplica-se também a quem quer que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo-se que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, em especial àqueles que tenham relação profissional, pessoal ou de confiança com a companhia, tais como Analistas, Auditores, Consultores e etc;
- II. Por força de comunicação via e-mail do Diretor de Relações com Investidores da Enel Brasil ou de suas Controladas, determinando período de não-negociação (Blackout Period). O Diretor de Relações com Investidores da Enel Brasil ou de suas Controladas não está obrigado a justificar a decisão de determinar o Blackout Period;
- III. No período de 15 dias anteriores a divulgação de Informações Trimestrais – ITR's e Demonstrações Financeiras Anuais da Companhia - DFP's;
- IV. Aos administradores que se afastem da administração de quaisquer das companhias antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão e se estenderá pelo prazo de 6 meses após seu afastamento;
- V. Se existir intenção de promover Incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária;
- VI. Em relação aos diretores e membros do conselho de administração e membros do Conselho Fiscal, da Enel Brasil e suas Controladas, sempre que estiver em curso a aquisição ou alienação de ações de emissão da companhia por ela própria, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim.

As vedações referenciadas nos itens I, IV e V, deixarão de vigorar tão logo a Companhia divulgue o fato relevante ao mercado, salvo se a negociação interferir nas condições do referido negócio, em prejuízo dos acionistas da companhia ou dela própria.

20.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

21.1. Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

A Companhia possui uma norma interna (Norma de Divulgação de Ato e Fato Relevante 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.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-ceara.html. Através deste canal, são informadas desde informações gerais, avisos e comunicados, mercado de capitais, como também os Relatórios e Informações Financeiras do desempenho econômico-financeiro da Companhia bem como documentos legais exigidos pela CVM. O site é constantemente atualizado. Existe também o website de Relações com Investidores da Companhia no endereço <http://ri.coelce.com.br/>.

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.

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. A Companhia dispõe do e-mail brasil.investorrelations@enel.com que é direcionado para a equipe de relações com investidores indicados na página da Companhia.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

21.2. Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para disseminar informações sobre atos e fatos relevantes e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas e os locais onde a política pode ser consultada.

A Companhia mantém a Norma 001 de divulgação de ato ou fato relevante, aprovada em 19 de julho de 2002 pela Diretoria Executiva, disponível para consulta no site da Companhia na internet: <https://www.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-ceara/informacoes-gerais.html>

Normas Gerais

A política de divulgação de ato ou fato relevante se aplica a (i) Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal e, ainda, integrantes dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia; (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 Companhia, em razão de cargo, função ou posição na Companhia.

Nos termos do artigo 155, § 1º, da Lei nº 6.404/76 e do artigo 2º da Instrução CVM nº 358/02, Ato ou Fato Relevante é: qualquer decisão de Acionista (s) Controlador(es), deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da Companhia 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 cotação dos Valores Mobiliários; II - na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles Valores Mobiliários; ou III - na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular dos Valores Mobiliários.

É proibido 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 Companhia.

Comunicação e Divulgação de Ato ou Fato Relevante

A informação sobre Ato ou Fato Relevante deverá ser simultaneamente comunicada à CVM e às Bolsas de Valores, além de ser divulgada por meio de publicação nos jornais de grande circulação, usualmente utilizados pela Companhia, de forma resumida mas com a indicação do endereço na Internet onde a informação completa estará disponível a todos os investidores.

Sigilo do Ato ou Fato Relevante

Objetivando preservar interesse legítimo da Companhia nos termos do art. 6º da Instrução CVM nº 358/02, o Ato ou Fato Relevante, excepcionalmente, poderá deixar de ser comunicado e divulgado.

Na hipótese da informação escapar ao controle ou havendo oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários da Companhia, 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.

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 Companhia.

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas

Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia ou, ainda, quem quer que tenham firmado o Termo de Adesão, titulares de valores mobiliários de emissão da Companhia, 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.

Responsabilidades

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

Compete ao Diretor de Relações com Investidores: (i) administrar todas as informações relativas a Ato ou Fato Relevante da Companhia ; (ii) responder pela divulgação e comunicação de Ato ou Fato Relevante; (iii) observar os prazos de informação e divulgação estabelecidos na Instrução CVM nº 358/02; e (iv) responder pela execução e acompanhamento da presente Norma.

Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia, 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, sempre com lealdade, objetivando assegurar aos investidores informações necessárias às suas decisões de investimento; (V) garantir a divulgação de informações acerca da situação patrimonial e financeira da Companhia 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 omissos.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

21.3. Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

O administrador responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações é o Diretor de Financeiro e de Relações com Investidores, Sr. Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira.

21.4 - Outras informações relevantes

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