

Índice

1. Responsáveis Pelo Formulário

1.0 - 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	30
4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores	41
4.5 - Processos Sigilosos Relevantes	42
4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto	43
4.7 - Outras Contingências Relevantes	45

Índice

4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados	46
5. Gerenciamento de Riscos E Controles Internos	
5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos	47
5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado	50
5.3 - Descrição Dos Controles Internos	58
5.4 - Programa de Integridade	68
5.5 - Alterações significativas	73
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	74
6. Histórico do Emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm	75
6.3 - Breve Histórico	76
6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial	77
6.6 - Outras Informações Relevantes	78
7. Atividades do Emissor	
7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas	79
7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista	81
7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais	82
7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais	83
7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total	88
7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades	89
7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior	106
7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades	107
7.8 - Políticas Socioambientais	108
7.9 - Outras Informações Relevantes	111
8. Negócios Extraordinários	
8.1 - Negócios Extraordinários	112
8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor	113

Índice

8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais	114
8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.	115
9. Ativos Relevantes	
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros	116
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados	118
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis	119
9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades	120
9.2 - Outras Informações Relevantes	121
10. Comentários Dos Diretores	
10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais	122
10.2 - Resultado Operacional E Financeiro	153
10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras	156
10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor	157
10.5 - Políticas Contábeis Críticas	159
10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	161
10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	162
10.8 - Plano de Negócios	163
10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante	165
11. Projeções	
11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas	166
11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas	167
12. Assembléia E Administração	
12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa	168
12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais	174
12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração	179
12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem	180

Índice

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal	181
12.7/8 - Composição Dos Comitês	190
12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores	191
12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros	192
12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores	202
12.12 - Outras informações relevantes	203

13. Remuneração Dos Administradores

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária	206
13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	209
13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	213
13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária	214
13.5 - Remuneração Baseada em Ações	215
13.6 - Opções em Aberto	216
13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues	217
13.8 - Precificação Das Ações/opções	218
13.9 - Participações Detidas Por Órgão	219
13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários	220
13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal	222
13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria	223
13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores	224
13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam	225
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	226
13.16 - Outras Informações Relevantes	228

14. Recursos Humanos

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos	229
---------------------------------------	-----

Índice

14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos	231
14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados	232
14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos	233
14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos	234
15. Controle E Grupo Econômico	
15.1 / 15.2 - Posição Acionária	235
15.3 - Distribuição de Capital	249
15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico	250
15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte	251
15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor	252
15.7 - Principais Operações Societárias	254
15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico	260
16. Transações Partes Relacionadas	
16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas	261
16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas	262
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	268
16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas	269
17. Capital Social	
17.1 - Informações Sobre O Capital Social	270
17.2 - Aumentos do Capital Social	272
17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações	273
17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social	274
17.5 - Outras Informações Relevantes	275
18. Valores Mobiliários	
18.1 - Direitos Das Ações	277

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	280
18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto	281
18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados	282
18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil	284
18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação	290
18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros	291
18.8 - Títulos Emitidos no Exterior	292
18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição	293
18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas	294
18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição	298
18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários	299

19. Planos de Recompra/tesouraria

19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor	319
19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria	320
19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria	321

20. Política de Negociação

20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários	322
20.2 - Outras Informações Relevantes	323

21. Política de Divulgação

21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações	324
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	325
21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações	327
21.4 - Outras Informações Relevantes	328

1.0 - 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



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, 30 de maio de 2018.

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.

Fortaleza, 30 de maio de 2018.

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 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 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
Márcio Fampa Ostwald	13/04/2011 a 31/12/2014	029.083.357-43	Praia de Botafogo, 370,, 5º ao 8º andar, Botafogo, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 22250-040, Telefone (21) 32637114, Fax (21) 21091600, e-mail: marcio.f.ostwald@br.ey.com
Paulo José Machado	01/01/2015 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: paulo.j.machado@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, auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL e procedimentos previamente acordados relativos ao relatório de controle patrimonial (RCP) até 31 de dezembro de 2018.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Em 2017, a remuneração total dos auditores independentes foi de R\$ 636.217,00 sendo R\$ 100.667,00 relativos aos serviços de auditorias trimestrais e anual das demonstrações contábeis societárias e regulatórias, R\$ 15.550,00 relativos a procedimentos previamente acordados relativos ao relatório de controle patrimonial (RCP) e R\$ 520.000,00 relativo ao processo de emissão de debentures. 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@bdobrazil.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)	Exercício social (31/12/2017)	Exercício social (31/12/2016)	Exercício social (31/12/2015)
Patrimônio Líquido	2.582.914.000,00	2.313.456.000,00	2.005.047.000,00
Ativo Total	5.700.068.000,00	4.923.865.000,00	4.609.720.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	4.594.419.000,00	4.097.446.000,00	4.130.164.000,00
Resultado Bruto	618.449.000,00	559.139.000,00	504.526.000,00
Resultado Líquido	435.779.000,00	393.057.000,00	363.070.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	77.855.299	77.855.299	77.855.299
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	33,175828	29,714817	25,753507
Resultado Básico por Ação	5,597294	5,048558	4,663395
Resultado Diluído por Ação	5,60	5,05	4,66

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)

	2017	2016	2015
EBITDA (LAJIDA)	792.824	715.889	648.789
EBIT (LAJIR)	618.449	559.139	504.527

Os saldos apresentados relativos a 31 de dezembro de 2015 estão de acordo com as Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) divulgadas pela Companhia referente ao exercício social findo naquele período (31 de dezembro de 2015).

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)

	2017	2016	2015
Lucro Líquido do Período	435.779	393.057	363.070
(+) Tributo sobre o Lucro	106.702	93.081	77.281
(+) Resultado Financeiro	75.968	73.001	64.175
(=) EBIT	618.449	559.139	504.527
(+) Depreciações e Amortizações	174.375	156.750	144.262
(=) EBITDA	792.824	715.889	648.789

Os saldos apresentados relativos a 31 de dezembro de 2015 estão de acordo com as Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) divulgadas pela Companhia referente ao exercício social findo naquele período (31 de dezembro de 2015).

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 2017, 2016 e 2015:

	2017	2016	2015
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 26 de abril de 2018, foi aprovada retenção de R\$95.877.913,68 à reserva de Incentivo Fiscal e R\$250.112.539,97 à reserva de reforço de capital de giro da Companhia.	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.
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>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.</p>		
c) Periodicidade das distribuição de dividendos	<p>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.</p>		
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.	<p>Na Escritura da 3ª Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, em Duas Espécies, da Espécie Quirografária, para Distribuição Pública com Esforços Restritos de Colocação da Companhia, há restrições quanto a distribuição de dividendos em caso de inadimplemento (<i>default</i>) pecuniário em tal contrato.</p> <p>Da mesma forma, os Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção da Companhia com a Eletrobras e o Contrato de Abertura de Crédito do BNB com a Companhia também restringem a distribuição de dividendos em caso de descumprimento das obrigações da Companhia previstas nos respectivos contratos, ressalvado os dividendos mínimos obrigatórios.</p>		

3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2017	Exercício social 31/12/2016	Exercício social 31/12/2015
Lucro líquido ajustado	339.957.325,74	310.200.881,38	288.390.534,80
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	25,000000	50,000000	25,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	16,871603	16,990036	18,107805
Dividendo distribuído total	84.989.331,00	155.100.440,69	72.097.633,70
Lucro líquido retido	250.112.539,97	149.546.139,41	216.292.901,10
Data da aprovação da retenção	26/04/2018	25/04/2017	27/04/2016

Lucro líquido retido		Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório							
Ordinária		52.472.495,27	28/12/2018	95.759.162,29	29/12/2017	44.513.148,87	15/12/2016
Preferencial	Preferencial Classe A	30.841.549,68	28/12/2018	56.283.981,66	29/12/2017	26.163.316,33	15/12/2016
Preferencial	Preferencial Classe B	1.675.286,05	28/12/2018				
Preferencial	Preferencial Classe B			3.057.296,75	29/12/2017		
Preferencial	Preferencial Classe B					1.421.168,50	15/12/2016

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
31/12/2017	3.117.154.000,00	Índice de Endividamento	1,20683615	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2017)							
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	Garantia Real		7.716.626,25	13.157.987,73	6.864.196,91	10.522.713,41	38.261.524,30
Financiamento	Garantia Real		89.075.039,86	127.777.728,06	47.096.531,42	4.850.533,42	268.799.832,76
Títulos de dívida	Quirografárias		143.929.388,30	-1.491.014,35	348.508.985,65	148.769.912,23	639.717.271,83
Empréstimo	Quirografárias		200.000.000,00	123.456.776,70	0,00	0,00	323.456.776,70
Total			440.721.054,41	262.901.478,14	402.469.713,98	164.143.159,06	1.270.235.405,59

Observação

A separação dos valores das obrigações do emissor em função das garantias atreladas utilizou as categorias garantia real, garantia fluante e quirografária, bem como outro tipo de garantia ou privilégio:

Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora, bem como os demais passivos sem garantia específica.

Garantias Reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária, cessão fiduciária e penhor de quotas;

Garantias Flutuantes: são aquelas que asseguram privilégio geral sobre o ativo da Companhia, mas não impedem a negociação dos bens que compõem esse ativo. A Companhia não possui obrigações com esta categoria de garantias.

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\$ 426.523 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 364.507 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\$ 42.847 e R\$ 4.125 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 39.938 e R\$ 3.798 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\$ 32.971 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 30.774 em 31 de dezembro de 2016).

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

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.

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 2017, 2016 e 2015 foram de 13,95%, 12,54% e 12,50%, 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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 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.

b) 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

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

- a revisão extraordinária, que pode ser pleiteada pela Companhia sempre que houver um desequilíbrio econômico e financeiro na concessão devido a uma mudança inesperada e significativa nos custos.

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

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

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

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

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

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

- advertências;
- multas por infração, limitadas a 2% do faturamento da concessionária nos doze meses anteriores à data da lavratura do auto de infração;
- impedimentos à construção de novas instalações ou à compra de novos equipamentos;
- restrições sobre a operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária de participação em processos licitatórios de novas concessões;
- suspensão do repasse de recursos do poder concedente em caso de inadimplência 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

O Governo Federal também está promovendo discussões públicas sobre possível reforma do Modelo Regulatório para o Setor Elétrico. Até o momento, não há como antecipar se essas discussões irão provocar mudanças relevantes no arcabouço regulatório do Setor, e tampouco que possíveis efeitos poderiam advir de mudanças regulatórias decorrentes dessas discussões que eventualmente viessem a afetar a Emissora.

c) Riscos relacionados aos setores da economia nos quais o emissor atue:

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

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.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também 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 no mercado spot (à vista ou de curto prazo, como também é conhecido) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a preços substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de longo prazo, 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.

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.

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.

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.

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.

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.

d) 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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo total das contas vencidas era de aproximadamente R\$624 milhões, enquanto que o índice de “cobrabilidade” da Companhia, medido como valores arrecadados sobre valores faturados nos últimos doze meses foi de 98,86%.

A Emissora não pode assegurar que conseguirá implementar todas as ações necessárias para reduzir o inadimplimento 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 inadimplimento 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 31 de dezembro de 2017 (valores apresentados R\$ mil):

	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	Provisão para Devedores Duvidosos	31/12/2017	31/12/2016
Circulante							
Classe de consumidores:							
Residencial	128.954	152.879	158.074	439.907	(132.243)	307.664	268.528
Industrial	17.398	14.680	25.984	58.062	(25.097)	32.965	43.903
Comercial	53.680	36.096	36.267	126.043	(30.437)	95.606	93.289
Rural	41.687	27.950	38.941	108.578	(33.458)	75.120	67.956
Poder público	29.962	18.215	11.231	59.408	(6.657)	52.751	52.333
Iluminação pública	15.436	3.777	4.197	23.410	(1.596)	21.814	16.626
Serviço público	14.520	3.539	4.117	22.176	(2.466)	19.710	17.560
Fornecimento faturado	301.637	257.136	278.811	837.584	(231.954)	605.630	560.195
Receita não faturada	184.429	-	-	184.429	-	184.429	152.839
Consumidores baixa renda	34.613	-	-	34.613	-	34.613	34.968
Parcelamento de débitos	-	23.820	18.717	42.537	-	42.537	41.853
Outros contas a receber - RDS	6.314	4.793	40.952	52.059	(34.238)	17.821	9.681
Contas a receber	225.356	28.613	59.669	313.638	(34.238)	279.400	239.341
Total do circulante	526.993	285.749	338.480	1.151.222	(266.192)	885.030	799.536
Não circulante							
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE							
Parcelamento de débitos	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-	-
	-	-	7.585	7.585	-	7.585	5.861
Total não circulante	-	-	22.874	22.874	(15.289)	7.585	5.861

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.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Períodos de grande estiagem provocam a elevação do preço da energia no mercado à vista, que conseqüentemente, 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 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.

g) Riscos relacionados 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 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.

h) Riscos relacionados aos Acionistas da Companhia

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

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.

i) Riscos relacionados a suas controladas e coligadas

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

j) Riscos relacionados aos países estrangeiros onde o emissor atue

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

4.2 - 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 frequentemente 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 a 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.

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 afetados 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

Em decorrência de diversas pressões, historicamente a taxa de câmbio entre o Real, o Dólar e outras moedas sofreu flutuações significativas, à medida em que o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo.

Não se pode garantir que o Real não sofrerá valorização ou desvalorização em relação ao Dólar. As depreciações do Real em relação ao Dólar podem criar pressões inflacionárias adicionais no Brasil e acarretar aumentos das taxas de juros, podendo afetar de modo negativo a economia brasileira como um todo e os resultados operacionais da Companhia, por conta da retração no

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

consumo e aumento de custos. A Companhia não exerce quaisquer influências sobre a política cambial adotada no Brasil, nem dispõe da capacidade de prevê-la. O negócio, a situação financeira, os resultados operacionais e as perspectivas da Companhia poderão ser afetados negativamente por mudanças em tais políticas cambiais.

Em 31 de dezembro de 2017, do total de R\$1.291.089 mil contratados em empréstimos e financiamentos da Companhia, 1% era indexado ao dólar americano. Considerando a exposição da Companhia às dívidas indexadas ao dólar, no caso de desvalorização do Real frente à moeda norte americana, o fluxo de principal e juros desses contratos será impactado gerando um desembolso maior para quitação das dívidas.

No caso de um choque de 10% de variação na taxa de câmbio do fechamento de 31 de dezembro de 2017, o impacto estimado no saldo da dívida devido à variação cambial seria de R\$ 927 mil.

Efeitos das Flutuações das Taxas de Juros e Inflação

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

Em 31 de dezembro de 2017, do total de R\$1.291.089 mil em empréstimos e financiamentos da Companhia, 27% era indexado ao CDI; 23% ao IPCA; 11% à TJLP; 17,2% em taxas pré-fixadas; e 4,2% à Selic. No caso de um choque de 10% na taxa básica de juros (Selic/CDI) observadas em 31 de dezembro de 2017, o impacto estimado anual com juros seria de R\$ 4.731 mil.

A Administração da Companhia revisa regularmente as estimativas e premissas utilizadas nos cálculos das mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos esperados, devido à imprevisibilidade de eventos que podem afetar as variáveis macroeconômicas relevantes e à própria subjetividade inerente aos cenários considerados nas 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 pela B3 (antiga BM&F) de acordo com a curva futuro desses indicadores. 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, conforme tabela abaixo em R\$ mil:

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

Ativos	Risco	Cenários projetados - Dez.2018			
		Base 31/12/2017	Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	61	1	1	1
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	157.787	2.636	1.991	1.337
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pre-fixado	129	-	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	1.383.764	85.356	64.017	42.678
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	(253.902)	(20.028)	(20.028)	(20.028)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pre-fixado	(96.148)	(7.039)	(7.039)	(7.039)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(136.316)	(12.957)	(15.052)	(17.117)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Selic	(78.905)	(7.513)	(8.729)	(9.927)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(349.579)	(25.730)	(31.254)	(36.701)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(296.597)	(27.183)	(29.891)	(32.572)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(3.794)	(304)	(1.181)	(1.913)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TR	(75.848)	(4.950)	(4.950)	(4.950)
			(17.711)	(52.115)	(86.231)

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 podem afetar negativamente o resultado da Companhia e seu fluxo de caixa.

Para contrapartes em transações financeiras, as políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (*rating*) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

Os valores da tabela abaixo estão em R\$ mil.

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Caixa e equivalentes de caixa	154.276	168.127
Títulos e valores mobiliários	82.206	2.408
Instrumentos financeiros derivativos - swap	1.465	-
Consumidores e outras contas a receber	892.615	805.397
Ativos financeiros setoriais	124.961	90.352
Ativo indenizável (concessão)	1.383.764	1.103.190
	2.639.287	2.169.474

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possuía a seguinte exposição em riscos de contrapartes financeiras:

(*Agência Standard & Poor's*)

Os valores da tabela abaixo estão em R\$ mil.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

<u>Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
AA-	133.398	153.943
AAA	78	32
AA+	100.934	12.969
Banco Central do Brasil	479	1.868
Numerário em trânsito	1.433	1.532
Não avaliado	160	191
Total geral	236.482	170.535

Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (*covenants* financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida, conforme previsto no item 10.1.f.iv, deste Formulário.

Risco de preços de energia

No caso de sub ou sobrecontratação de energia, a Companhia fica exposta ao preço de energia no mercado de curto prazo ("PLD") podendo sofrer perdas sem direito a repasse para as tarifas, o que pode impactar de forma negativa seus resultados operacionais e sua condição financeira.

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 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 da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente podem afetar a tarifa de energia e conseqüentemente, a receita oriunda do fornecimento de energia da Companhia e ainda, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

No caso de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Companhia pode requerer ao regulador a abertura de uma revisão tarifária extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A ANEEL também poderá proceder com revisões extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas. Os processos de reajuste e revisão tarifária de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica são efetuados segundo metodologia elaborada e publicada pela ANEEL e submetidos à avaliação pública. Alterações de metodologia nos reajustes ou nas revisões tarifárias propostos pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Risco de liquidez

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

O risco de liquidez refere-se à possibilidade da Companhia não honrar com suas obrigações e compromissos nas datas de vencimento, bem como de enfrentar dificuldades de obtenção de recursos adicionais devido a restrições de liquidez do mercado.

A estrutura de capital da Companhia é formada por capitais de terceiros (endividamento líquido considerando empréstimos, financiamentos e valores mobiliários passivos, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários ativos), e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados).

Não se pode garantir que (i) a receita advinda dos contratos da Companhia não será afetada por questões macroeconômicas e de mercado que suscitem renegociações de preços que alterem o fluxo de caixa da Companhia; e (ii) os recursos de financiamento serão desembolsados conforme as demandas dos projetos e que haverá recursos suficientes em caixa ou de novos financiamentos para o pagamento dos compromissos financeiros. Tais fatores podem afetar adversamente o resultado operacional da Companhia.

O índice de endividamento em 31 de dezembro de 2017 era de 29% (28% em 2016), calculado pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida.

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 31 de dezembro de 2017, o valor total envolvido nos litígios com chance de perda provável, possível e remota, era de R\$ 3.222.764 mil, sendo R\$ 127.567 mil (provável), R\$ 938.455 mil (possível) e R\$ 2.156.741 mil (remoto). Com relação aos Honorários de Êxitos provisionados, temos R\$ 2.723 mil.

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 31 de dezembro de 2017, a Companhia era ré em 457 processos judiciais de natureza trabalhista, cujo valor total envolvido naqueles classificados como chance de perdas remotas, possíveis ou prováveis era de, aproximadamente, R\$ 199.662 mil, dos quais R\$ 36.886 mil foram classificados com chance de perda provável, R\$ 62.126 mil possível e R\$ 100.650 mil remoto. Com relação aos Honorários de Êxito provisionados, temos R\$ 56 mil. 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 Sindeleto 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\$ 76.833,74 atualizado até 31/12/17) 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 31 de dezembro de 2017, a Companhia figurava no polo passivo em 136 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 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\$ 426.523 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 364.507 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\$ 42.847 e R\$ 4.125 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 39.938 e R\$ 3.798 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\$ 32.971 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 30.774 em 31 de dezembro de 2016).

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2017, o valor total envolvido nos processos de natureza tributária com chance de perda remota e possível era de respectiva e aproximadamente, R\$ 652.832 mil, R\$ 515.739 mil e honorários de êxito de processos, os quais se encontram provisionados, no valor aproximado de R\$ 1.991 mil.

Abaixo, descrevemos os principais processos tributários envolvendo a Companhia:

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

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\$ 217.440.687,95 em 31/12/2017
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 (INCLUSIVE DE TEMAS REGULATÓRIOS) E ADMINISTRATIVA

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia era parte no polo passivo em processos de natureza cível com valor total de R\$ 2.923.029 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 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 e outros decorrentes de relações contratuais.

Há também ações de temas regulatórios, que alegam irregularidades nos processos de reajuste/revisão da tarifa, que questionam a legalidade da cobrança de perdas comerciais e de seu impacto na tarifa, bem como devoluções de valores por reajuste tarifário declarado ilegal (“tarifaço”).

A Coelce não possui processos administrativos na esfera Cível que tenham relevância, e apresenta apenas 4 processos administrativos regulatórios em curso, referentes a multas aplicadas pela Arce/Aneel, no valor total de R\$ 30.562 mil, dois deles já em discussão na esfera judicial.

Vide os casos abaixo em R\$:

Base de Remuneração	19.508.774,38
Qualidade do atendimento comercial	2.117.531,54
Apuração dos Indicadores da Qualidade do Serviço	7.849.396,85
Universalização e Luz para Todos - Projetos	1.086.047,51
	<u>30.561.750,28</u>

Em dezembro de 2017, a Coelce possuía 5.356 ações cíveis consumeristas/massivas, sendo 1.722 ações em trâmite nas varas cíveis e 3.634 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\$ 193.926 mil, sendo o valor provisionado R\$ 14.165 mil, possível R\$ 96.113 mil e remoto R\$ 83.647 mil, visto a análise de risco efetuada em cada processo.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

As ações envolvendo acidentes correspondem, até dezembro de 2017, a 296 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 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\$ 212.776 mil, sendo o valor provisionado de R\$ 27.632 mil para provável, R\$ 124.343 mil para possível, e R\$ 60.801 mil para remoto.

As ações envolvendo tarifaço (reajuste tarifário - Portarias 38 e 45 do DNAEE) totalizam 84 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 os 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\$ 218.333 mil, sendo o valor provisionado de R\$ 7.442 mil para provável, R\$ 31.270 mil para possível e R\$ 179.621 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 ideia 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 montantes envolvidos são os mencionados abaixo, não havendo valor provisionado.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

Descrição	Provável (R\$ mil)	Possível (R\$ mil)	Remoto (R\$ mil)	Total (R\$ mil)
COERCE		121.737		121.737
COPERCA		105.746		105.746
COPERVA		113.392		113.392
CERBO		2.641		2.641
CERVA		9.274		9.274
COPERVA		89.548	-	89.548
CERCA		3.887		3.887
ELETRIFICADORAS		446.225		446.225

Principais Processos Cíveis Relevantes, de acordo com critério informado anteriormente:

Processos Regulatórios Relevantes:

Processo nº 0804599-58.2016.4.05.8100	
a. Juízo	Ação Civil Pública - 2ª Turma TRF5 - 6ª Vara Federal de Fortaleza
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	01/07/2016
d. Partes no processo	Defensoria Pública, Comitê 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 improcedência do pedido dos autores. Autores recorreram. Distribuído ao Relator Des. VLADIMIR CARVALHO, em 20/02/2017. Conclusos para julgamento em 19/05/2017. Em 09/2017, despacho para que o processo fosse remetido à Procuradoria Regional da República. Concluso para julgamento desde 30/11/2017.
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 complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto. O que se pretende na presente demanda judicial é a alteração das regras previstas na legislação e nos contratos de concessão, que são aplicadas pela ANEEL para cálculo das tarifas das distribuidoras em todo o Brasil, não havendo, portanto, viabilidade para se mensurar o pedido da ação no presente momento.

Processo 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 instância
c. Data de instauração	14/10/2005
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: CGTF, Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	Ilegalidade dos procedimentos de Revisão e Reajuste tarifários (impacto do contrato de compra e venda de energia entre CGTF e Coelce). 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. Processo em fase pericial.
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 complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto. O que se pretende na presente demanda judicial é a alteração das regras previstas na legislação e nos contratos de concessão, que são aplicadas pela ANEEL para cálculo das tarifas das distribuidoras em todo o Brasil, não havendo, portanto, viabilidade para se mensurar o pedido da ação no presente momento.

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 Réu: 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 Tribunal Federal) e aguardam julgamento.</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 complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto. O que se pretende na presente demanda judicial é a alteração das regras previstas na legislação e nos contratos de concessão, que são aplicadas pela ANEEL para cálculo das tarifas das distribuidoras em todo o Brasil, não havendo, portanto, viabilidade para se mensurar o pedido da ação no presente momento.

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: ABRADÉE (em nome de todas as distribuidoras de energia elétrica da Região Norte e Nordeste, incluída COELCE) Réu: Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 23.000.000 (Por ano, a partir de 2014) Provisão: Não há
f. Principais fatos	<p>Manutenção do Benefício Fiscal (SUDENE e SUDAM) na revisão tarifário do terceiro ciclo</p> <p>O presente mandado 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.</p> <p>Uma medida preventiva está em vigor, pelo que a COELCE (e outras empresas no norte e nordeste) continua a receber os benefícios fiscais retirados pela ANEEL. Decisões favoráveis às distribuidoras em 1º e 2º grau.</p> <p>Em 10/09/15, a ANEEL apresentou Recurso Especial e Extraordinário, que ainda aguardam julgamento.</p>
g. Chance de perda	Remoto
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Em caso de perda, possibilidade considerada remota (tendo em vista que há histórico de êxito em todas as instâncias nas quais o processo foi apreciado), haveria uma redução da remuneração da empresa, em decorrência de ajuste na tarifa de energia que objetivaria neutralizar o efeito do incentivo fiscal.

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 Réu: Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado* Provisão: Não há
f. Principais fatos	<p>Exclusão das Perdas no Cálculo da Tarifa</p> <p>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. ANEEL intimada para se manifestar sobre interesse em participar do feito.</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 complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto. O que se pretende na presente demanda judicial é a alteração das regras previstas na legislação e nos contratos de concessão, que são aplicadas pela ANEEL para cálculo das tarifas das distribuidoras em todo o Brasil, não havendo, portanto, viabilidade para se mensurar o pedido da ação no presente momento.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

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	<p>Illegalidade do Reajuste tarifário de 2005</p> <p>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.</p> <p>Autos devolvidos 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. A TURMA, POR UNANIMIDADE, NEGOU PROVIMENTO AO AGRAVO INTERNO, NOS TERMOS DO VOTO DO(A) SR(A). MINISTRO(A)-RELATOR(A)</p> <p>09/2017 - Concluso para novo julgamento do recurso de apelação da OAB</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 complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto. O que se pretende na presente demanda judicial é a alteração das regras previstas na legislação e nos contratos de concessão, que são aplicadas pela ANEEL para cálculo das tarifas das distribuidoras em todo o Brasil, não havendo, portanto, viabilidade para se mensurar o pedido da ação no presente momento.

Processo Nº 409351-38.2010.8.06.0001/0	
a. Juízo	Ação Civil Pública ajuizada na 1ª vara Federal da Comarca do Ceará
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	30/11/2012
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Coelce e Aneel
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 925.963.130,95 em 31/12/2017
f. Principais fatos	<p>Declaração de ilegalidade de revisão tarifária 2012 em relação à cobrança de PIS/COFINS</p> <p>O Ministério Público ajuizou uma ação pública civil afirmando que a transferência nas contribuições de PIS-COFINS para consumidores é ilegal e deve ser suspensa. Além disso, exige a restituição dos montantes indevidamente cobrados pela concessionária nos últimos 5 anos.</p> <p>O processo está atualmente em primeira instância pendente de julgamento pelo juiz.</p> <p>Apesar disso, o Superior Tribunal de Justiça emitiu uma decisão (REsp 1.185.070 / RS), afirmando que a cobrança dos valores para os consumidores é legal, por isso que o risco envolvido nessa ação é considerado remoto. Ocorreu declínio da competência, em favor da justiça federal, com fundamento nos artigos 62, 64, §1º do CPC e 109, I da Constituição Federal; intimações e expedientes necessários; dê-se baixa e remetam-se os autos com as cautelas legais.</p>
g. Chance de perda	Remoto
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Os precedentes nos tribunais superiores são favoráveis aos argumentos da distribuidora. O risco, em teoria, seria a condenação no valor contingenciado.

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\$ 72.122.397,45 em 31/12/2017 Valor provisionado: R\$ 3.058.593,82
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 litispendência 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.

Processos de Cooperativas Relevantes:

Processo Nº 0384620-27.2000.8.06.0001 / 0045456-16.2009.8.06.0001	
a. Juízo	Ação Monitória Processo n.º: 0384620-27.2000.8.06.0001 - 6ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza / Ação Revisional Processo n.º: 0045456-16.2009.8.06.0001 - 19ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza
b. Instância	Ação Monitória Processo n.º: 0384620-27.2000.8.06.0001 - Em primeira instância / Ação Revisional Processo n.º: 0045456-16.2009.8.06.0001 - em terceira instância
c. Data de instauração	Ação Monitória Processo n.º: 0384620-27.2000.8.06.0001 - 10/07/1998 / Ação Revisional Processo n.º: 0045456-16.2009.8.06.0001 - 06/07/2001
d. Partes no processo	Autor: Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú - Coperva Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 202.940.459,48 (incluindo os dois processos) Provisão: Não há
f. Principais fatos	Reajuste de aluguel das linhas de transmissão Ação Monitória Processo n.º: 0384620-27.2000.8.06.0001/0 - Ação Revisional Processo n.º: 0045456-16.2009.8.06.0001/0. Objeto do julgamento: o requerente pretende reajustar o valor do aluguel das suas linhas de transmissão (região norte do estado do Ceará) pago pela COELCE, para calcular o aluguel com base em 0,5% do valor do bem alugado, de 1984 a 1997. A COELCE apresentou sua contestação, rejeitando essa ação. Durante o período de instrução, foi realizada uma perícia, que foi desfavorável à COPERVA, uma vez que o especialista afirmou que era impossível aumentar o valor do aluguel com base no valor dos ativos para o fornecimento de energia e que a metodologia deveria ser respeitada de ajuste estabelecido no contrato. A dívida determinada no relatório do perito foi de R \$ 17.000,00 (valor histórico de 2001). Em 19/09/2012, a COPERVA apresentou uma notificação de nulidade do parecer do perito, sobre o qual, até à data, o tribunal não decidiu. Em 29/02/16, o processo foi para o juiz para emitir uma sentença. Na ação de Revisional, em janeiro de 2010, a sentença foi proferida e a COELCE foi condenada ao reajuste do aluguel no montante pleiteado pela COPERVA e ao pagamento imediato de 100 aluguéis atrasados, atualizados e com juros de mora. A COELCE interps um recurso contra esta decisão, que foi decidido de forma favorável ao COELCE pelo Tribunal de Justiça do Estado do Ceará, que anulou a sentença e ordenou que o caso fosse devolvido à primeira instância. Em 07/04/2014 saiu decisão favorável à Coelce, rejeitando o solicitado pelo COPERVA. Contrariamente a esta decisão, o demandante embargou, que foi rejeitado em 10 de junho de 2014, e o juiz declarou ainda que a interposição destes constituía uma medida meramente dilatória, aplicando ao requerente uma penalidade igual a 1% do valor do processo. A Coperva interps recurso e a Coelce apresentou contra-razões (08/18/14). Em 04/09/14, o recurso foi apresentado ao tribunal. Em 05/10/15, foi proferida uma decisão rejeitando o Recurso apresentado pela Coperva, que pode recorrer da decisão. Em 10/23/15, Coperva embargou da decisão. Em 11/01/16 foi emitida uma decisão rejeitando os embargos. Em 03/02/16, a COPERVA interps um recurso especial junto do Tribunal Superior de Justiça contra a decisão do Tribunal de Justiça do Ceará contra a qual a Coelce apresentou os seus motivos. Na Ação Revisional, o requerente pretende reajustar o valor do aluguel de suas linhas de transmissão (região norte do Estado do Ceará) pago pela COELCE, para calcular o aluguel com base em 1,5% do valor do imóvel arrendado, de 1998 até dias atuais.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	No caso de uma decisão desfavorável para a Coelce, a condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de aluguéis reajustados.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

Processo Nº 0642694-90.2000.8.06.0001	
a. Juízo	2ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	27/12/2002
d. Partes no processo	Autor: Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural da Bahia - CERBO Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 2.640.947,54 Provisão: Não há
f. Principais fatos	Reajuste de aluguel das linhas de transmissão Status atual e status processual: processo em primeira instância. A Acción Monitoria foi iniciada em 2003 e busca o ajuste no pagamento do valor dos alugueis dos ativos pela COELCE nos termos do contrato, alegando que, desde 1995, não recebe as reajustes previstos. O valor indicado pela CERBO para o novo aluguel em 2003, quando iniciou a ação, foi de R\$ 4.029,00 por mês e a dívida acumulada em atraso foi de R\$ 189.939,82 (valor histórico em 2002). Note-se que neste processo, a discussão envolve apenas o cálculo dos valores devidos pela Coelce devacordo com os mesmos critérios estabelecidos no contrato e não mudar essa abordagem, como sugerido em suas demandas Coerba, Coperca, Coerce e Coperva. Em 23 de abril de 2008, o julgamento foi favorável à Cooperativa e a Coelce foi condenada a pagar o aluguel nos termos do contrato, bem como a pagar os atrasados, no entanto, a dívida da Coelce foi limitada apenas ao período em que não teria operado a prescrição. Em 10/10/14, uma decisão foi proferida e a decisão de primeira instância foi anulada. Os juízes entenderam que a evidência necessária para a delimitação do processo não tinha sido produzida e determinou a realização de perícia. Em 24/11/14, o processo retornou à primeira instância para a produção de provas e re-julgamento. Em 25/08/15 foi realizada uma audiência de conciliação que não foi bem sucedida. Em 29/09/15, foi emitida uma decisão em que o pedido da Coelce para a reilação de perícia foi aceito. A iniciativa visa esclarecer a propriedade dos ativos de energia na área rural do estado central do Ceará. Em 23.8.17, foi juntada petição da Cerbo com requerimento de concessão de tutela provisória para que o valor de aluguel de R\$ 2.300,00 seja acrescido de correção monetária, para alcançar o valor de R\$ 14.458,21, ou, para atualizar o valor do aluguel a partir da data da propositura da ação, majorando, assim, para R\$ 5.671,12.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	No caso de uma decisão desfavorável para a Coelce, a condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de alugueis reajustados.

Processo Nº 0501402-34.2011.8.06.0001	
a. Juízo	1ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	01/09/2011
d. Partes no processo	Autor: Cooperativa de Energia, telefonia e Desenvolvimento Rural dos Vales do Curu e Aracatiacu Ltda - CERCA Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 9.274.182,53 Provisão: Não há
f. Principais fatos	Reajuste de aluguel das linhas de transmissão Situação atual e situação processual: Processo em primeira instância. A ação de cobrança foi iniciada em 2011 e busca o ajuste do valor de locação de bens devido pela COELCE, nos termos estabelecidos no contrato, alegando que desde 1995 não recebe as atualizações fomicidas. O valor indicado por CERCA em 2011, quando se iniciou a ação foi de R\$ 5.786,87 por mês e acumulou dívida de pagamentos em atraso, o que somou a quantia de R\$ 4,354,050.00 (período de 2001-2011) * (valor histórico em 2011). Como no caso de CERBO, a discussão envolve apenas o cálculo dos valores devidos pela Coelce, porque a cooperativa quer a aplicação dos critérios estabelecidos no contrato e não mudá-lo, como Coerba, Coperca, coagir e Coperva. Note-se que o valor determinado pelo Perto é muito maior do que o determinado pela CERBO, porque, por exemplo, está ganhando no seu cálculo "diário de juros" contratualmente, mas atualmente desativado por causa de leis posteriores que proibiram praticar esta forma de pagamento. Além disso, embora a determinação do montante de US \$ 4,354,050.00 R, em si CERCA solicita o valor da dívida seja avaliado por perito. Neste processo, a resposta da Coelce e a tréplica foram apresentadas pela CERCA. A contabilidade ainda não foi realizada, o que avaliamos como não necessário, dado que, no processo, não há solicitação para alterar as condições contratuais. Uma audiência de conciliação foi realizada, sem sucesso. Em 16/05/2014, foi emitida uma resolução, que definiu o 09/09/14 para realizar oitiva de testemunha, o que não aconteceu. Uma nova resolução foi emitida, estabelecendo a data para a oitiva de testemunhas em 18/03/15. A audiência não ocorreu devido à ausência do juiz e a data da nova audiência não foi estabelecida.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	No caso de uma decisão desfavorável para a Coelce, a condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de alugueis reajustados.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

Processo Nº 0041982-42.2006.8.06.0001	
a. Juízo	10ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	16/08/2006
d. Partes no processo	Autor: cooperativa de Energia, telefonia e Desenvolvimento Rural do Cariri Ltda - COPERCA Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 105.746.456,45 Provisão: Não há
f. Principais fatos	Reajuste de aluguel das linhas de transmissão Status atual e status processual: processo em primeira instância. A Ação Revisional foi iniciada em 2007 e procura reajustar o valor do aluguel dos ativos devidos pela COELCE a serem calculados com base em 1% do valor do imóvel arrendado, sendo este estimado pela COPERCA em R \$ 15.660.060,00. Na sua solicitação inicial, a COPERCA apresentou um cálculo errado, uma vez que, apesar de exigir o novo arrendamento com base em 1% de R \$ 15.666.060,00, referente a um valor de R \$ 313.320,00 correspondente a 2% e não 1%, como inicialmente indicado em sua aplicação. O processo não recebeu muita atenção da COPERCA e está muito atrasado para o desenvolvimento normal de um processo, a fase de evidência ainda não foi realizada e apenas o estágio de discussão (resposta e resposta) foi realizado no processo.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	No caso de uma decisão desfavorável para a Coelce, a condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de aluguéis reajustados.

Processo Nº 0067837-57.2005.8.06.0001	
a. Juízo	22ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	26/10/2005
d. Partes no processo	Autor: Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda - COERCE Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 121.737.569,07 Provisão: Não há
f. Principais fatos	Reajuste de aluguel das linhas de transmissão Status atual e status processual: processo em primeira instância. A Ação Revisional foi iniciada em 2005 e procura ajustar o valor do aluguel dos ativos devido ao COELCE a ser calculado com base em 2% do valor da propriedade arrendada estimada pela COERCE em R \$ 7.488.510,00. O processo não recebeu muita atenção da COERCE e está com adamento muito atrasado considerando andamento normal de um processo, uma vez que a fase de produção de provas não foi iniciada e apenas o estágio de discussão (resposta e resposta) foi realizado no processo. Em 01/08/14, foi anunciada uma decisão que anunciou o julgamento do processo no estado que encontra (artigo 330 do Código de Processo Civil), que foi rejeitado pela Coelce. Em 08/12/14, foi emitida uma nova decisão para revogar a anterior e as partes foram convocadas para indicar provas que eles pretendem produzir. A Coelce disse que pretende produzir evidências de natureza contábil e de engenharia, mas também exigiu que, antes da produção de evidências, uma série de fatos prejudiciais à continuidade do processo (incompetência da justiça comum, irregularidade na petição inicial e irregularidade de representação). Em 17.05.17, Foi proferida decisão saneadora que indeferiu o chamamento da ANEEL ao processo, bem como indicar assistente de perícia.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	No caso de uma decisão desfavorável para a Coelce, a condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de aluguéis reajustados.

Processo Nº 0185813-07.2013.8.06.0001	
a. Juízo	28ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	18/10/2013
d. Partes no processo	Autor: Cooperativa de Energia Telefonia e Desenvolvimento Rural do Vale do Acaraú - CERVA Réu: Coelce
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: R\$ 3.887.410,45 Provisão: Não há
f. Principais fatos	Reajuste de aluguel das linhas de transmissão Status atual e status processual: processo em primeira instância. A Ação Revisional foi iniciada em 2013 e busca reajustar o valor do aluguel dos ativos (região central do Estado do Ceará) devido à COELCE, a ser calculada com base em 2,5% do valor do ativo arrendado, estimado pela COERCE em R \$ 7.500.000, o que daria um aluguel mensal de R \$ 187.500,00. O juiz não disse nada sobre o pedido de uma medida antecipada feita pela CERVA. Em 21/11/2013, a COELCE apresentou sua resposta. Em 15/10/14, a Cerva apresentou uma réplica (demonstração), o próximo passo é muito provável que seja o início da produção de provas. Em 30/09/15 ocorreu uma audiência de conciliação sem êxito. Na audiência, a Coelce solicitou a produção de provas (engenharia, contabilidade e audiência de testemunhas). Em 26/09/16, a Coelce foi notificada para apresentar os quesitos ao perito. Em 29.3.17, novo perito nomeado tendo em vista o silêncio do anterior. Após decurso do prazo de 5 dias para apresentar proposta devem as partes de manifestar em igual prazo sobre a concordância com os honorários. Em 22.8.17, foi designada perícia para o dia 21.9.17.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	No caso de uma decisão desfavorável para a Coelce, a condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de aluguéis reajustados.

Outros Processos Relevantes:

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\$ 86.494,38 em 31/12/2017
f. Principais fatos	Declaração de Ilegalidade da Cobrança dos Termos de Ocorrência - TOI 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. ** Esclarecimento: TOI é o nome do documento que foi aplicado uma vez verificado a existência de uma irregularidade na unidade de consumo. Processo em segunda instância. 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. 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. Em 20 de março de 2015, o recurso foi a conclusão ao juiz-relator para decisão.
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	Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência (b)	Número total de ações	Valores Envolvidos (a) (R\$/Mil)	Valor total provisionado R\$/Mil (31/12/2017)
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.	296	212.776	27.632
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	446.225	0
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.	84	218.333	7.442
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.	5.356	193.926	14.165

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

	Natureza do Processo*	Causa Repetitiva	Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência (b)	Número total de ações	Valores Envolvidos (a) (R\$/Mil)	Valor total provisionado R\$/Mil (31/12/2017)
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	155.653	0
6	Tributária	ICMS/BAIXA RENDA	Auto lavrado para a cobrança do ICMS que resulta da questão do estomo insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda".	7	118.452	0
7	Tributária	ICMS/BAIXA RENDA E ENERGIA A CURTO PRAZO	Auto lavrado para a cobrança do ICMS que resulta da questão do estomo insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda" e energia a curto prazo (CCEE).	1	38.338	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	364.495	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	232.253	0
				Total	1.980.451	49.239

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 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 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. Os controles internos são monitorados e avaliados semestralmente através do sistema corporativo GRC. 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. Esta exposição é medida diariamente por meio dos fluxos de caixa diário e projetados, permitindo planejar a alocação adequada dos recursos disponíveis. 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, a Companhia utiliza o 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.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

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, utilizando modelos estatísticos. 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.

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. Além disso, a Companhia possui diversos sistemas operacionais que também são utilizados como ferramentas na prevenção desses riscos.

Socioambientais – A Companhia possui um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) utilizado para identificar e monitorar esses riscos. O Princípio da Precaução é a base considerada 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

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

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 Política Global de Gerenciamento de Riscos Financeiros do grupo Enel foi aprovada pelo Comitê de Riscos Financeiros do Grupo em 19 de fevereiro de 2013.

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, no caso de transações financeiras.

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

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

Tabela 5.2.b.i.1 (R\$ mil):

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31/12/2017	31/12/2016
AA-	133.398	153.943
AAA	78	32
AA+	100.934	12.969
Banco Central do Brasil	479	1.868
Numerário em trânsito	1.433	1.532
Não avaliado	160	191
Total geral	236.482	170.535

Risco de câmbio

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 31 de dezembro 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.

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 31 de dezembro de 2017, a Companhia possuía 73% da dívida total indexada a taxas variáveis ou flutuantes (CDI, SELIC, TJLP, IPCA e Libor), sendo que 11% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com recursos do BNDES.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Tabela 5.2.b.i.2 (R\$ mil):

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31/12/2017	%	31/12/2016	%
Selic	61	0,04%	1.867	1%
CDI	157.787	99,88%	131.470	97%
Pré-Fixado	129	0,08%	2.492	2%
Total	157.977	100%	135.829	100%

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

Tabela 5.2.b.i.3 (R\$ mil):

Ativo Financeiro Indenizável	31/12/2017	%	31/12/2016	%
IPCA	1.383.764	100%	1.103.190	100%
Total	1.383.764	100%	1.103.190	100%

Tabela 5.2.b.i.4 (R\$ mil):

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	31/12/2017	%	31/12/2016	%
Taxa fixa	350.050	27%	136.741	13%
TJLP	136.316	11%	178.606	17%
Selic	78.905	6%	90.109	8%
CDI	349.578	27%	385.913	36%
TR	75.848	6%	-	0%
IPCA	296.598	23%	284.585	26%
Libor	3.794	0%	3.737	0%
Total	1.291.089	100%	1.079.691	100%

Risco de liquidez

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 administra o nível de capital e liquidez para assegurar as suas atividades normais, ao mesmo tempo em que busca dar retorno a todas as partes interessadas ou envolvidas em suas operações, por meio do balanceamento do saldo das dívidas e do patrimônio, de acordo com um posicionamento considerado conservador na gestão financeira.

ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge);

Risco de crédito, cambio, taxas de juros e inflação

O impacto de fatores que possam afetar as operações, o Balanço e os Resultados da Companhia, tais como flutuações na atividade econômica (risco de crédito), taxa de câmbio, taxas de juros e índices de inflação, é monitorado constantemente por meio de simulações periódicas das exposições de crédito (aplicações financeiras e créditos a receber de clientes) 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.

O monitoramento permite o planejamento do nível de exposição a cada indexador, levando em consideração também as oportunidades e restrições de mercado, buscando uma diversificação (Tabela 5.2.b.i.4) que reduza impactos que a volatilidade de mercado possa causar no estoque de dívidas e gastos financeiros.

No do Ativo Financeiro Indenizável (Tabela 5.2.b.i.3), a atualização pelo IPCA é parte do modelo regulatório, não havendo ações de proteção aplicáveis.

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (cambio, taxas de juros e inflação), a Companhia adota como estratégia a diversificação de indexadores e, eventualmente, se utiliza de instrumento financeiros derivativos para fins de

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

proteção, à medida em que se identifique esta necessidade e haja condições de mercado adequadas que o permita. No fechamento de 2017 a Companhia possuía instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2017 havia 2 (dois) contratos de swap, sendo os dois de CDI para taxa fixa a fim de diminuir a exposição a variação do CDI, conforme demonstrado abaixo:

Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
				Moeda local	
				31/12/2017	31/12/2016
Contrato de swap					
SANTANDER (Brasil) S.A	11/12/2017	20/03/2019	CDI + 107%aa	875	-
ITAÚ S.A.	11/12/2017	07/11/2019	CDI + 112%aa	590	-

Para o risco de crédito junto aos clientes, a Companhia adota como estratégia uma política de cobrança preventiva com ações que evitam a utilização imediata do instrumento de corte. Além disso, a Companhia possui uma base de clientes diversificada e pulverizada que permite a mitigação desse risco de forma natural. 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.

Risco de Liquidez

Para os ativos financeiros utilizados na gestão de liquidez (Tabela 5.2.b.i.2), o mercado brasileiro atua predominantemente com o CDI/Selic como referenciais para instrumentos de liquidez imediata. Assim, a Companhia adota como estratégia alocar a maior parte de suas disponibilidades em aplicações financeiras atreladas ao CDI/Selic. Considerando que o estoque de dívidas indexadas a estes indexadores supera o saldo de ativos, não há outras ações de balanceamento ou hedge necessárias (a estratégia de gestão de riscos para estes instrumentos está mais relacionada à diversificação de riscos de contraparte, explicitada na Tabela 5.2.b.i.1).

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

Riscos de Cambio, Taxas de Juros e Inflação

A Companhia eventualmente se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros e inflação, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. Os instrumentos de proteção utilizados são swaps de moeda (cambio) ou taxas de juros e inflação sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

No fechamento de 2017 a Companhia possuía instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2017 havia 2 (dois) contratos de swap, sendo os dois de CDI para taxa fixa a fim de diminuir a exposição a variação do CDI.

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

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

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 que julgue adequados, incluindo *committed credit lines* e *uncommitted credit lines*, através de contratos firmados, cujo montante em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 140.000.

Risco de crédito

Para o risco da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes, a Coelce se utiliza do 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.

Para gestão do risco relativo a operações financeiras com contraparte, a Companhia utiliza controle diário dos recursos disponíveis através do seu fluxo de caixa e aloca esses recursos seguindo os limites por instituição pré-estabelecidos e a classificação de risco de crédito (rating) de cada contraparte.

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 potenciais impactos financeiros utilizando informações de mercado para calcular o Mark to Market e realizar análises de sensibilidade dos instrumentos, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta através de projeções de fluxos de caixa atualizadas periodicamente e de sua posição econômica.

Decisões sobre a mitigação de riscos estão relacionadas à percepção de riscos evidenciados pelas projeções mencionadas e às oportunidades de mercado para proteções adequadas, seguem parâmetros estabelecidos em diretrizes gerais e políticas do Grupo listadas a seguir:

Risco de crédito

Em relação ao risco de contraparte, a companhia possui limites de exposição por instituição financeira. Esses limites são definidos baseados no rating de cada instituição, levando em consideração também o patrimônio líquido e relacionamento global com o Grupo Enel no mundo. Mensalmente os limites são checados e podem sofrer alteração ou manutenção, seguindo também diretrizes do monitoramento corporativo de riscos para cada instituição financeira.

As contrapartes classificadas como *investment grade* (escalas locais das principais agencias de riscos) possuem limite de exposição que variam de 5 MEUR (cinco milhões de euros) a no máximo 80 MEUR (oitenta milhões de euros), variando por cada instituição de acordo ao rating verificado, o volume de negócios com o Grupo e autorizações específicas da equipe corporativa de monitoramento de riscos. Estes limites são calculados no efeito consolidado de todas as empresas do Grupo Enel no Brasil. Já as instituições que não são classificadas como *investment grade* (escalas locais das principais agencias de riscos) não são admitidas como contraparte.

Risco de câmbio

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

A estratégia de proteção cambial é aplicada de acordo com o grau de previsibilidade da exposição, com a disponibilidade de instrumentos de proteção adequados e o custo-benefício de realizar operações de proteção (em relação ao nível de exposição e seus potenciais impactos):

- Proteção total: quanto o montante e o prazo da exposição são conhecidos e indicam impacto potencial relevante;
- Proteção parcial: proteção para a parte cuja exposição é conhecida, caso seu impacto potencial seja relevante, e manter exposição na parcela na qual há incerteza (evitando-se posições especulativas);
- Proteção dinâmica: quando não há certeza sobre a exposição temporal, mas há impacto potencial relevante que possa ser identificado e parcialmente mitigado por posições contrárias equivalentes não especulativas.

Em relação à exposição cambial relacionada a dívidas financeiras denominadas em moeda estrangeira, na posição de dezembro/17 não havia coberturas contratadas, por considerar-se que o nível de exposição indicava risco potencial não relevante (Tabela 5.2.b.i.4).

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

A Companhia monitora periodicamente o impacto potencial de variação nas taxas de juros e inflação de forma a avaliar a eventual necessidade de buscar proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas, através de balanceamento entre ativos e passivos no curto/médio prazos, medidas de diversificação de indexadores ou eventual contratação de derivativos (caso haja disponibilidade em condições adequadas).

A contratação eventual de instrumentos derivativos é sujeita à aprovação prévia por Comitês corporativos e pelo Conselho de Administração da Companhia. Na posição de dezembro/17 a Companhia possuía instrumentos derivativos, 2 (dois) contratos de swap, sendo os dois de CDI para taxa fixa a fim de diminuir a exposição a variação do CDI.

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 (tabela abaixo em R\$ mil):

Categoria	Nível	31/12/2017		31/12/2016		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	154.276	154.276	168.127	168.127
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	82.206	82.206	2.408	2.408
Cauções e depósitos	Empréstimos e recebíveis	2	25.485	25.485	71.548	71.548
Consumidores e outras contas a receber	Empréstimos e recebíveis	2	892.615	892.615	805.397	805.397
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	2	124.961	124.961	90.352	90.352
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	1.383.764	1.383.764	1.103.190	1.103.190
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	640.370	641.467	786.434	782.037
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	642.909	604.501	284.121	283.931
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	9.275	7.262	9.136	6.768
Passivos financeiros setoriais	Outros passivos financeiros	2	6.874	6.874	47.613	47.613
Fornecedores	Outros passivos financeiros	2	755.862	755.862	497.299	497.299

As aplicações financeiras registradas no período (classificadas tanto como caixa e equivalentes

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

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 proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos *investment grade* (escalas locais das principais agências de riscos) com “expertise” necessária para as operações, evitando-se a contratação de 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.

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

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

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;

Como controlada indireta 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.

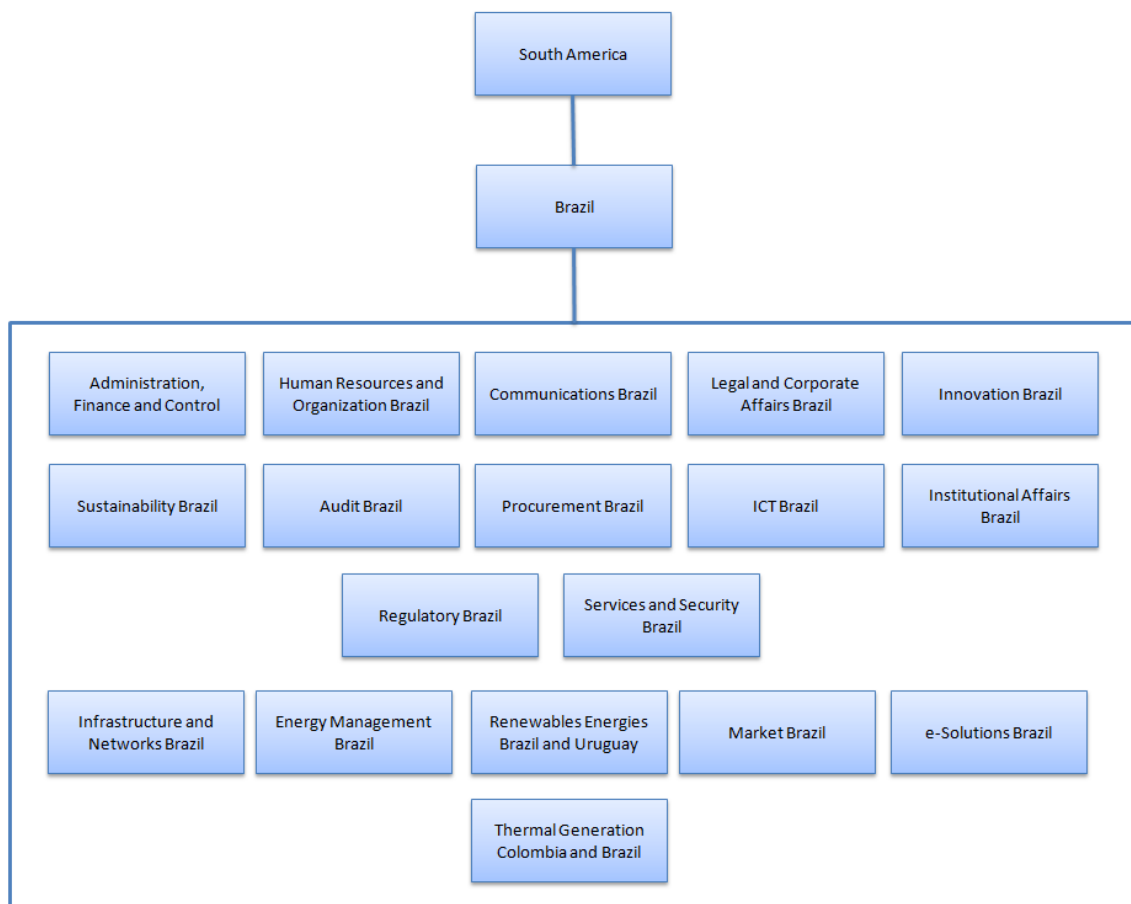
Tomando por base testes executados pela Auditoria Independente contábil, durante todo o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, não foram identificadas deficiências de controle significativas ou fraquezas materiais nos controles internos da Companhia.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

b. as estruturas organizacionais envolvidas;

Todas as 18 estruturas organizacionais estão envolvidas nas principais práticas de controles internos.

Uma das etapas da Certificação SOx que ocorreu semestralmente é a etapa de Sign Off, onde os diretores e presidentes Process Owners (dono processo) dos processos, atestam que estão cientes da eficiência e da eficácia dos processos e controles que suportam as demonstrações financeiras por meio da assinatura da Attestation Letters.



5.3 - Descrição Dos Controles Internos

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 (executor controle) e Process Owners (dono processo) 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.

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;

De acordo com o relatório preparado e encaminhando por nossos auditores independentes relativo às Demonstrações Financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, foram reportadas 18 recomendações e 18 pontos de melhoria, que não representam fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos relativos à elaboração e divulgação das respectivas Demonstrações.

As recomendações e os pontos de melhoria foram divididos em: (i) Controles internos (17); (ii) Aspectos Fiscais (09) e (iii) Aspectos de TI (1).

Abaixo relacionamos as recomendações e os pontos de melhoria de forma resumida e estruturada.

(i) Controles Internos:

1 - Monitoramento dos lançamentos pendentes de conciliação

Contextualização: Foi identificado que os itens pendentes de conciliação não são efetivamente monitorados, uma vez que há pendências relevantes em aberto há mais de 360 dias. Além disso, não foi fornecida evidências suficientes que suportem o acompanhamento, cobrança e encerramento tempestivo das pendências identificadas. Considerando que o Grupo se encontra exposto ao ambiente SOX, a Administração deve considerar em seus controles internos a adequada evidenciação e documentação da análise, de modo a garantir que as pendências de conciliação sejam monitoradas e solucionadas tempestivamente.

Comentários da Administração: O Monitoramento dos lançamentos pendentes de conciliação encontra-se em andamento e o prazo para implementação é até 30/06/2018.

2- Revisão da planilha de faturamento da receita de serviços

Contextualização: Foi identificado que a Administração não possui controle interno relacionado a revisão da planilha de faturamento de receita de serviços (RDS), anterior a

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

contabilização no SAP. Dessa forma, entendemos que há risco de contabilização de valores indevidos, uma vez que não há um controle de revisão sobre os relatórios de faturamento de RDS.

Comentários da Administração: Evidenciar passos percorridos da revisão no momento em que o Especialista revisar o cálculo efetuado pelo Analista antes de enviar para Accenture emitir as faturas.

3- Revisão das notas fiscais da receita de serviços

Contextualização: Não foi identificada evidência relacionada aos procedimentos de revisão das notas fiscais com base nos contratos de compartilhamento de postes. Dessa forma, concluímos que a Companhia não mantém evidência suficiente que suporte a precisão e sensibilidade do controle de revisão.

Comentários da Administração: Evidenciar passos percorridos da revisão no momento em que o Especialista revisar o cálculo efetuado pelo Analista antes de enviar para Accenture emitir as faturas.

4- Monitoramento e revisão dos novos cadastros de clientes e alteração de cadastros de clientes ativos

Contextualização: Foi identificada a ausência de controles correspondentes à revisão dos novos cadastros de clientes, bem como a revisão das alterações realizadas nos cadastros dos clientes ativos, principalmente no que tange a classe em os clientes são inseridos. Quando seleciona-se uma amostra para análise, verifica-se que um determinado cliente estava cadastrado como residencial quando o correto seria a classe comercial. Portanto, entende-se que a inexistência ou ineficiência do controle não permite à Administração detectar erros nos registros relacionados principalmente às classes dos clientes ou alterações indevidas nos cadastros, que afetam diretamente a tarifa utilizada no cálculo do faturamento e o parâmetro para constituição de PCLD.

Comentários da Administração: O controle de revisão de alteração de titularidade encontra-se em andamento e o prazo para implementação é 30/06/2018.

5- Revisão das tarifas inseridas no sistema de faturamento

Contextualização: O cadastro das novas tarifas no sistema de faturamento após o reajuste tarifário não fora evidenciado de forma adequada para todas as ocorrências considerando a precisão, sensibilidade e capacidade de detectar erros no cadastro das tarifas.

Comentários da Administração: Foi definida uma padronização para o controle de revisão das alterações de tarifas realizadas no sistema Synergia com objetivo de garantir que a alteração confira com as tarifas homologadas pela Aneel.

6- Revisão do cálculo de Provisão para Crédito de Liquidez Duvidosa (PCLD)

Contextualização: Foi identificado por meio de recálculo uma divergência no cálculo da provisão para crédito de liquidez duvidosa (PCLD), cabe mencionar que foi utilizada as mesmas premissas informadas pela a Administração. Entende-se que a divergência se deu devido à ausência de revisão precisa e capaz de identificar o erro e efetuar as correções em tempo hábil.

Comentários da Administração: Os controles preventivos relacionados a revisão do cálculo mensal da PCLD foram aprimorados, de modo a garantir a completa e adequada estimativa.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

Além disso, todas as diferenças entre os valores das contas a receber do Comercial foram conciliados com os valores das contas a receber do Contábil, dentro do mês de competência.

7- Conciliação do saldo dos depósitos judiciais com os extratos bancários

Contextualização: Foi identificada que não existem evidências suficientes que suportem o controle correspondente à conciliação dos saldos atualizados dos depósitos judiciais com os extratos bancários disponibilizados pelos Bancos.

Comentários da Administração: A implementação do controle de conciliação do saldo dos depósitos judiciais com os extratos bancários encontram-se em andamento e o prazo é até 30/06/2018.

8- Revisão do cálculo da atualização mensal do ativo indenizável

Contextualização: Foi identificada que os procedimentos de revisão efetuados não foram suficientes para garantir a precisão e detecção de erros no processo de cálculo do ativo indenizável das Companhias, uma vez que o processo de revisão (i) não assegurou que todas as baixas ocorridas no período e registradas no intangível foram consideradas no cálculo; e (ii) não assegurou que as fórmulas das vidas uteis estavam consistentes no cálculo. Além disso, durante o processo de revisão das premissas para o percentual de glosas a serem consideradas no cálculo do ativo indenizável, identificamos que (i) foram considerados os laudos desatualizados da BRR, impactando nos valores de VOC (valor original contábil); (ii) não foi considerado o valor correto do VNR (valor novo de reposição); (iii) para fins de atualização dos valores a serem utilizados na memória de cálculo das glosas da Companhia, foi considerado o índice de atualização monetária errado (IPCA ao invés do IGP-M); e (iv) foram considerados os valores de VOC das sobras contábeis que não possuem VNR. Dessa forma há o risco de utilizar dados inadequados na atualização do ativo financeiro.

Comentários da Administração: A Companhia aprimorou este controle de modo a evidenciar os passos percorridos da revisão do cálculo de glosa para garantir que cumpriu com os 10% permitidos.

9- Revisão dos elementos PEPs em aberto

Contextualização: Foi identificado que não existe um controle para confirmar que todos os itens de "imobilizado em andamento" foram considerados na avaliação das obras energizadas, considerando que a Companhia não verifica o relatório de imobilização e equipamentos em andamento com o relatório utilizado para calcular a depreciação adicional. Portanto, entende-se que é necessário implementar e considerar em seus controles internos uma conciliação que garanta que todos os ativos fixos em andamento registrados nos livros contábeis sejam considerados nas análises energizadas dos PEPs. Devido a ausência do controle, existe o risco de que a depreciação seja calculada erroneamente.

Comentários da Administração: Em Agosto de 2017, foi formalizado um "Memo" para justificar a diferença / desatualização da base "Obras em Curso" referente ao passado, antes de 2011.

10- Definir e executar procedimentos de validação das Informações Produzidas pela Entidade (IPE) que suportem de revisão dos elementos PEPs em aberto

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

Contextualização: Não foi identificada evidência relacionada aos procedimentos de validação das informações produzidas pela entidade (IPE), dado que o analista do ativo fixo não valida os relatórios CJ74 (adições) e ZILQ (transferências) que foram extraídos do sistema SAP e portanto não certificando que os relatórios estão íntegros e que não houve perda de dados. Dessa forma, conclui-se que os responsáveis não realizam o procedimento operacional da Companhia em relação a validação dos relatórios gerados, para o cumprimento dos requerimentos de controles internos.

Comentários da Administração: Implementou-se o procedimento de IPE, para os arquivos “transferidos” e “Investimentos” com objetivo de garantir a integridade, totalidade, exatidão e confiabilidade do relatório “Obras em Curso” que é elaborado mensalmente.

11- Revisão de segregação de serviços em curso

Contextualização: Foi identificado que a Administração não considerou corretamente as datas de encerramento dos projetos para fins de segregação dos serviços em curso entre ativo circulante e ativo não circulante. Dessa forma, conclui-se que o control owner não realizou uma revisão com grau de precisão e sensibilidade adequada para identificar esse erro.

Comentários da Administração: Em Março/2018, serviços em curso foi segregado entre circulante e não circulante considerando as datas em conformidade com a expectativa de cada projeto.

12- Tempestividade na transferência de obras concluídas para o grupo do ativo intangível e ativo imobilizado em serviço

Contextualização: Com base no Relatório de Conclusão de Obra (RCO), foram identificadas que diversas transferências entre o ativo imobilizado e intangível em curso e o ativo imobilizado e intangível em serviço foram realizadas posteriormente ao término do segundo mês subsequente de sua entrada em operação, conforme estipulado pela ANEEL. Identificamos que cerca de 20 itens, da amostra total de 25, foram realizadas após o prazo máximo estabelecido.

Comentários da Administração: Encontra-se em andamento a revisão do fluxo de desativação de todas as empresas e segregação do controle interno em dois, sendo: (a) operações: garantindo que as obras de desativação sejam executadas e enviadas a contabilidade tempestivamente. (b) controle no ativo: garantindo que os RCOS entregues a contabilidade sejam contabilizados até o segundo mês subsequente a partir da data de retira de operação do bem.

13- Evidenciação da revisão do cálculo de PLR

Contextualização: Não foi identificada evidência relacionada aos procedimentos de revisão do cálculo de participação dos lucros. Dessa forma, não é possível concluir sobre a precisão e sensibilidade da revisão do controle.

Comentários da Administração: A área de Recursos Humanos da Companhia passou a formalizar o controle de revisão do cálculo da participação dos funcionários no resultado com objetivo de evidenciar os passos percorridos durante a revisão.

14- Revisão do cálculo da estimativa de compra de energia

Contextualização: Foi identificado um erro no cálculo da estimativa de compra de energia no mercado de curto prazo, devido a premissas inconsistentes usadas pela administração no cálculo da estimativa (Mwh total). Entendemos que a divergência se deu devido à ausência de revisão precisa e capaz de identificar o erro e efetuar as correções em tempo hábil.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

Comentários da Administração: Encontra-se em andamento a revisão de todas as etapas do processo e controles relacionados ao cálculo de CVA, considerando desde a obtenção da informação até o cálculo.

15- Definir e executar procedimentos de validação das Informações Produzidas pela Entidade (IPE) que suportem o controle de atualização de cadastro/descadastramento dos clientes baixa renda

Contextualização: Não foi identificada evidência relacionada aos procedimentos de validação das informações produzidas pela entidade (IPE), dado que os analistas de exploração não efetuam um check da base de clientes baixa renda extraídos do Sistema Synergia. Dessa forma, concluímos que os responsáveis não realizam o Procedimento Operacional da Companhia em relação a validação dos relatórios gerados, para o cumprimento dos requerimentos de controles internos.

Comentários da Administração: Encontra-se em andamento a implementação do procedimento de IPE no arquivo de clientes baixa renda extraído do sistema Synergia com objetivo de garantir que o mesmo encontre-se íntegro e completo.

16- Revisão de segregação de serviços em curso

Contextualização: Foi identificado que o control owner não realizou a devida validação dos relatórios CJ74 (adições) e ZILQ (transferências) que foram extraídos do sistema contábil SAP, com a finalidade de certificar que não houve perda de dados durante a extração. Assim sendo, a Administração precisa implementar e considerar os procedimentos para garantir que os relatórios e dados utilizados nos seus controles internos sejam precisos e completos.

Comentários da Administração: Foi implementado o procedimento de IPE, para os arquivos “transferidos” e “Investimentos” com objetivo de garantir a integridade, totalidade, exatidão e confiabilidade do relatório “Obras em Curso” que é elaborado mensalmente.

17- Cálculo do valor justo dos derivativos

Contextualização: Foi identificado que a Companhia utiliza o percentual de risco de crédito fornecido por sua matriz no Chile para a mensuração do valor justo dos seus derivativos, desta forma a memória e metodologia de cálculo de tais percentuais não é avaliada localmente. Dessa forma, sugerimos que a Companhia implemente controle de forma que possa avaliar a adequação e integridade do percentual utilizado no cálculo.

Comentários da Administração: Encontra-se em andamento a revisão o processo buscando aprimorar a formalização da integridade e adequação do percentual utilizado no cálculo local.

(ii) Aspectos Fiscais:

Comentários da Administração: Os 09 pontos descritos em Aspectos Fiscais tratam-se de pontos de melhoria e interpretação da EY versus da área Tributária da Enel no Brasil, onde entendemos que devemos manter como pontos de atenção com objetivo de evitar riscos de perdas financeiras, legais e reputacionais, em caso de mudança normativa e/ou jurisprudência, são eles:

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

- 18- Perdas comerciais na distribuição de energia
- 19- Multas aplicadas pela ANEEL - tratamento como diferença temporária
- 20- Provisão intercompany serviços diversos: adição na base do lucro da exploração
- 21- Registro no resultado das provisões não dedutíveis
- 22- Divergência entre Fcont e saldo inicial das subcontas
- 23- Parte “B” do e-Lalur/e-Lacs – divergências
- 24- Créditos sobre ativo imobilizado: PIS e COFINS
- 25- Créditos sobre aquisição de ativo imobilizado: ICMS
- 26- Avaliação do saldo de FGTS

(iii) Aspectos TI:

- 27- Ausência de formalização para a concessão de acesso à rede corporativa - Manage Access

Contextualização: Foram identificados 2 casos, de uma amostra total de 25 testados, em que não houve a devida formalização para a concessão do acesso à rede corporativa do Grupo. Dessa forma, concluímos que o Grupo não possui um controle eficaz para acesso de novos usuários a rede corporativa.

Comentários da Administração: Encontra-se em andamento a correção da falha na interface entre os sistemas HR Global x CompAC x ENELINT.GLOBAL, com objetivo de garantir que os cancelamentos automáticos dos logins e senhas de acessos dos usuários desligados sejam realizados tempestivamente.

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

Para todas as deficiências identificadas no sistema de controles internos pelos auditores externos são definidos planos de ação, responsável e prazo para remedia-las com objetivo de garantir que não ocorram novamente, e tais ações são inseridas na Carta de Recomendação, campo “Comentário da Administração”, que é enviada para o Conselho de Administração ter conhecimento.

Tomando por base testes executados pela Auditoria Independente contábil, durante todo o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, não foram identificadas deficiências de controle significativas ou fraquezas materiais nos controles internos da Companhia.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

Descrição da Deficiência	Plano (s) de Ação	Status	Áreas Responsáveis
1 - Monitoramento dos lançamentos pendentes de conciliação	(i) Aprimorar a revisão dos controles referentes à conciliação de lançamentos pendentes relevantes em aberto há mais de 360 dias.	(i) O Monitoramento dos lançamentos pendentes de conciliação encontra-se em andamento e o prazo para implementação é até 30/06/2018.	(i) AFC - Serviços Administrativos
2- Revisão da planilha de faturamento da receita de serviços	(i) Evidenciar passos percorridos da revisão no momento em que o Especialista revisar o cálculo efetuado pelo Analista antes de enviar para Accenture emitir as faturas.	(i) Remediado em Março de 2018	(i) Mercado – Grandes Clientes
3- Revisão das notas fiscais da receita de serviços	(i) Evidenciar passos percorridos da revisão no momento em que o Especialista revisar o cálculo efetuado pelo Analista antes de enviar para Accenture emitir as faturas.	(i) Remediado em Março de 2018	(i) Mercado – Grandes Clientes
4- Monitoramento e revisão dos novos cadastros de clientes e alteração de cadastros de clientes ativos	(i) Implementar controle de revisão da alteração de titularidade.	(i) O controle de revisão de alteração de titularidade encontra-se em andamento e o prazo para implementação é 30/06/2018.	(i) Mercado - Atendimento
5- Revisão das tarifas inseridas no sistema de faturamento	(i) Padronizar o controle de revisão das alterações de tarifas realizadas no sistema Synergia com objetivo de garantir que a alteração confere com as tarifas homologadas pela Aneel.	(i) Remediado em Novembro de 2017	(i) Mercado - Gestão de Crédito e Operações Comerciais Brasil
6- Revisão do cálculo de Provisão para Crédito de Liquidez Duvidosa (PCLD)	(i) Conciliar todas as diferenças entre os valores das contas a receber do Comercial com os valores das contas a receber do Contábil, dentro do mês de competência.	(i) Remediado em Janeiro de 2018	(i) Mercado - Gestão de Crédito e Operações Comerciais Brasil

Descrição da Deficiência	Plano (s) de Ação	Status	Áreas Responsáveis
7- Conciliação do saldo dos depósitos judiciais com os extratos bancários	(i) Implementar controle de conciliação dos extratos bancários com o saldo das contas de depósitos Judiciais.	(i) Em Andamento - prazo de implementação previsto para 30/06/2018	(i) Jurídico
8- Revisão do cálculo da atualização mensal do ativo indenizável	(i) Evidenciar passos percorridos da revisão do cálculo de glosa para garantir que cumpra com os 10% permitidos.	(i) Remediado em Abril de 2018.	(i) AFC/ Contabilidade – Ativo Fixo
9- Revisão dos elementos PEPs em aberto	(i) Formalizar um "Memo" para justificar a diferença / desatualização da base "Obras em Curso" referente ao passado, antes de 2011.	(i) Remediado em Agosto de 2017.	(i) AFC/ Contabilidade – Ativo Fixo
10- Definir e executar procedimentos de validação das Informações Produzidas pela Entidade (IPE) que suportem de revisão dos elementos PEPs em aberto	(i) Implementar o procedimento de IPE, para os arquivos "transferidos" e "Investimentos" com objetivo de garantir a integridade, totalidade, exatidão e confiabilidade do relatório "Obras em Curso" que é elaborado mensalmente.	(i) Remediado em Março de 2018.	(i) AFC/ Contabilidade – Ativo Fixo
11- Revisão de segregação de serviços em curso	(i) Segregar entre circulante e não circulante considerando as datas em conformidade com a expectativa de cada projeto.	(i) Remediado em Março de 2018.	(i) AFC/ Contabilidade – Ativo Fixo
12- Tempestividade na transferência de obras concluídas para o grupo do ativo intangível e ativo imobilizado em serviço	(i) Revisar o fluxo de desativação de todas as empresas e segregar o controle interno em dois, sendo: (a) operações: garantir que as obras de desativação sejam executadas e enviadas a contabilidade tempestivamente. (b) controle no ativo: garantir que os RCOS entregues a contabilidade sejam contabilizados até o segundo mês subsequente a partir da data de retira de operação do bem	(i) Em Andamento - prazo de implementação previsto para 30/06/2018	(i) AFC/ Contabilidade – Ativo Fixo

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

Descrição da Deficiência	Plano (s) de Ação	Status	Áreas Responsáveis
13- Evidenciação da revisão do cálculo de PLR	(i) Passar a formalizar o controle de revisão do cálculo da participação dos funcionários no resultado com objetivo de evidenciar os passos percorridos durante a revisão.	(i) Remediado em Abril de 2018.	(i) Recursos Humanos – Desenvolvimento
14- Revisão do cálculo da estimativa de compra de energia	(i) Revisar todas as etapas do processo e controles relacionados ao cálculo de CVA, consideração desde a obtenção da informação até o cálculo.	(i) Em Andamento - prazo de implementação previsto para 30/06/2018	(i) Regulação
15- Definir e executar procedimentos de validação das Informações Produzidas pela Entidade (IPE) que suportem o controle de atualização de cadastro/descadastamento dos clientes baixa renda	(i) Implementar procedimento de IPE no arquivo de clientes baixa renda extraído do sistema Synergia com objetivo de garantir que o mesmo encontra-se íntegro e completo.	(i) A definição e execução de procedimentos de validação das informações produzidas pela entidade (IPE) encontra-se em andamento e o prazo para implementação é até 30/06/2018	(i) Mercado - Gestão de Crédito e Operações Comerciais Brasil
16- Revisão de segregação de serviços em curso	(i) Implementar o procedimento de IPE, para os arquivos “transferidos” e “Investimentos” com objetivo de garantir a integridade, totalidade, exatidão e confiabilidade do relatório “Obras em Curso” que é elaborado mensalmente.	(i) Remediado em Março de 2018.	(i) AFC/ Contabilidade – Ativo Fixo
17- Cálculo do valor justo dos derivativos	(i) Revisar o processo buscando aprimorar a formalização da integridade e adequação do percentual utilizado no cálculo local.	(i) Em Andamento - prazo de implementação previsto para 30/06/2018	(i) AFC – Administração – Critérios Contábeis

5.4 - Programa de Integridade

5.4 - Mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira

(a) regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública

A Política de Gestão de Riscos da Companhia, descrita no item 5.1 acima, segue 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”. Este programa foi avaliado pelo Ministério da Transparência e obteve o reconhecimento de Empresa Pró-Ética nos anos de 2016 e 2017. Além disso, o Grupo Enel conta com um Programa Global de *Compliance* (adotado pelas companhias do grupo Enel no Brasil com a aprovação do Conselho de Administração da Companhia em dezembro de 2016) que foi criado para todas as empresas do Grupo Enel no mundo que toma como referências os requisitos das mais avançadas leis anticorrupção como as FCPA e UK Bribery Act 2010.

(i) principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

- **Código de Conduta:** 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.
- **Plano de Tolerância Zero Corrupção “Plano TCC”:** O Grupo Enel é comprometido com o respeito a seu Código de Ética e com os compromissos alcançados mediante a adesão ao Pacto Global. Dessa forma, exige aos seus trabalhadores que sejam honestos, transparentes e justos no desempenho de suas tarefas. Os mesmos compromissos também são exigidos às demais partes interessadas, ou seja, às pessoas, grupos e instituições que contribuem para o alcance de seus objetivos, ou que estejam envolvidos nas atividades desempenhadas para obtê-los. Em cumprimento ao décimo princípio do Pacto Global, segundo o qual “as empresas se comprometem a combater a corrupção de qualquer forma, incluindo a extorsão e o suborno”, é intenção da Enel Brasil continuar firme em seu compromisso de lutar contra a corrupção, mediante a aplicação dos critérios de transparência recomendados pelo “*Transparency International*”.
- **Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários públicos e autoridades públicas:** O relacionamento da Enel com órgãos e autoridades da administração pública está regulamentado pelo Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários públicos e autoridades públicas - documento anexo ao Código de Ética, que visa: (i) estabelecer princípios claros de atuação que orientem as ações para aqueles que tenham relacionamento com funcionários públicos ou autoridades públicas, como forma de prevenir a ocorrência de práticas ilícitas; (ii) Proteger o processo de competência e o correto funcionamento dos mercados, mediante a prevenção e eliminação de práticas que suponham vantagens competitivas ilícitas; (iii) Velar pela aplicação dos princípios de transparência e o correto trato nas relações com funcionários públicos e autoridades públicas.

5.4 - Programa de Integridade

- **Política de Doações a Partidos Políticos:** O Grupo Enel se abstém de exercer qualquer tipo de pressão ilícita, direta ou indiretamente, sobre políticos; não financia partidos políticos, nem seus representantes ou candidatos, nem no Brasil nem em outros países; nem patrocina nenhum acontecimento cujo fim exclusivo seja a propaganda política. Eventuais situações críticas, na observância de tais disposições, e na legislação vigente, deverão ser submetidas ao prévio exame do Comitê de Auditoria e Cumprimento da Enel Brasil. Presente no Plano de Tolerância Zero Corrupção “Plano TCC”, aprovado em 15/12/2010 pelo Conselho de Administração da Coelce.
- **Protocolo de Recebimento e oferecimento de presentes, lembranças, favores e outros de caráter similar:** Não se admite nenhum tipo de presente que possa ser interpretado como algo que exceda às práticas comerciais ou de cortesia normais ou, de qualquer forma oferecidos com a intenção de receber um tratamento considerado como favor na realização de qualquer atividade vinculada à Enel. Em particular, é proibida qualquer forma de presente a funcionários públicos brasileiros ou estrangeiros, auditores, conselheiros da Enel e suas subsidiárias, revisores ou seus familiares, que possam influenciar na independência de julgamento ou induzir a garantia de qualquer tipo de favor. Essa norma, que não admite derrogações nem sequer naqueles países onde oferecer presentes de valor aos parceiros comerciais é um costume, é aplicável tanto a presentes prometidos ou oferecidos como aos já recebidos. Deve-se esclarecer que por presente se entende qualquer tipo de favor (participação gratuita em convênios, promessa de uma oferta de trabalho, etc.). Em qualquer caso, o Grupo Enel se abstém de práticas não permitidas pela legislação aplicável, pelos usos comerciais ou pelos códigos éticos – caso se conheçam – das empresas ou das entidades com as quais mantém relações. Os brindes oferecidos pelo Grupo estão destinados a promover a imagem da marca. Os presentes oferecidos – salvo aqueles de valores módicos – deverão ser administrados e autorizados conforme os protocolos empresariais e documentados adequadamente. Os colaboradores da Enel que receberem presentes ou favores não autorizados nos casos previstos deverão comunicá-lo à Auditoria Interna, que avaliará se são pertinentes ou não. Estes compromisso e diretrizes de comportamento estão formalizados no Protocolo de Recebimento e oferecimento de presentes, lembranças, favores e outros de caráter similar aprovados pelo Conselho de Administração da Coelce em 24/10/2012.
- **Canal de Denúncias:** É exigido aos empregados, responsáveis e conselheiros da Enel que avisem sobre toda infração, ou suspeita de infração, ao Plano TCC, e, de forma geral, do Código de Ética, à Auditoria Interna da Enel, encarregada de analisar a denúncia e, caso necessário, falar com o informante e a pessoa responsável pela suposta infração. As denúncias deverão ser apresentadas através do e-mail do Canal Ético da Enel (<http://www.ethicspoint.com/>) ou por carta ao seguinte endereço: Enel Brasil S.A. Auditoria Interna, Praça Leoni Ramos, nº 1 – bloco 1 – 5º andar, 24210-205-São Domingos, Niterói - Rio de Janeiro. Os demais interessados também devem enviar suas denúncias sobre infrações ou suspeitas de infrações a este mesmo endereço. Em todos os casos, a Enel garante a confidencialidade da identidade da pessoa informante, sem prejuízo das obrigações legais previstas e a defesa dos direitos da empresa ou das pessoas envolvidas no testemunho. As infrações ao Plano TCC são encaminhadas ao Comitê de Auditoria e Cumprimento que, nos casos mais significativos, após a oportuna análise, informará ao Presidente da Enel ou, conforme seja o caso, ao Conselho de Administração, sobre as infrações e as sanções que delas se derivarem.
- **Comunicação:** Informa-se ao pessoal sobre a existência do Plano TCC por meio das ferramentas de Comunicação interna; Todos os empregados recebem uma cópia do Plano TCC; Nos contratos assinados pela Enel, inclui-se uma nota informativa sobre a adoção do Plano TCC; O Plano TCC se encontra à disposição de todas as partes interessadas no site da empresa.

5.4 - Programa de Integridade

(ii) a estrutura organizacional envolvida no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

O Responsável pela Auditoria Interna no Brasil foi formalmente nomeado pelo Conselho de Administração como “Responsável pela Prevenção de Delitos” (correspondente à função de Compliance Officer) e possui, entre suas principais funções, apoiar o Conselho de Administração na implantação e manutenção do Programa de Compliance da Enel.

A unidade de Auditoria Interna é a responsável por realizar a análise de riscos e prever controles, recebimento e tratamento de denúncias sobre possíveis violações aos normativos éticos do Grupo e pela definição do plano de treinamento.

Dada a relevância do Programa de Integridade e considerando que o mesmo permeia todas as áreas da Companhia, o “Responsável por prevenção de delitos (Compliance Officer) ” conta com o apoio dos diretores Jurídico, suportado formalmente pela unidade Compliance dentro da diretoria Jurídica, e de Recursos Humanos, através do “Comitê de Supervisão do Programa de Integridade”, cuja principal função é monitorar a eficácia e a atualização do Programa.

O Comitê de Supervisão do Programa de Integridade do Grupo Enel tem como principal objetivo monitorar a eficácia e atualização do Programa de Integridade, a fim de prevenir ou mitigar os riscos que possam gerar responsabilidades para a Enel e para as Sociedades. Para isso, fiscaliza o cumprimento das disposições do Programa e das normas éticas aplicáveis; verifica a eficiência do Programa para prevenir a ocorrência de quaisquer situações contrárias ao mesmo ou à legislação vigente; atualiza periodicamente o Programa com o intuito de adaptá-lo às necessidades das Sociedades e as mudanças legais; além de analisar o descumprimento éticos identificados e determinar as medidas disciplinares aplicáveis.

(iii) código de ética ou de conduta

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. Esses compromissos e responsabilidades guiam todas ações da Companhia, fornecendo um modelo de como todos devem interagir com outras pessoas da Companhia, parceiros, fornecedores e clientes.

Dentre as orientações estabelecidas no Plano de Tolerância Zero temos a obediência ao Pacto Global e as definições claras das políticas realizadas para atos de suborno, comissões ilícitas ou qualquer outro pagamento inadequado. Dessa forma, a Companhia se compromete a observar as leis e normas nacionais e internacionais anticorrupção.

(iii.i) se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados

Os princípios e condições contidas no Código de Ética têm como seus destinatários os membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, do Comitê de Auditoria e Cumprimento e de outros órgãos de controle do Grupo Enel e das demais sociedades do Grupo, como também responsáveis e colaboradores ligados ao Grupo por meio de relações contratuais de qualquer natureza, incluindo contratos ocasionais e/ou apenas temporários. Além disso, a Enel exige que todas as empresas controladas ou coligadas, como também seus principais fornecedores e parceiros, se conduzam de acordo com os princípios gerais deste Código.

5.4 - Programa de Integridade

Adicionalmente esses compromissos estão formalmente refletidos nos contratos assinados com intermediários, fornecedores e prestadores de serviços.

(iii.ii) se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema

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.

(iii.iii) as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas

O Código de Ética da Enel prevê a aplicação de medidas disciplinares em casos de violações confirmadas, essas medidas são definidas pelo Comitê de Supervisão do Programa de Integridade em reunião específica.

(iii.iv) órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

O Código de Ética e o Plano de Tolerância Zero Corrupção foi aprovado em 15/12/2010 pelo Conselho de Administração da Coelce e está disponível no site da companhia pelo caminho <https://www.enel.com.br/pr/investidores/a201612-comportamento-etico.html>

(b) canal de comunicação

Conforme mencionado nos itens anteriores, as denúncias deverão ser apresentadas através do e-mail do Canal Ético da Enel Brasil (<http://www.ethicspoint.com/>) ou por carta ao seguinte endereço: Enel Brasil S.A. Auditoria Interna, Praça Leoni Ramos, nº 1 – bloco 1 – 5º andar, 24210-205-São Domingos, Niterói - Rio de Janeiro.

Além disso a Companhia possui um Canal Ético disponível na intranet, internet e através de telefone (0800-892-0696), 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*.

Há também a ouvidoria interna, área destinada 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.

(i) se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

O Canal de denúncias é administrado por uma empresa externa que mantém a confidencialidade das informações enviadas. Por outro lado, a gestão e o tratamento, das indicações recebidas está sob responsabilidade da Auditoria Interna.

(ii) se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados

O canal de denúncias está aberto para o receber indicações de todos os stakeholders.

5.4 - Programa de Integridade

(iii) se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé

Em todos os casos, o Grupo Enel garante o anonimato e a confidencialidade das informações enviadas ao canal, sem prejuízo das obrigações legais previstas e a defesa dos direitos da empresa ou das pessoas envolvidas no testemunho.

(iv) órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

As indicações enviadas ao Canal de denúncias são apuradas pela equipe da Auditoria Interna da Enel.

(c) procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares

A Enel realiza verificações sobre risco de práticas irregulares, como parte das atividades de Due Diligence realizadas durante processos de fusão, aquisição e reestruturação societária, verificamos que são dadas as condições mínimas necessárias para cumprir as diretrizes dos documentos éticos, além disso solicita-se aos Conselhos de Administração das empresas nas quais a Enel Brasil possui participação societária que adotem o Código Ético e o Plano TCC.

(d) razões pelas quais o emissor não adotou regras, políticas, procedimentos ou práticas para prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública

Não aplicável.

5.5 - Alterações significativas

Não houveram alterações significativas nos três últimos exercícios sociais.

5.6 - 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

Breve Histórico da Companhia

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.

Em 27/10/2005, as ações de emissão da Companhia detidas pela Endesa Internacional S.A. foram aportadas ao capital social da holding brasileira denominada Endesa Brasil S.A., constituída em 2005 (hoje denominada Enel Brasil S.A.). Em 21/11/2013, a Enel Brasil S.A. incorporou as companhias Ampla Investimentos S.A. e Investluz S.A., também acionistas da Coelce, aumentando ainda mais a sua participação direta no capital da Companhia. Portanto, Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia atualmente é controlada diretamente pela Enel Brasil S.A.

Plano de Expansão

O setor de distribuição de energia tem como característica a expansão orgânica de sua rede visando o atendimento de novas unidades consumidoras. No entanto, por se tratar de algo inerente a atividade fim da companhia, a Coelce se mantém e constante expansão de sua capacidade de distribuição de energia.

Políticas que afetaram a Companhia

Conforme mencionado no item 7.5 deste formulário, em 11.09.2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11.01.2013) disciplinando condições para a renovação de concessões alcançadas pelos artigos 17, § 5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, as indenizações correspondentes e redução de determinados encargos setoriais, buscando contribuir para a modicidade tarifária, mas cujas previsões tiveram impacto significativo nas concessionárias por ela afetadas.

Outra mudança importante que também ocorreu em novembro de 2014 foi a publicação da Resolução Homologatória nº 1.832/2014 onde a ANEEL aprovou a redução do PLD Máximo A redução do valor máximo do PLD limita os custos que as distribuidoras por ventura tenham que arcar em virtude da necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo ao preço do PLD. O PLD Mínimo também foi alterado por meio da Resolução Homologatória supracitada.

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

Visão Geral

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 2017 com 4.016.768 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,3 % superior ao número de consumidores registrado em 2016. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e comercial, 62.903 e 796 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\$ 403 milhões.

Objeto Social

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.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

Relação de dependência dos mercados nacionais e/ou estrangeiros

Considerando que a Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica exclusivamente no Estado do Ceará, a Companhia atualmente possui 100% de seus negócios e atividades concentrados em tal Estado, em território nacional, não possuindo, ainda, qualquer título ou valor mobiliário emitido no exterior, tendo, neste sentido, uma relação de dependência exclusiva com o mercado nacional.

Relacionamento com os Clientes

A busca pela eficiência na prestação dos serviços e no aprimoramento contínuo do atendimento é um reflexo da importância que a Companhia dá a qualidade na relação com seus clientes. Os investimentos voltados à estabilidade operacional no fornecimento de energia e ações voltadas à segurança da população fazem parte da gestão estratégica da Emissora no que diz respeito ao relacionamento com os seus consumidores. A cada ano que passa a Companhia avança mais e mais na digitalização de produtos, serviços e processos, o que eleva a eficiência em áreas como medição de consumo, manutenção preventiva e atendimento de demandas dos clientes.

Com o objetivo de aumentar a percepção dos gestores da Emissora sobre as efetivas necessidades dos consumidores foi criado em 2014 o Programa Hora do Cliente, que engloba ações que trazem para o dia a dia dos gestores a importância de atender as expectativas dos clientes.

Adicionalmente, o *website* da Companhia (www.eneldistribuicao.com.br/ce) oferece a agência virtual, que é um espaço seguro no qual os clientes residenciais e corporativos podem verificar todas as informações sobre seu contrato, tirar dúvidas e pedir a segunda via de contas. Ainda é possível informar falhas no fornecimento de energia, trocar a titularidade de contas e saber sobre o cronograma de desligamentos programados. A Emissora conta ainda com o Projeto Renova, o qual visa estimular o acesso dos clientes aos canais digitais, e para tanto investiu-se na criação de novos meios de atendimento e no desenvolvimento de canais já existentes. A idéia é automatizar a comunicação com o público, tornando-a mais eficiente e melhorando sua relação de custo/benefício para a Companhia.

7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista

(a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

(b) atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização, indicando:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

(c) processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

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, cerca de 88%, 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	2017	2016	2015
Fornecimento faturado	5.136.106	5.246.638	4.726.253
Fornecimento não faturado	184.429	152.839	32.489
Consumidores	5.320.535	5.399.477	4.758.742
Ativos e passivos financeiros setoriais	137.222	(182.710)	557.910
Subvenção baixa renda	200.012	191.538	185.946
Subvenção CDE - desconto tarifário	249.949	262.091	222.857
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	183.110	132.426	100.909
Receita de construção	693.883	506.523	412.799
Outras receitas	74.238	72.107	75.351
Receita Operacional Bruta	6.858.949	6.381.452	6.314.514
(-) Deduções da Receita	(2.264.530)	(2.284.006)	(2.184.350)
Receita Operacional Líquida	4.594.419	4.097.446	4.130.164

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:

R\$ Mil	2017	2016	2015
Lucro/Prejuízo do Período	435.779	393.057	363.070

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 ABRADDEE, 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 de 2017, empregava 7.444 colaboradores, sendo 1.163 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 linha de transmissão de 500kV derivada da Subestação Presidente Dutra, passando pelas subestações de Teresina II, Sobral III e Fortaleza II; (iii) três linhas de transmissão de 230kV derivadas do complexo das Usinas de Paulo Afonso, passando pelas subestações de Bom Nome, Milagres, Iço (via derivação da linha de transmissão 04 M3 entre as subestações de Milagres e Banabuiú), Banabuiú, Russas (via anel fechado entre as subestações Banabuiú, Mossoró e Russas) e Fortaleza I; (iv) duas linhas de transmissão de 230kV derivadas da Usina Hidroelétrica de Boa Esperança, passando pelas subestações Teresina I; (v) uma linha de transmissão derivada da subestação de Teresina I, passando pelas subestações de Piripiri, Sobral II e Cauipe; (vi) três linhas de transmissão derivadas da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Cauipe. (vii) três linhas de transmissão de 230kV derivadas da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Fortaleza I; (viii) dois circuitos (duplo) em 230kV derivados da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Delmiro Gouveia e dois circuitos 230kV derivados da subestação de Sobral III, passando pela subestação de Sobral II.

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

Sistema de Distribuição – Alta Tensão

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

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

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, Tauaíço, Banabuiú e Russas II).

c) características dos mercados de atuação, em especial:

i. participação em cada um dos mercados

O contrato de concessão da Companhia prevê exclusividade para a distribuição de energia dentro de sua área de concessão (monopólio natural da rede de distribuição), não se incluindo aí a venda de energia para os clientes livres. A legislação do setor elétrico prevê que, sob determinadas condições, alguns de seus clientes se tornem consumidores livres, o que lhes possibilita contratar a compra de energia elétrica diretamente de geradoras ou comercializadoras. Quando esses clientes escolhem outro fornecedor de energia elétrica, podem negociar o preço da energia (*commodity*) com o fornecedor de sua escolha e pagam uma 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 2017 com 222 clientes livres, que representa um incremento de 46,1% 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.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

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

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

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

Concorrência

A Companhia atua em um mercado com características de monopólio natural, no qual a prestação de serviços públicos depende de concessão. Por este motivo, a Companhia não sofre concorrência direta dentro de sua área de concessão (Estado do Ceará), exceto para a parcela de consumidores considerados potencialmente livres. Portanto, a Coelce não tem concorrentes diretos na sua área de concessão.

Adicionalmente, considerando que (i) a concessão da Companhia vence somente em dezembro de 2028, estando prevista a possibilidade de sua renovação; e (ii) até a presente data, não há qualquer definição quanto ao marco regulatório ou critério a ser utilizado para a renovação da concessão, não é possível a Companhia determinar quais seriam e se teriam eventuais concorrentes ou até mesmo qual seria o processo para definição para a continuidade da distribuição de energia na atual área de concessão da Companhia a partir de 2028.

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,

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

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	2017	TRI (%)	2016	TRI (%)	2015	TRI (%)	2014	TRI (%)	Média (GWh)	Média (%)
1° TRI	3.194	23,9%	3.223	24,2%	3.189	24,5%	3.071	24,0%	3.169	24,2%
2° TRI	3.254	24,4%	3.289	24,7%	3.200	24,6%	3.079	24,0%	3.205	24,4%
3° TRI	3.360	25,2%	3.337	25,1%	3.241	24,9%	3.266	25,5%	3.301	25,2%
4° TRI	3.541	26,5%	3.463	26,0%	3.386	26,0%	3.390	26,5%	3.445	26,3%
Total	13.349	100%	13.313	100%	13.016	100%	12.806	100%	13.121	100%

e) principais insumos e matérias primas, informando:

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

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.

Diante disso, vale ressaltar que a relação com os fornecedores de energia se dá majoritariamente através dos leilões de compra de energia, coordenados pelo Ministério de Minas e Energia – MME e promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estes leilões são uma forma eficiente de contratação, pois utilizam o critério de menor tarifa para determinar os vencedores do certame. Neles todas as distribuidoras do país declaram sua necessidade de compra para o período e são selecionados os geradores que ofertarem os menores preços para fornecimento de energia elétrica. Ao final do leilão, todas as distribuidoras firmam contratos com todos os geradores vencedores, de forma proporcional às suas declarações de necessidade. Estes contratos são denominados Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs e são elaborados pela ANEEL. Normalmente eles têm duração de 30 anos para produtos por quantidade (hidroelétricas) e quinze a vinte anos para produtos por disponibilidade (térmicas, eólicas, etc). O seu reajuste pode ser realizado pelo IPCA ou pela variação do combustível a depender do tipo de fonte energética.

Do ponto de vista da compra de energia, a distribuidora é obrigada a atender à totalidade de seu mercado por meio de contratos regulados. Além dos CCEARs, existem ainda os contratos de Cota do PROINFA e os contratos de Cota de Angra I e II.

Adicionalmente, cabe ressaltar a existência do contrato firmado no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA. Este contrato, gerido pela ELETROBRÁS, foi repartido entre todas as distribuidoras do país na forma de cotas, de modo proporcional ao mercado verificado de cada uma delas no ano de 2004.

Existem ainda os contratos firmados com a Eletronuclear decorrentes da geração da energia de Angra 1 e 2. Estes contratos também foram repartidos entre todas as distribuidoras do país na forma de cotas, conforme resolução homologatória nº 1.407, de 2012.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

O processo de compra de energia do segmento de distribuição proporciona acesso a múltiplos fornecedores, localizados em todas as Regiões do País, sendo o suprimento/transporte assegurado através do Sistema Interligado Nacional – SIN. Portanto, não há dependência de poucos fornecedores.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

iii. eventual volatilidade em seus preços

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

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

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

7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total

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 3,9 milhões de unidades consumidoras. Seu mercado consumidor é bastante pulverizado, sendo que nenhum cliente é responsável por mais de 10% da receita líquida total da empresa em 2017.

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 firmassem 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:

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(c) estabelecimento de regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, que consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50Kw, em tensão inferior a 2,3 kV, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas as condições regulamentares exigidas. A ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da concessionária distribuidora. Os recursos provenientes das multas impostas serão aplicados prioritariamente no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL.

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

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

Concessões

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

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

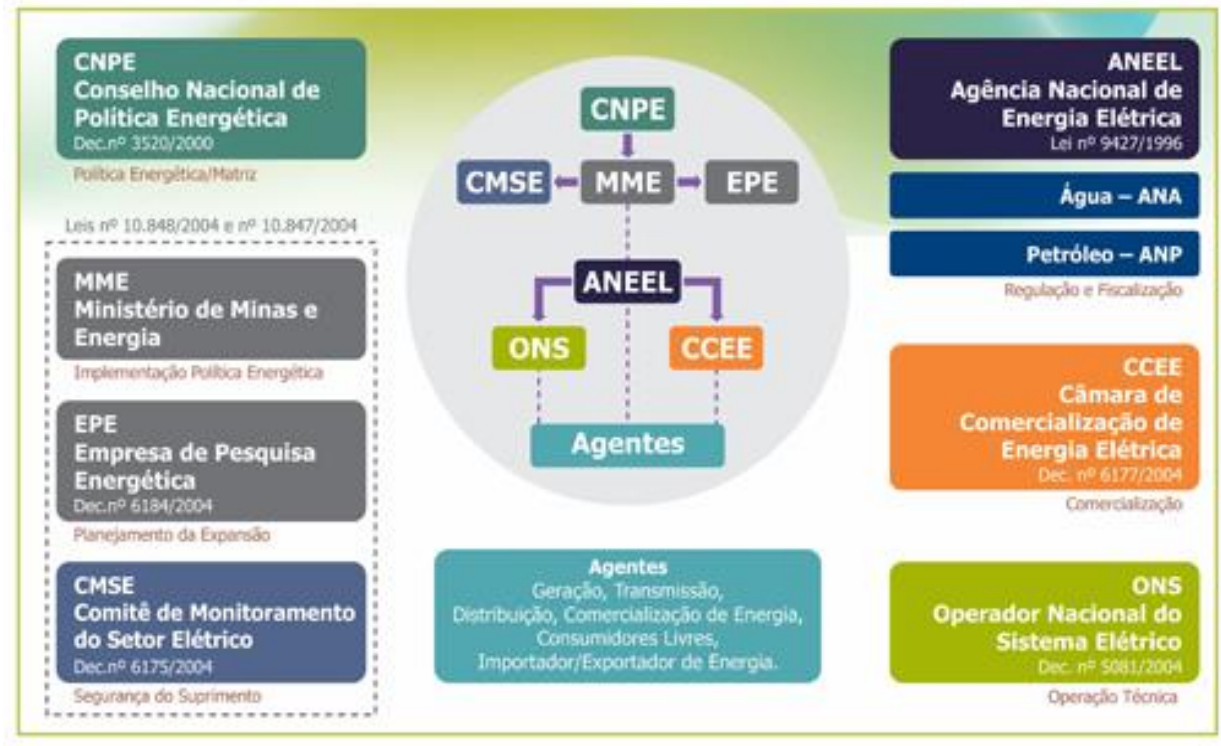
existentes poderão ser renovadas a exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitada a prorrogação dentro do prazo estabelecido. Assim, não há garantia de que as concessões atualmente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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

Principais Entidades Regulatórias



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.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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) 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;

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

(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.

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.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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.

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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 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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

eventuais reduções, o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor;

- no período compreendido entre 2005 e 2008, a contratação de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões "A-1" não poderá exceder a 1% da demanda das distribuidoras, observado que o repasse do custo referente à parcela que exceder este limite estará limitado a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2005 até 2008;
- O MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes;
- caso as distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua necessidade no ano civil, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) e o Valor de Referência Anual, sem prejuízo da aplicação de penalidades.

Outra opção de gerenciar os riscos de desvios de mercado é o Mecanismo de Sobras e Déficits (MCS D) 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 MCS D 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%.

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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.

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 do 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 tarifárias do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

(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.

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,

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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 da transmissão. Os usuários de rede assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de tarifas publicadas pela ANEEL. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não são consideradas parte integrante da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica.

Encargo de Conexão

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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

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

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

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

Procedimentos operativos de curto prazo para aumento da segurança energética

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

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

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

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

Gestão ambiental

O conteúdo da Política Ambiental da Enel Distribuição Ceará 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 Enel Distribuição Ceará

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 2015 e 2016 a empresa foi recertificada, e em 2017 passará pela última etapa do ciclo atual de certificação, sendo o certificado válido até 2018, quando se inicia um novo ciclo. O processo de recertificação ao longo dos anos, desde a primeira certificação, vem sempre acrescentando unidades operacionais e administrativas ao escopo, estando hoje da seguinte forma: Construção, operação, manutenção do sistema de 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 Iguatu, Sede da Área de Distribuição Centro-Norte, Sede da Área de Distribuição Atlântico e 2 Subestações da Área de Distribuição Leste.”

O Sistema de Gestão Ambiental (SGA) possui custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e de outras práticas ambientais, como o atendimento à requisitos legais, os quais visam garantir a qualidade ambiental e demais temas como auditoria interna e externa, compra e disponibilização de Kits de Emergência Ambiental, descontaminação de lâmpadas, descarte adequado de pilhas e baterias, atendimento e divulgação da política ambiental, entre outros. Os custos totais incorridos com tais práticas alcançou o montante de R\$ 1.227 mil até 30 de junho de 2017.

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

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

benefícios e as ações contidas no SGA. Para o público interno e externo, a Coelce possui os seguintes canais de comunicação: correspondência (Rua Padre Valdevino, 150/4º andar. Joaquim Távora – Fortaleza CE); meio eletrônico (site Enel: www.enel distribuicao.com.br/ce/ ou intranet – fale com meio ambiente); telefones (0800 2850196 ou (85)3453 4290) ou pessoalmente (ouvidoria, lojas de atendimento e área de meio ambiente).

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

Contrato de Concessão

A Companhia opera, nos termos de um contrato de concessão, o negócio de distribuição de energia elétrica. O contrato de concessão, com término em dezembro de 2028, impõe exigências sobre as operações e os negócios. Estas exigências incluem manutenção e/ou aperfeiçoamento de determinadas normas de serviço, incluindo o número e duração de *blackouts*. Existe, também, a obrigatoriedade de instalar dispositivos e equipamentos (por exemplo, linhas de distribuição e medidores) para fornecer energia a novos clientes ou atender ao aumento de demanda dos clientes existentes.

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

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

Penalidades e Término da Concessão

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

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

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

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

Em qualquer caso de término antecipado do contrato de concessão, existe o direito de receber indenização da ANEEL por investimentos efetuados em ativos relacionados aos serviços (bens reversíveis) que não tenham sido amortizados ou depreciados.

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.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

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. Em 31 de dezembro de 2017, a receita líquida auferida foi de R\$ 4.594 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	2017	2016
(+) Consumidores	5.320.535	5.399.477
Fornecimento faturado	5.136.106	5.246.638
Fornecimento não faturado	184.429	152.839
(+) Ativos e passivos financeiros setoriais	137.222	(182.710)
(+) Subvenção baixa renda	200.012	191.538
(+) Subvenção CDE - desconto tarifário	249.949	262.091
(+) Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	183.110	132.426
(+) Receita de construção	693.883	506.523
(+) Outras receitas	74.238	72.107
= Receita Bruta	6.858.949	6.381.452
(-) Tributos	(1.891.616)	(1.865.100)
(-) P&D	(38.354)	(39.580)
(-) Encargo Setorial CDE	(327.710)	(373.482)
(-) Taxa de Fiscalização	(5.785)	(5.516)
(-) Outros impostos e contribuições sobre a receita	(1.065)	(328)
= Receita Líquida	4.594.419	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 encerrado em 31 de dezembro de 2017 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 encerrado em 31 de dezembro de 2017 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 2017, a Coelce manteve seu compromisso com o desenvolvimento socioeconômico do estado do Ceará, reforçando que a sustentabilidade está na estratégia da empresa. Seu planejamento estratégico e seu Plano de Sustentabilidade estão integrados e são executados a partir das perspectivas dos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, colaboradores, sociedade e fornecedores. O programa de sustentabilidade da Enel Brasil, Enel Compartilha, vem atuando para promover o consumo consciente e o acesso à energia a todas as pessoas, destacando-se o combate ao desperdício e ao uso irregular de energia. 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 também são foco de sua atuação. Com estes projetos a empresa busca criar Valor Compartilhado e apoiar o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Social do ONU (ODS). As empresas Enel tem metas diretas para quatro deles: Educação de Qualidade (ODS 4), Energia Limpa e Acessível (ODS 7), Trabalho Decente e Crescimento Econômico (ODS 8) e Ação Contra a Mudança Global do Clima (ODS 13).

Dentro desse programa, a Coelce conta com diversos projetos, todos apoiados pelo Enel Compartilha Liderança em Rede, que atua com líderes comunitários de modo a facilitar o entendimento das necessidades e expectativas locais para o desenvolvimento dos projetos. Com o Enel Compartilha Cultura, a empresa apoia grandes eventos culturais, como feiras literárias e shows de artistas locais e nacionais, que em 2017, beneficiaram mais de 3 milhões de pessoas em todo estado do Ceará. Os 58 projetos executados na Enel Distribuição Ceará beneficiaram mais de 6 milhões de pessoas, com um investimento de R\$ 31 milhões, gerando mais de R\$ 1 milhão de renda extra para as comunidades. 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. Também foram trocadas 74.390 lâmpadas ineficientes por lâmpadas mais econômicas e 6.785 refrigeradores antigos por aparelhos com selo A do Procel. Entre os projetos realizados no ano, destacam-se:

Ecoenel: São realizadas parcerias com recicladores para que os clientes da empresa possam trocar seus resíduos por bônus da conta de luz. O projeto favorece a conscientização sobre o uso adequado dos recursos ambientais, incentivando a reciclagem e o uso consciente da energia.

Plataforma Sinfonia do Amanhã: Programa que visa fortalecer a educação musical nas regiões de atuação da Enel no Brasil, por meio de uma plataforma colaborativa entre instituições e projetos com esse foco, proporcionando o desenvolvimento e a conexão entre as 26 escolas participantes. O programa promove ainda o acesso à cultura, fortalecimento da cidadania e inclusão social do beneficiados.

Luz Solidária: É um projeto de *crowdfunding* onde os clientes das empresas de distribuição da Enel recebem um incentivo em desconto nas lojas varejistas parceiras do programa para mudar um equipamento elétrico de sua casa por outro mais eficiente (como ar condicionados, geladeiras, freezer), concordando em entregar o antigo para a reciclagem e em contribuir financeiramente para um projeto social.

Enel Compartilha Consumo Consciente: Para promover o acesso à energia, o programa vai até a casa das pessoas ou em espaços comunitários para dialogar sobre o uso sustentável da energia elétrica e de outros recursos. Um outro equipamento desse programa que apoia a difusão do consumo consciente de energia, são as carretas customizadas com maquetes, jogos e animação sobre energia e meio ambiente, que ficam abertas ao público em praças públicas, promove concursos e sorteios de troca de equipamentos, como lâmpadas e geladeiras e ainda realiza visitas em escolas.

7.8 - Políticas Socioambientais

Enel Compartilha Oportunidade: Promove o desenvolvimento social e econômico das regiões onde a empresa atua, desenvolve projetos de capacitação para o mercado de trabalho para jovens e adultos nas comunidades do entorno, cria redes de empregadores com as empresas contratadas em sua cadeia de valor e com outras empresas da região. O programa também emprega alguns desses jovens em suas atividades e identifica outras oportunidades de emprego, encaminhando-os e acompanhando seu desenvolvimento profissional.

Enel Compartilha Empreendedorismo: O programa desenvolve e apoia projetos que potencializam o desenvolvimento econômico de pessoas e grupos em comunidades de baixa renda, estimulando a formação de redes e associações produtivas comunitárias, apoiando-os na qualificação de seus produtos, na criação de canais de venda, na formação para gestão e desenvolvimento de mercado, respeito ao meio ambiente e possível aporte de estrutura e insumos.

Rede do Bem – Programa de Voluntariado Enel Brasil: Desde 2012 a Rede do Bem promove ações de voluntariado, a fim de estimular a cidadania e criar um ambiente de cooperação entre os colaboradores da empresa com as comunidades. Em 2015 foi lançada a nova plataforma online do programa, que deu aos voluntários mais autonomia e interatividade dentro da Rede do Bem. Em 2017 foram promovidas campanhas de doação, caminhadas ecológicas, Natal com Propósito, reformas e outras atividades que mobilizaram 232 voluntários.

Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser – Sustentabilidade em Rede”: Lançado em 2015, com o objetivo de criar e difundir a cultura de sustentabilidade em toda a cadeia de valor, o programa promove ações focadas na transformação dos espaços, dos processos e das pessoas na empresa. Em 2017 temas como direitos humanos, controle financeiro, empreendedorismo e cuidados com o meio ambiente, foram abordados nas 36 atividades, durante os quatro meses dedicados aos pilares Ser Humano, Ser Social, Ser Ambiental e Ser Econômico.

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

Seguindo a prática do Relatório de Sustentabilidade, que é da sua *holding*, a Coelce segue a política de sustentabilidade do Grupo Enel. Esse documento, intitulado Compromisso com a Sustentabilidade, complementa o Código de Ética da Enel e visa informar a todas as suas partes interessadas sobre os compromissos e políticas da empresa relacionados com a sustentabilidade.

As diretrizes da política de sustentabilidade do Grupo Enel são: Transparência, diversidade, compromisso, colaboração e confiabilidade. Desta forma, para contribuir com este fim é essencial a construção de projetos com as comunidades, que se encontrem preferencialmente nos âmbitos de acesso à energia, desenvolvimento social e econômico das comunidades, apoio às comunidades locais, e eficiência operativa para sustentabilidade, a qual incorpora o uso eficiente dos recursos hídricos, da energia elétrica e da tecnologia nos projetos a serem desenvolvidos, além de respeitar a biodiversidade pelo entorno. Além disso, o foco de trabalho com as comunidades são norteados pelos seguintes princípios: (i) estar presente; (ii) compreender a cultura; (iii) desenvolver e integrar as culturas; (iv) ser consistentes; (v) aprender e melhorar.

Adicionalmente, a Coelce é norteadada pela política de patrocínios e incentivos culturais do Grupo Enel, que diz que o objeto do patrocínio e incentivos deve estar de acordo com os princípios e objetivos do Código de Ética do Grupo. Assim, a Enel no Ceará oferece apoio a iniciativas culturais (como projetos de apoio à leitura, livro e literatura, música, dança, audiovisual, teatro, circo) através do Edital Mecenaz da Secretaria de Cultura do Estado do Ceará. Os projetos aprovados buscam promover a cultura e o desenvolvimento social, por meio de ações que desenvolvem o potencial educacional das comunidades beneficiadas e a geração de renda.

b. a metodologia seguida na elaboração dessas informações;

7.8 - Políticas Socioambientais

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:

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

A política de Sustentabilidade do Grupo, assim como o Código de Ética estão disponíveis no website da companhia, no seguinte endereço eletrônico:

<https://www.enel.com.br/pr/investidores/a201612-comportamento-etico.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.

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.

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.

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 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 3.496.319 mil. Nesta mesma data, a Emissora possuía cerca de 145.971 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 Otacilio 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 Herminio, 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. *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

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros

não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.

iii. 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
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
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

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 a 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

10.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais:

No curso normal de seus negócios, os diretores entendem que 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, conforme tabela abaixo, o nível de endividamento da Companhia é confortável, e se mantém em patamares conservadores. A Companhia encerrou 2017 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)) de 0,33 e com o Índice Dívida Bruta / EBITDA (EBITDA e Dívida Bruta acumulado nos últimos 12 meses) em 1,63.

O índice que relaciona a Dívida Líquida pelo EBITDA (Lucro operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização), encerrou 2017 em 1,33. O EBITDA acumulado dos 12 últimos meses referente a posição de 31 de dezembro de 2017 aumentou 10,7%, e a dívida líquida aumentou em 16,0%, quando comparado com 2016.

Devido ao baixo nível de alavancagem, em condições normais de mercado, os diretores entendem que 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 novembro de 2017, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings atribuiu o rating Nacional de longo prazo 'AAA(bra)' à Companhia. A perspectiva do rating é estável. E em 21 de fevereiro de 2018, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") elevou o rating de crédito corporativo da Coelce de longo prazo na Escala Nacional Brasil de 'brAA-' para 'brAAA'. A perspectiva do rating de longo prazo é estável. Além disso, foi elevado também o rating atribuído à terceira emissão de debêntures de 'brAA-' para 'brAAA'.

Ao final de 2017, a Coelce apresentou um custo da dívida de 9,56% a.a., considerando um período de doze meses, equivalente a CDI – 0,92% a.a. 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	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
Dívida Bruta / EBITDA*	1,63	1,51	1,99
Dívida Líquida / EBITDA*	1,33	1,27	1,90
EBITDA* / Despesa Fin. Líquida**	8,57	5,59	4,23
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,33	0,32	0,39
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,29	0,28	0,38
Indicadores de liquidez	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
Liquidez Geral (Ativo Circulante+ativo não circulante)/(Passivo circulante+Passivo não circulante)	1,83	1,89	1,77
Liquidez Corrente (Ativo circulante/Passivo Circulante)	0,94	1,07	1,15
Liquidez Imediata (Caixa e equivalentes e Títulos e Valores Mobiliários/Passivo Circulante)	0,12	0,11	0,05

*Acumulado dos últimos 12 meses

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

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

- Instrumentos Financeiros 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;

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

- Caixa e equivalente de caixa
- Títulos e valores mobiliários

b. estrutura de capital;

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

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
Capital Próprio = PL (R\$ mil)	2.582.914	2.313.456	2.005.047
Capital de Terceiros = Dívida Líquida (R\$ mil)	1.054.607	909.156	1.229.680
TOTAL (R\$ mil)	3.637.521	3.222.612	3.234.727
Capital Próprio (%)	71,0%	71,8%	62,0%
Capital de Terceiros (%)	29,0%	28,2%	38,0%

2017

As operações da Companhia são financiadas com capital próprio e de terceiros obtidos por meio de empréstimos e financiamentos junto a bancos e instituições financiadoras de projetos de investimentos. Em 31 de dezembro de 2017, 71,0% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 29,0% oriundos de capital de terceiros. Conforme demonstram estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital conservadora, denotando baixo risco de crédito.

2016

No exercício de 2016, as operações da Companhia foram financiadas com capital próprio e de terceiros obtidos por meio de empréstimos e financiamentos junto a bancos e instituições financiadoras de projetos de investimentos. Em 31 de dezembro de 2016, 71,8% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 28,2% oriundos de capital de terceiros. Com estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital conservadora, denotando baixo risco de crédito.

2015

No exercício de 2015, as operações da Companhia foram financiadas com capital próprio e de terceiros obtidos por meio de empréstimos e financiamentos junto a bancos e instituições financiadoras de projetos de investimentos. Em 31 de dezembro de 2015, 62% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 38% oriundos de capital de terceiros, proporções que demonstram uma estrutura de capital conservadora, e conseqüentemente, um baixo risco de crédito.

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

Ao final 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:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Repasse BNDES/Itaú CCB	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
Dívida Bancária Líquida** ÷ EBITDA	Limite Máx. 3,50	0,44	0,77	0,98
Dívida Bancária Líquida ÷ (Dívida Bancária Líquida + Patrimônio Líquido)	Limite Máx. 0,60	0,12	0,19	0,24

Banco do Brasil	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
Dívida Financeira Líquida ÷ LAJIDA Ajustado	Limite Máx. 3,00	1,24	1,05	1,73

Escritura da 3ª emissão de debêntures	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
Dívida Financeira Líquida ÷ LAJIDA Ajustado	Limite Máx. 2,50	1,24	1,05	1,73
LAJIDA Ajustado ÷ Despesa Financeira Líquida*	Limite Mín. 2,75	8,95	6,57	4,55

Escritura da 5ª emissão de debêntures	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
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. duvidosa)	Limite Máx. 3,50	1,24	-	-

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

**Dívida Bancária Líquida = Dívida Bancária - Caixa e Equivalente de Caixa - Títulos e Valores Mobiliários - Garantias de Financiamento

A Companhia tem seguido uma estratégia financeira que visa os objetivos principais de: (i) buscar a captação de recursos de longo prazo, para financiar parte relevante dos investimentos, em complementação à geração de caixa interna; (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, os diretores entendem que a Companhia não deverá encontrar dificuldades em honrar os seus compromissos financeiros atualmente contratados ou em financiar investimentos futuros.

2017

Ao final do exercício de 2017, o indicador financeiro Dívida Líquida sobre LAJIDA Ajustado (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia fechou 2017, medindo 1,24, inferior ao seu limite referencial (máximo de 2,5 para a 3ª emissão e de 3,5 para a 5ª emissão das debentures), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e elevada capacidade financeira de honrar com seus compromissos. Adicionalmente, conforme demonstrado pelo índice de alavancagem financeira do contrato de repasse do BNDES (Dívida Bancária Líquida sobre Dívida Bancária Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou 2017 em 0,12 (versus limite referencial de 0,60), os diretores entendem que a Companhia possui nível de endividamento prudente, e portanto, sem problemas para honrar os compromissos financeiros contratados ou para financiar suas operações com mais capital de terceiros no futuro. Observa-se, ainda, por meio do índice de cobertura dos gastos financeiros (Lajida ajustado sobre despesa financeira líquida, demonstrado na tabela acima) o qual encerrou o período em 8,95 (bem acima do limite mínimo de 2,75), que a companhia possui alta capacidade de pagamento dessas despesas financeiras.

2016

Ao final do exercício de 2016, o indicador financeiro Dívida Líquida sobre LAJIDA (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia fechou o ano, medindo 1,05, inferior ao seu limite referencial (máximo de 2,5), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e elevada capacidade financeira de pagamento. Adicionalmente, conforme demonstrado pelo índice de alavancagem financeira do contrato de repasse do BNDES (Dívida Bancária Líquida sobre Dívida Bancária Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou o exercício em 0,19 (versus um limite referencial de no máximo 0,60), os diretores entendem que a Companhia encerrou este exercício com um nível de endividamento prudente, e portanto, sem problemas para honrar os compromissos financeiros contratados ou para financiar suas operações e investimentos com mais capital de terceiros no futuro. Observa-se, ainda, por meio do índice de cobertura dos gastos financeiros (Lajida ajustado sobre despesa financeira líquida, demonstrado na tabela acima) o qual encerrou o período em 6,57, bem acima do limite mínimo de 2,75, que a companhia possui alta capacidade de pagamento dessas despesas.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

2015

Em 31 de dezembro de 2015, o indicador financeiro Dívida Líquida sobre LAJIDA Ajustado (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia fechou o ano, medindo 1,73, inferior ao seu limite referencial (máximo de 2,5), demonstrando um perfil conservador de endividamento com elevada capacidade financeira de honrar com seus compromissos. Adicionalmente, conforme demonstrado pelo índice de alavancagem financeira do contrato de repasse do BNDES (Dívida Bancária Líquida sobre Dívida Bancária Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou o exercício em 0,24, inferior ao limite referencial 0,60, os diretores entendem que a Companhia fechou o com um nível de endividamento adequado, e portanto, sem dificuldades para honrar os compromissos financeiros contratados ou para financiar suas operações e investimentos no futuro. Observa-se, ainda, por meio do índice de cobertura dos gastos financeiros (Lajida ajustado sobre despesa financeira líquida, demonstrado na tabela acima) o qual encerrou o período em 4,55, acima do limite mínimo de 2,75, que a companhia possui alta capacidade de pagamento dessas despesas.

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

Nos últimos três últimos exercícios sociais (2015, 2016 e 2017), as necessidades de caixa da Companhia compreenderam: (i) pagamento dos custos operacionais; (ii) realização de investimentos; (iii) pagamento de encargos e amortizações de dívidas; e (iv) dividendos aos acionistas.

Neste período, as fontes de liquidez da companhia corresponderam 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 diretores da Companhia esclarecem que 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 bancárias e operações no mercado de capitais, com a finalidade de financiar sua necessidade de recursos, sobretudo para realização de investimentos.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017

No exercício de 2017, foram captados o montante de R\$ 75.000 mil, com recursos do BB Agropecuario, para financiar o capital de giro da Emissora e o montante de R\$ 500.000 mil, com recursos oriundos do mercado de capitais (debentures), para financiar o capital de giro da Companhia, bem como o reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos nos anos de 2016, 2017 e 2018.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016

No exercício de 2016, foram captados o montante de R\$ 145.147 mil para financiamento de parte do plano de investimentos da Companhia com recursos oriundos de repasses do BNDES.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015

No exercício de 2015, foram captados R\$ 142.541 mil, dos quais R\$ 87.527 mil foram oriundos de fontes bancárias de curto prazo para financiar capital de giro e R\$ 55.013 mil foram recursos oriundos de repasses do BNDES para financiar investimentos da Companhia.

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 2017, estas linhas de back-up financeiro somavam R\$ 140.000 mil. Também para capital de giro, a companhia 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.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

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):

	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
Moeda Estrangeira			
União Federal - Bônus de Desconto (a)	3.794	3.737	4.471
União Federal - Bônus ao Par (a)	5.481	5.399	6.469
Total Moeda Estrangeira	9.275	9.136	10.940
Moeda Nacional			
Financiamentos	310.510	400.521	320.427
Eletrobrás (b)	29.130	37.430	47.612
Banco do Nordeste - FNE (c)	26.635	47.945	69.254
BNDES FINAME (Capex 2012 - 2013)	22.697	26.823	30.950
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - A (d)	33.493	46.357	58.750
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - B (d)	33.504	46.371	58.772
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - F (d)	743	980	-
BNDES FINEM (Capex 2014 - 2015) - A (e)	68.576	84.898	27.529
BNDES FINEM (Capex 2014 - 2015) - B (e)	78.905	90.109	27.560
BNDES FINAME (Capex 2014 - 2015) (e)	16.827	19.608	-
Empréstimos	329.860	385.913	513.071
Itaú CCB	102.225	156.190	156.299
Banco do Brasil (BB Agropecuário) (f)	227.635	229.723	306.298
Working Capital Santander	-	-	50.474
Total Moeda Nacional	640.370	786.434	833.498
Total de Empréstimos e Financiamentos	649.645	795.570	844.438
Resultado das Operações de Swap	(1465)	-	-
Total de Empréstimos e Financiamentos	648.180	795.570	844.438
Circulante	314.375	240.074	205.505
Não Circulante	333.805	555.496	638.933
	648.180	795.570	844.438

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 + 1,0125% a.a e 6,2% 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

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

recursos das linhas de crédito FINEM (Financiamento a Empreendimentos) e FINAME (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) do BNDES. Tais contratos possuem *covenants* financeiros.

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.

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)	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
2016	-	-	-
2017	-	-	194.686
2018	-	221.342	194.093
2019	205.251	204.781	177.532
2020	60.685	60.357	33.166
Após 2020	69.334	69.016	39.456
	335.270	555.496	638.933

Debêntures

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

	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
1ª Série - 3ª Emissão	-	-	53.576
2ª Série - 3ª Emissão	146.086	284.585	400.133
1ª Série - 5ª Emissão	350.934	-	-
2ª Série - 5ª Emissão	150.511	-	-
(-) Custo de transação	(4.622)	(464)	(819)
Total sem efeito de swap	642.909	284.121	452.890
Resultado das operações de swap	-	-	(3.156)
Total de debentures	642.909	284.121	449.734
Circulante	147.121	143.957	187.136
Não Circulante	495.788	140.164	262.598
	642.909	284.121	449.734

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

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

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

Características	5ª Emissão 1ª Série	5ª 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	350.000 debêntures simples	150.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Data de emissão	15 de dezembro de 2017	15 de dezembro de 2017
Vencimento inicial	15 de dezembro de 2021	15 de dezembro de 2023
Vencimento final	15 de dezembro de 2022	15 de dezembro de 2024
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	100% CDI + 0,80% a.a	IPCA + 6,0013% a.a
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	2 parcelas	2 parcelas
Data das amortizações	2021 e 2022	2023 e 2024

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

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 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

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

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 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

5ª Emissão

A 5ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de outubro de 2017, com 500.000 (quinhentas mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 na data de emissão, no montante total de R\$ 500.000.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 350.000 (trezentos e cinquenta mil) debêntures, sem correção monetária, com remuneração de 100% do CDI mais 0,80% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de dezembro de 2021 e 15 de dezembro de 2022.

A segunda série foi emitida com 150.000 (cento e cinquenta mil) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 6,0013% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de dezembro de 2023 e 15 de dezembro de 2024.

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 04 de dezembro de 2017, foi aprovada a 5ª emissão das debêntures, que tem como objetivo reforçar o capital de giro da Companhia, bem como o reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Emissora nos anos de 2016, 2017 e 2018.

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. No caso das debêntures da 5ª emissão, os índices financeiros, serão exigidos a partir do 1 trimestre de 2018.

Obrigações especiais financeiras (Debêntures - 5ª Emissão)	Índice
Dívida financeira líquida/EBITDA (máximo)	3,50

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

Curva de Amortização das Debêntures - LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
2017	-	-	131.269
2018	-	140.164	131.329
2019	(746)	-	-
2020	(746)	-	-
Após 2020	497.280	-	-
	495.788	140.164	262.598

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

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Empréstimo, Financiamento e Debêntures - Custo (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2017	%	Exercício findo em 31/12/2016	%	Exercício findo em 31/12/2015	%
Moeda nacional						
Taxa Fixa	350.050	27,1%	136.741	12,7%	203.272	15,7%
TJLP	136.316	10,6%	178.606	16,5%	145.051	11,2%
Selic	78.905	6,1%	90.109	8,3%	27.560	2,1%
CDI	349.578	27,1%	385.913	35,7%	513.685	39,7%
TR	75.848	5,9%	0	0,0%	0	0,0%
IPCA	296.598	23,0%	284.585	26,4%	400.133	30,9%
Libor	3.794	0,4%	3.737	0,4%	4.471	0,4%
Total	1.291.089	100,0%	1.079.691	100,0%	1.294.172	100,0%

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras;

A Companhia mantém contratos de financiamento de longo prazo com os bancos ITAÚ BBA, SANTANDER, BRADESCO e BANCO DO BRASIL (sindicato de repasse BNDES), BANCO DO NORDESTE, ITAÚ BBA e BANCO DO BRASIL. Diversos outros bancos, nacionais e estrangeiros, mantém contatos frequentes com a Companhia, a maioria dos quais com limites de crédito abertos, ou com a perspectiva firme de aprovação de limites de crédito, para a realização de operações de crédito, operações de hedge ou emissão de garantias. 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, emissão de fianças bancárias 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;

A Diretoria entende que não há condição de subordinação entre as dívidas vigentes na Companhia nos últimos três exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

Entretanto, a Companhia possui dívidas de natureza quirográfrica e de natureza real, sendo que em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015, as garantias reais eram compostas por cessão fiduciária de direitos creditórios (recebíveis) para financiamentos do BNDES, da Eletrobrás, do Banco do Nordeste e da União Federal.

Em eventual concurso universal de credores, na hipótese de uma eventual instauração de procedimento de recuperação judicial ou extrajudicial, a subordinação entre as obrigações registradas no passível exigível acontecerá de acordo com a Lei n.º 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, que atualmente compõe a seguinte ordem de preferência: (i) obrigações sociais e trabalhistas; (ii) impostos a recolher; (iii) arrendamento mercantil (garantia real); (iv) empréstimos e financiamentos; (v) crédito quirográfrica; (vi) créditos subordinados; e (viii) dividendos e juros sobre capital próprio.

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 da 3ª Emissão; (Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA ≤ 3,5 - para as debêntures da 5ª Emissão; 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 e Eletrobrás, 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, assim como com o Banco do Brasil e nas debêntures, em casos específicos.

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.

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.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Segue no quadro abaixo os contratos financeiros da Companhia e suas cláusulas restritivas e de vencimento antecipado cruzado:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

N.º	Contrato	Outra Parte	Principais Cláusulas Contratuais Restritivas
1.	Cédula de Crédito Bancário para Financiamento mediante repasse contratado com o banco nacional de desenvolvimento econômico e social – BNDES n.º 003150004152100	BNDES (Itaú e Santander, como agentes financeiros)	<p><u>Limite de endividamento:</u> (a) Dívida Líquida/LAJIDA <= 3,5; e (b) Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL) <= 0,6.</p> <p><u>Transferência de Controle:</u> Incorporação da Beneficiária por outra sociedade, cisão ou fusão da Beneficiária, alteração do controle acionário indireto da Beneficiária, sem a prévia anuência dos Agentes Financeiros, exceto no caso em que o novo controlador indireto tenha rating corporativo atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poors inferior em até 1 nível (notch) em relação ao rating global da Enersis S.A. ("Enersis"), desde que o rating do novo controlador se mantenha no nível de "grau de investimento" atribuído pelas agências supra mencionadas. Para fins deste item, haverá alteração do controle acionário indireto da Beneficiária se a Enersis deixar de ser a controladora indireta.</p> <p>Adicionalmente, o controle efetivo, direto ou indireto, da Beneficiária sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES.</p> <p><u>Objeto Social:</u> Não alterar, sem prévia e expressa anuência do BNDES e dos Agentes Financeiros, o seu objeto social.</p> <p><u>Novas Dívidas:</u> Não conceder preferência a outros créditos, não fazer amortização de ações, não emitir valores mobiliários e partes beneficiárias nem assumir novas dívidas, sem prévia autorização dos Agentes Financeiros. Não se incluem nas dívidas aqui referidas (i) os empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária da Beneficiária ou com a finalidade de mera reposição ou substituição de material e (ii) os descontos de efeitos comerciais de que a Beneficiária seja titular resultantes de venda ou prestação de serviços.</p> <p><u>Vencimento Antecipado Cruzado:</u> Inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias, por parte de empresa ou integrante do Grupo Econômico que a Beneficiária pertença. Adicionalmente, inadimplemento ou decretação de vencimento antecipado de qualquer dívida, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).</p>
2.	Contrato de Abertura de Crédito para mediante repasse contratado com o banco nacional de desenvolvimento econômico e social – BNDES n.º 000050004263300	BNDES (Itaú, Santander, Bradesco e Banco do Brasil, como agentes financeiros)	<p><u>Limite de endividamento:</u> (a) Dívida Líquida/LAJIDA <= 3,5; e (b) Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL) <= 0,6.</p> <p><u>Transferência de Controle:</u> Incorporação da Beneficiária por outra sociedade, cisão ou fusão da Beneficiária, alteração do controle acionário indireto da Beneficiária, sem a prévia anuência dos Agentes Financeiros, exceto no caso em que o novo controlador indireto tenha rating corporativo atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poors inferior em até 1 nível (notch) em relação ao rating global da Enersis S.A. ("Enersis"), desde que o rating do novo controlador se mantenha no nível de "grau de investimento" atribuído pelas agências supra mencionadas. Para fins deste item, haverá alteração do controle acionário indireto da Beneficiária se a Enersis deixar de ser a controladora indireta.</p> <p>Adicionalmente, o controle efetivo, direto ou indireto, da Beneficiária sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES.</p> <p><u>Objeto Social:</u> Não alterar, sem prévia e expressa anuência do BNDES e dos Agentes Financeiros, o seu objeto social.</p> <p><u>Novas Dívidas:</u> Não conceder preferência a outros créditos, não fazer amortização de ações, não emitir valores mobiliários e partes beneficiárias nem assumir novas dívidas, sem prévia autorização dos Agentes Financeiros. Não se incluem nas dívidas aqui referidas (i) os empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária da Beneficiária ou com a finalidade de mera reposição ou substituição de material e (ii) os descontos de efeitos comerciais de que a Beneficiária seja titular resultantes de venda ou prestação de serviços.</p> <p><u>Vencimento Antecipado Cruzado:</u> Inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias, por parte de empresa ou integrante do Grupo Econômico que a Beneficiária pertença. Adicionalmente, inadimplemento ou decretação de vencimento antecipado de qualquer dívida, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).</p>

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

N.º	Contrato	Outra Parte	Principais Cláusulas Contratuais Restritivas
3.	Cédula de Crédito Bancário n.º 100114030007900	Itaú	<p>Limite de endividamento: (a) Endividamento Líquido / LAJIDA \leq 3,5, e (b) Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Financeiro Líquido + Patrimônio Líquido) \leq 0,60.</p> <p>Transferência de Controle: se houver alteração ou modificação da composição do capital social da Emitente, ou se ocorrer qualquer mudança, transferência ou a cessão, direta ou indireta, do controle societário/acionário, ou ainda a incorporação, fusão ou cisão da Emitente, sem a prévia e expressa anuência do Credor; estando a anuência dispensada se a operação não resultar em mudança, transferência ou cessão direta ou indireta, do controle societário/acionário da Emitente, atualmente detido pela Enedesa Brasil S.A..</p> <p>Objeto Social: mudança ou alteração do objeto social, de forma a alterar as atividades principais da Emitente ou agregar a essas atividades novos negócios que tenham prevalência ou possam representar desvio em relação às atividades atualmente desenvolvidas.</p> <p>Vencimento Antecipado Cruzado: Inadimplimento pela Emitente em qualquer contrato celebrado com o Credor, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$15.000.000,00 (quinze milhões de reais). Inadimplimento, não pecuniário, em qualquer contrato celebrado com o Credor, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).</p>
4.	Escritura da 3ª Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, em Duas Séries, da Espécie Quirografária, para Distribuição Pública com Esforços Restritos de Colocação da COELCE	Oliveira Trust	<p>Limite de endividamento: (a) Dívida Financeira Líquida / EBITDA \leq 2,50, e (b) EBITDA / Despesa Financeira Líquida \geq 2,75.</p> <p>Transferência de Controle: alteração do controle acionário indireto da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas, exceto nos casos em que: (i) o novo controlador indireto tenha <i>rating</i> corporativo mínimo, atribuído pela <i>Fitch Ratings</i> ("Fitch"), <i>Moody's Investors Service</i> ("Moody's") ou <i>Standard & Poor's Rating Services</i> ("S&P"), equivalente a 1 nível (<i>notch</i>) e menos em relação ao <i>rating</i> global da Enersis S.A. ("Enersis") e (ii) a alteração do controle acionário indireto não resulte em rebaixamento do <i>rating</i> da Emissão em mais de 1 (um) nível (<i>notch</i>). Para fins deste item, haverá alteração do controle acionário indireto da Emissora se a Enersis deixar de ser a controladora indireta da Emissora.</p> <p>Cisão, Fusão e Incorporação: sem prejuízo do disposto no artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações, incorporação da Emissora por outra sociedade, cisão ou fusão da Emissora, exceto nos casos em que a incorporação, cisão ou fusão não resulte em rebaixamento do <i>rating</i> da Emissão em mais de 1 (um) nível (<i>notch</i>).</p> <p>Dividendos: A Emissora não poderá realizar o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio e/ou outros pagamentos de qualquer natureza aos seus acionistas, ressalvados os pagamentos previstos no artigo 202 da Lei das S/A, em caso de mora dos pagamentos das debêntures ou seja declarado o vencimento antecipado das debêntures.</p> <p>Vencimento Antecipado Cruzado: decretação de vencimento antecipado de qualquer dívida financeira ou qualquer acordo do(s) qual(is) a Emissora seja parte como devedora ou garantidora, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).</p> <p>Inadimplimento de qualquer dívida financeira ou qualquer obrigação pecuniária em qualquer (quaisquer) acordo(s) do(s) qual(is) a Emissora seja parte como devedora ou garantidora, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).</p>

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

N.º	Contrato	Outra Parte	Principais Cláusulas Contratuais Restritivas
5.	Proposta de Abertura de Limite de Crédito para a estruturação de operações de captação de recurso.	Safra	<p>Limite de endividamento: (a) Dívida Financeira Líquida / EBITDA \leq 2,5, e (b) EBITDA / Despesa Financeira Líquida \geq a 2,75.</p> <p>Transferência de Controle: se, sem o exposto consentimento do Safra, tiverem total ou parcialmente, o seu controle acionário cedido, transferido ou por qualquer outra forma alienado ou modificado direta ou indiretamente ou qualquer operação de transformação, incorporação, fusão ou cisão, ou qualquer outro tipo de reorganização ou transformação societária, estando a anuência dispensada se as operações não resultarem em mudança, transferência ou cessão do controle societário/acionário da Emitente, atualmente detido pela Enersis Américas.</p> <p>Operação de Ativos: se vender(em) (ainda que sob a forma da <i>safe leaseback</i>), transmitir(em), transferir(em) ou de qualquer forma alienar(em) ou onerar(em) mais de 20% dos bens de seu ativo permanente sem a prévia e expressa anuência do Safra, salvo se estes forem inservíveis ou obsoletos, em caso de sua substituição por novos de idêntica finalidade, ou, ainda, se estes forem objeto de garantia de financiamentos contratados junto ao, ou com recursos provenientes do BNDES.</p> <p>Vencimento Antecipado Cruzado: declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida de responsabilidade da Coelce no valor individual ou agregado igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).</p>
6.	Cédula de Crédito Bancário – Conta Garantida Simplificada – N.º 3469911	Bradesco	<p>Transferência de Controle: se houver alteração ou modificação da composição do capital social da Emitente, ou se ocorrer qualquer mudança, transferência ou a cessão, direta ou indireta, do controle societário/acionário, ou ainda a incorporação fusão ou cisão da Emitente, sem a prévia e expressa anuência do Credor, estando a anuência dispensada se a operação não resultar em mudança, transferência ou cessão direta ou indireta, do controle societário/acionário da Emitente, atualmente detido pela Enel Brasil S.A.</p> <p>Vencimento Antecipado Cruzado: figurar como devedor em situação de mora ou de inadimplemento junto ao Credor.</p>
7.	Cédula de Crédito Bancário No. 21/00838-8	Banco do Brasil	<p>Limite de endividamento: Endividamento Financeiro Líquido / EBITDA máximo de 3,0 vezes.</p> <p>Transferência de Controle: Transferirmos o controle de nosso capital, inclusive mediante fusões, cisões ou incorporações, salvo se o referido controle for transferido para a Endesa Brasil, sem a expressa concordância do Banco do Brasil.</p> <p>Vencimento Antecipado Cruzado: Inadimplemento, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).</p>
8.	Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – 2º Tranche ECFS-2503/2005	Eletrobrás	<p>Limite de endividamento: Dívida Líquida / EBITDA superior a 3,0.</p> <p>Dividendos: não declarar ou pagar dividendos acima do mínimo obrigatório, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie ou classe de ações, exceto na hipótese de reavaliação de ativo, nem efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de descumprimento das obrigações previstas no contrato ou nas condições gerais.</p>
9.	Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – 3º Tranche ECFS-178/2007	Eletrobrás	<p>Limite de endividamento: Dívida Líquida / EBITDA superior a 3,0.</p> <p>Dividendos: não declarar ou pagar dividendos acima do mínimo obrigatório, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie ou classe de ações, exceto na hipótese de reavaliação de ativo, nem efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de descumprimento das obrigações previstas no contrato ou nas condições gerais.</p>
10.	Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – 4º Tranche ECFS-244/2008	Eletrobrás	<p>Limite de endividamento: Dívida Líquida / EBITDA superior a 3,0.</p> <p>Dividendos: não declarar ou pagar dividendos acima do mínimo obrigatório, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie ou classe de ações, exceto na hipótese de reavaliação de ativo, nem efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de descumprimento das obrigações previstas no contrato ou nas condições gerais.</p>

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

N.º	Contrato	Outra Parte	Principais Cláusulas Contratuais Restritivas
11.	Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS-265/2009	Eletrobrás	<p><u>Limite de endividamento:</u> Dívida Líquida / EBITDA superior a 3,0.</p> <p><u>Dividendos:</u> não declarar ou pagar dividendos acima do mínimo obrigatório, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie ou classe de ações, exceto na hipótese de reavaliação de ativo, nem efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de descumprimento das obrigações previstas no contrato ou nas condições gerais.</p>
12.	Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – 6º Tranche ECFS-292/2010	Eletrobrás	<p><u>Limite de endividamento:</u> Dívida Líquida / EBITDA superior a 3,0.</p> <p><u>Dividendos:</u> não declarar ou pagar dividendos acima do mínimo obrigatório, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie ou classe de ações, exceto na hipótese de reavaliação de ativo, nem efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de descumprimento das obrigações previstas no contrato ou nas condições gerais.</p>
13.	Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – 7º Tranche ECFS-310/2010	Eletrobrás	<p><u>Limite de endividamento:</u> Dívida Líquida / EBITDA superior a 3,0.</p> <p><u>Dividendos:</u> não declarar ou pagar dividendos acima do mínimo obrigatório, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie ou classe de ações, exceto na hipótese de reavaliação de ativo, nem efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de descumprimento das obrigações previstas no contrato ou nas condições gerais.</p>
14.	Contrato de Abertura de Crédito por Instrumento Particular n.º 16.2020.5014.5425	BNB	<p><u>Transferência de Controle:</u> submeter à aprovação do BNB propostas de matérias concernentes à cisão, fusão, incorporação envolvendo o Emitente/Creditado, ou qualquer outro ato que importe ou que possa vir a importar em modificações na sua atual configuração societária, alteração na composição do capital social votante ou em transferência do controle acionário direto da Creditada nos termos da Lei nº 6.404/76, exceto se decorrente de obrigação legal ou regulamentar imposta pela ANEEL, ou se alteração societária significar a transferência do controle direto para a Endesa Brasil S.A..</p> <p><u>Dividendos:</u> excetuadas as distribuições de dividendos mínimos obrigatórios por lei, limitar a distribuição de dividendos aos seus acionistas somente se o Emitente/Creditado estiver com todas suas obrigações adimplidas junto ao BNB.</p>
15.	Escritura da 5ª Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em 3 (três) séries para Distribuição Pública com Esforços Restritos de Distribuição, da Companhia Energética do Ceará - COELCE.	Pentágono S.A	<p><u>Limite de endividamento:</u> Dívida Financeira Líquida / EBITDA não deverá ser maior que 3,50, por 2 trimestres consecutivos, exigível a partir do 1 trimestre de 2018 até a data de vencimento da Escritura.</p> <p><u>Transferência de Controle:</u> Alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch), conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's. Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Fiadora deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora;</p> <p><u>Cisão, Fusão e Incorporação:</u> sem prejuízo do disposto no artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações, incorporação da Emissora por outra sociedade, cisão, fusão ou incorporação de ações da Emissora, exceto nos casos em que a incorporação, cisão, fusão ou incorporação de ações não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch) conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's</p> <p><u>Ordem de Pagamento por decisão judicial:</u> Descumprir ordem de pagamento de quantia certa oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora e/ou a Fiadora, em valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$ 70.000.00 (setenta milhões de reais), ou seu equivalente em outra moeda.</p> <p><u>Vencimento Antecipado Cruzado:</u> decretação de vencimento antecipado de qualquer dívida financeira que esteja sujeita a Emissora e/ou a Fiadora, ou qualquer acordo do(s) qual(is) a Emissora seja parte como devedora ou garantidora, cujo valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$70.000.000,00 (setenta milhões de reais), exceto de sanado no prazo máximo de 3 dias úteis contados do inadimplemento, ou por medidas legais e/ou judiciais.</p> <p><u>Protesto de Títulos:</u> contra a Emissora existe protesto de títulos com valor não pago, individual ou agregado, maior que R\$70.000.000,00 (setenta milhões de reais), não regularizado em 15 dias úteis contados da data do respectivo protesto</p>

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados;

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Financiamentos e empréstimos de longo prazo contratados com percentuais utilizados nos três últimos exercícios sociais (2017, 2016, 2015):

Contratos	Objeto	Valor Total (R\$ mil)	Plano de Investimento	Data de contratação	Desembolso em 2015	Desembolso em 2016	Desembolso em 2017	Desembolso total	Garantias
Financiamentos									
BNDES (Capex 2012-2013)**	Financiamento do CAPEX	217.185	2012/2013	28/08/2013	0%	0%	0%	89%	Recebíveis
BNDES (Capex 2014-2015)	Financiamento do CAPEX	215.126	2014/2015	28/12/2015	26%	66%	0%	92%	Recebíveis
Eletrobras**	Luz Para Todos	134.085	2004	03/03/2000	0%	0%	0%	86%	Recebíveis e nota promissória
Banco do Nordeste – FNE**	FNE/PROINFRA	106.187	2011	29/12/2004	0%	0%	0%	100%	Recebíveis, fiança bancária e conta reserva
Empréstimos									
Bônus de Desconto e Bônus ao Par**	Refinanciamento dívida	* 3.001	-	17/08/1997	0%	0%	0%	100%	Recebíveis e conta reserva
Itaú CCB	Capital de giro	150.000	-	20/03/2014	0%	0%	0%	100%	-
BB Agropecuário	Capital de giro	300.000	-	12/11/2014	0%	0%	0%	100%	-

*Valor em reais convertido pela taxa do dia da liberação 1,0808

** Recursos liberados e utilizados em exercícios anteriores a 2015

Os financiamentos contratados especificados na tabela acima (em R\$ mil) tiveram seus recursos liberados, nos respectivos períodos demonstrados, com o objetivo de financiar projetos de investimentos relacionados a conexão de novos clientes, expansão da rede elétrica no Estado do Ceará, melhoria da qualidade do serviço e combate ao furto e perdas de energia. Os percentuais não liberados relativos a BNDES e Eletrobrás refere-se a investimentos descritos inicialmente no plano de investimentos da Companhia, cuja execução não foi realizada em decorrência da substituição por outros projetos prioritários não contidos no projeto de financiamento ou por adiamento no prazo de execução dos projetos, o que tornou inviável a comprovação do investimento para permitir a liberação dos recursos por parte dos financiadores dentro dos prazos estabelecidos.

Os Diretores esclarecem que os empréstimos captados foram utilizados para financiar capital de giro e, eventualmente, refinar dívidas com vencimentos no curto prazo.

Exercício social findo em 31/12/2017

Neste exercício, a Companhia desembolsou R\$ 500 milhões de recursos contratados junto ao mercado de capitais, para financiar investimentos realizados pela Companhia, principalmente, na expansão e melhoria da rede elétrica, dentre outros projetos.

Exercício social findo em 31/12/2016

Neste exercício, a Companhia desembolsou R\$ 145 milhões de recursos contratados junto ao BNDES, corresponde a 66% do montante contratado, para financiar investimentos realizados pela Companhia, principalmente, na expansão e melhoria da rede elétrica, dentre outros projetos.

Exercício social findo em 31/12/2015

Neste exercício, a Companhia desembolsou R\$ 55 milhões de recursos contratados junto ao BNDES, corresponde a 26% do montante contratado, para financiar investimentos realizados pela Companhia, principalmente, na expansão e melhoria da rede elétrica,

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS - ATIVO
 (Valores expressos em milhares de reais)

	Análise Vertical		Análise Vertical		Análise Vertical		Análise Horizontal	
	31/12/2017	%	31/12/2016	%	31/12/2015	%	2017 vs. 2016	2016 vs. 2015
Ativo								
Circulante								
Caixa e equivalente de caixa	154.276	3%	168.127	3%	57.230	1%	-8%	194%
Títulos e valores mobiliários	82.206	1%	2.408	0%	7.262	0%	3314%	-67%
Consumidores	885.030	16%	799.536	16%	743.929	16%	11%	7%
Ativos financeiros setoriais	124.961	2%	90.352	2%	230.445	5%	38%	-61%
Subvenção CDE - desconto tarifário	365.188	6%	271.330	6%	259.489	6%	35%	5%
Cauções e depósitos	-	0%	44.562	1%	24.888	1%	-100%	79%
Tributos a compensar	74.342	1%	81.166	2%	74.345	2%	-8%	9%
Serviço em curso	41.618	1%	66.440	1%	55.982	1%	-37%	19%
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	0%	-	0%	3.156	0%	-	-100%
Outros créditos	95.925	2%	84.827	2%	109.732	2%	13%	-23%
Total do ativo circulante	1.823.546	32%	1.608.748	33%	1.566.458	34%	13%	3%
Não circulante								
Consumidores	7.585	0%	5.861	0%	10.845	0%	29%	-46%
Ativos financeiros setoriais	-	0%	-	0%	73.226	2%	-	-100%
Depósitos vinculados a litígios	41.676	1%	37.800	1%	41.844	1%	10%	-10%
Cauções e depósitos	25.485	0%	26.986	1%	25.575	1%	-6%	6%
Tributos a compensar	51.104	1%	32.364	1%	28.841	1%	58%	12%
Serviço em curso	38.534	1%	-	0%	-	0%	-	-
Tributos diferidos	67.064	1%	93.085	2%	111.238	2%	-28%	-16%
Benefício fiscal	42.499	1%	49.240	1%	56.606	1%	-14%	-13%
Instrumentos financeiros derivativos - swap	1.465	0%	-	0%	-	0%	-	-
Outros créditos	194	0%	1.618	0%	1.424	0%	-88%	14%
Ativo indenizável (concessão)	1.383.764	24%	1.103.190	22%	889.932	19%	25%	24%
Imobilizado	43.247	1%	55.782	1%	55.487	1%	-22%	1%
Intangível	2.173.905	38%	1.909.191	39%	1.748.244	38%	14%	9%
Total do ativo não circulante	3.876.522	68%	3.315.117	67%	3.043.262	66%	17%	9%
Total do ativo	5.700.068	100%	4.923.865	100%	4.609.720	100%	16%	7%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ S.A. BALANÇOS PATRIMONIAIS - PASSIVO (Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2017	Análise Vertical %	31/12/2016	Análise Vertical %	31/12/2015	Análise Vertical %	Análise Horizontal	
							2017 vs. 2016	2016 vs. 2015
Passivo								
Circulante								
Fornecedores	755.862	13%	497.299	10%	511.155	11%	52%	-3%
Empréstimos e financiamentos	314.375	6%	240.074	5%	205.505	4%	31%	17%
Debêntures	147.121	3%	143.957	3%	190.292	4%	2%	-24%
Salários, provisões e encargos sociais	# 45.774	1%	47.749	1%	36.746	1%	-4%	30%
Obrigações fiscais	133.828	2%	142.579	3%	117.563	3%	-6%	21%
Dividendos a pagar	85.514	2%	78.016	2%	72.667	2%	10%	7%
Taxas regulamentares	387.223	7%	304.886	6%	150.536	3%	27%	103%
Benefícios pós-emprego	2.593	0%	2.974	0%	2.040	0%	-13%	46%
Programa luz para todos	-	0%	12.537	0%	48.489	1%	-100%	-74%
Outras obrigações	60.330	1%	37.133	1%	22.346	0%	62%	66%
Total do ativo circulante	1.932.620	34%	1.507.204	31%	1.357.339	29%	28%	11%
Não circulante								
Fornecedores	-	0%	8	0%	6.765	0%	-100%	-100%
Empréstimos e financiamentos	335.270	6%	555.496	11%	638.933	14%	-40%	-13%
Debêntures	495.788	9%	140.164	3%	262.598	6%	254%	-47%
Passivos financeiros setoriais	6.874	0%	47.613	1%	-	0%	-86%	-
Obrigações fiscais	10.052	0%	12.770	0%	14.135	0%	-21%	-10%
Taxas regulamentares	85.540	2%	66.079	1%	49.967	1%	29%	32%
Benefícios pós-emprego	99.047	2%	93.748	2%	85.396	2%	6%	10%
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	151.655	3%	186.782	4%	188.806	4%	-19%	-1%
Outras obrigações	308	0%	545	0%	734	0%	-43%	-26%
Total do passivo não circulante	1.184.534	21%	1.103.205	22%	1.247.334	27%	7%	-12%
Patrimônio líquido								
Capital social	615.946	11%	554.946	11%	442.946	10%	11%	25%
Reserva de capital	358.671	6%	358.671	7%	358.671	8%	0%	0%
Reserva de lucros	1.607.279	28%	1.322.289	27%	1.201.730	26%	22%	10%
Outros resultados abrangentes	1.018	0%	-	0%	1.700	0%	-	-100%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	0%	77.550	2%	-	0%	-	-
Lucros acumulados	-	0%	-	0%	-	0%	-	-
Total do patrimônio líquido	2.582.914	45%	2.313.456	47%	2.005.047	43%	12%	15%
Total do passivo e patrimônio líquido	5.700.068	100%	4.923.865	100%	4.609.720	100%	16%	7%

Abaixo, os diretores comentam as variações significativas das contas patrimoniais.

Variações patrimoniais: 2017 versus 2016

Ativo Circulante (Caixa e equivalentes de caixa):

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 154.276 mil) sofreram uma redução de R\$ 13.851 mil quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 168.127 mil), em razão, principalmente, do recebimento de recursos referente ao reembolso de subsídios cruzados que estavam em atraso relativo à competência de 2015, os quais foram recebidos pela Companhia somente em 2016.

Ativo Circulante (Subvenção CDE - desconto tarifário):

Esta subvenção refere-se ao valor a ser repassado pela Eletrobrás, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras. Em 31 de dezembro de 2017, esta conta totalizou R\$ 365.188 mil, um aumento de R\$ 93.858 mil em relação a 31 de dezembro de 2016 (R\$ 271.330 mil). A variação é decorrente, principalmente, de:

- (i) Compensação da obrigação Encargo CDE com Valores a receber subsidio baixa renda – CDE

Os valores em aberto de novembro de 2014 até dezembro de 2017 (Resoluções homologatórias 1.711/14, 1882/15, 2.065/16 e 2.223/17) do subsidio baixa renda, foram objeto de compensação integral com os valores devidos à Eletrobrás relativos a Encargos CDE, por força de decisão liminar proferida em favor da Companhia em 08/07/2015. Em

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

função da decisão ser liminar, a Companhia mantém registrado também no passivo circulante, em taxas regulamentares, o montante de R\$ 338.159 (R\$ 277.699 em 2016), correspondente à parcela a repassar a CCEE decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

Ativo Circulante (Cauções e depósitos):

Em 31 de dezembro de 2017, os cauções e depósitos do ativo circulante tiveram uma diminuição de 100% em relação a 31 de dezembro de 2016. Essa variação se deu devido a reclassificação do valor para títulos e valores mobiliários, uma vez que tratam-se de valores disponíveis para utilização. As linhas que impactam essa operação ocorreram principalmente em função de aplicações no fundo de investimento Itaú-Unibanco Top DI.

Ativo Circulante e Não Circulante (Ativos financeiros setoriais):

Em 31 de dezembro de 2017, os ativos financeiros setoriais totalizaram R\$ 124.961 mil, um incremento de R\$ 34.609 mil em relação a 31 de dezembro de 2016. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo estas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC.

O aumento na rubrica de ativos financeiros setoriais é decorrente, principalmente, de (i) maiores amortizações do passivo regulatório do período passado (2016/2017); e (ii) do aumento do risco hidrológico e dos custos com compra de energia no ano de 2017. Ressalta-se também que as atualizações financeiras dos itens financeiros através da taxa SELIC do período, registrado em contrapartida ao resultado financeiro.

Ativo Não Circulante (Ativo indenizável - concessão):

Em 31 de dezembro de 2017, os ativos indenizáveis da concessão do ativo não circulante totalizaram R\$ 1.383.764 mil, um aumento de R\$ 280.574 mil em relação a 31 de dezembro de 2016 (R\$ 1.103.190 mil). Esta variação foi decorrente, principalmente, do efeito de R\$ 239.243 mil de transferências do ativo intangível e R\$ 41.331 mil de marcação a mercado do ativo indenizável.

Passivo Circulante (Taxas regulamentares):

O aumento de R\$ 82.337 mil entre os períodos analisados ocorreu em função dos seguintes fatores:

- (i) Incremento de R\$ 26 milhões referente ao aporte CCRBT, devido ao aumento do encargo de exposição involuntária, no repasse térmico e ao reconhecimento dos valores a serem repassados à conta centralizadora de bandeiras tarifárias;
- (ii) Aumento de R\$ 60 milhões nos encargos de CDE (Conta de desenvolvimento Energético), sendo R\$170 milhões referente as provisões do período e R\$110 milhões de pagamentos e compensações;
- (iii) Aumento de R\$ 1 milhão em outras taxas regulamentares, como eficiência energética e taxas de fiscalização.

Passivo Circulante e Não Circulante (Empréstimos e financiamentos e Debentures):

O aumento observado entre 2017 e 2016 no valor de R\$ 212.863 mil deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 500 milhões de debentures, R\$ 400 milhões de Notas Promissórias e R\$ 75 milhões do crédito agropecuário do Banco do Brasil), em conjunto com a correção monetária de 8 milhões e provisão de encargos de R\$ 94 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 765 milhões e R\$ 95 milhões.

Passivo Não Circulante (Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas):

A redução de R\$ 35.127 mil observada no ano de 2017 se deu, basicamente, pelo pagamento de causas regulatórias no montante de R\$ 32 milhões (R\$ 14 milhões referente a multa Aneel SFE-AI-003-14; R\$ 8 milhões referente a um Termo de Ajuste Aneel N° 49054 e R\$ 10 milhões referente a multa Aneel municípios CEE-AI-0004-14).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Patrimônio líquido:

Capital social

Em 25 de abril de 2017 através de Assembleia Geral Ordinária a Companhia aprovou a capitalização parcial do Saldo da Reserva de Capital de Giro, no valor de R\$ 61.000 mil sem a emissão de novas ações, justificando assim a variação observada.

Variações patrimoniais: 2016 versus 2015

Ativo Circulante (Caixa e equivalentes de caixa):

O saldo de caixa e equivalentes de caixa sofreu um aumento R\$ 110.897 mil quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, em razão, principalmente, do recebimento de recursos referente ao reembolso de subsídios cruzados que estavam em atrasado relativo à competência de 2015. Esses recursos, que totalizaram cerca de R\$ 150 milhões foram recebidos pela Companhia somente em 2016.

Ativo Circulante (Ativos financeiros setoriais):

Em 31 de dezembro de 2016, os ativos financeiros setoriais do ativo circulante, apresentaram uma redução de R\$ 140.093 mil, equivalente a -61% em relação a 31 de dezembro de 2015, que resultou em R\$ 230.445 mil. Em março de 2016, a Companhia foi comunicada pela CCEE que uma nova decisão judicial alterou o entendimento da aplicação da postergação dos 535 dias no cronograma de entrada de Jirau, de acordo com a interpretação inicial da ANEEL. Esta decisão judicial, adicionada a decisão administrativa da CCEE e ANEEL confortou a Direção da Companhia para autorizar a baixa da provisão em fornecedor no valor de R\$ 72.146 e, conseqüentemente, baixar o ativo regulatório (CVA energia) constituído no mesmo valor.

Ativo Circulante (Cauções e depósitos):

Em 31 de dezembro de 2016, esta linha do ativo circulante, apresentou um aumento de R\$ 19.674 mil, equivalente a 79% em relação a 31 de dezembro de 2015, que resultou em R\$ 24.888 mil. O principal motivo de tal variação ocorreu em função de aplicações no fundo de investimento Itaú-Unibanco Top DI (R\$ 24.569 em 31 de dezembro de 2015), justificada pelas novas retenções de fornecedores ocorridas no período.

Ativo Não Circulante (Ativo indenizável - concessão):

Em 31 de dezembro de 2016, esta linha do ativo não circulante apresentou um aumento de R\$ 213.258 mil, equivalente a 24% em relação a 31 de dezembro de 2015, que resultou em R\$ 889.932 mil. Esta variação foi motivada, basicamente, (i) pelo efeito de R\$ 160.408 mil de transferências do ativo intangível e (ii) pelo efeito da marcação a mercado do ativo indenizável de R\$ 52.850 mil.

Passivo Circulante (Taxas regulamentares):

A variação verificada entre os períodos, é decorrente, basicamente, do aumento do encargo de CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) que a Companhia mantém provisionada no passivo, embora tenha sido compensada por decisão judicial com créditos a receber de mesma origem.

Em 08 de julho de 2015, foi proferida em favor da Companhia, decisão liminar, autorizando a compensação integral dos valores devidos pela Eletrobrás, a título de subvenção tarifária, acumulado desde novembro de 2014, com os valores mensalmente devidos pela COELCE, a título de cota mensal da CDE. Em função de a decisão ser liminar, a Companhia mantém registrado no passivo circulante, na linha de taxas regulamentares, o montante correspondente à parcela a repassar a Eletrobrás decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

Passivo Circulante (Programa luz para todos):

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

A redução observada no montante de R\$ 35.952 mil é decorrente do pagamento, de forma parcelada, realizado pela Companhia no ano de 2016 neste montante, relativo aos subsídios recebidos do programa Luz para Todos em valor superior ao investimento realizado. O programa visa promover o acesso de famílias residentes em áreas rurais à energia elétrica, de forma gratuita, acabando com a exclusão elétrica, através de extensões de rede, implantação de sistemas isolados e realização de ligações domiciliares.

Passivo Circulante e Não Circulante (Empréstimos e financiamentos e Debentures):

A diminuição observada entre 2016 e 2015 no valor de R\$ 217.637 mil deve-se às amortizações de principal e encargos de dívida no montante de R\$ 515 milhões, parcialmente compensado com novas captações e provisões de encargo realizadas no período (R\$ 299 milhões).

Patrimônio líquido:

- **Capital social**

Em 27 de abril de 2016 foi deliberada, em Assembleia Geral de Acionistas, a capitalização parcial do saldo da reserva de Reforço de Capital de Giro no valor de R\$ 112.000 mil, o que motivou o aumento observado nesta rubrica.

- **Reserva de lucros**

O aumento de R\$ 120.559 mil observado entre 2016 e 2015 foi motivado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) lucro do ano de 2016 não distribuído contabilizado nessa reserva no montante de R\$ 149.547 mil, (ii) aumento da reserva de Incentivo fiscal Sudene em R\$ 83.012 mil; parcialmente compensado com (iii) a capitalização de parte dessa reserva (R\$ 112.000 mil), conforme comentado no item acima (capital social).

Variações patrimoniais: 2015 versus 2014

Ativo Circulante (Caixa e equivalentes de caixa):

O saldo de caixa e equivalentes de caixa sofreu uma redução de R\$ 123.204 mil quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, em razão, principalmente, do atraso no recebimento de recursos referente ao reembolso de subsídios cruzados relativo à competência de 2015. Esses recursos, que totalizaram cerca de R\$ 150 milhões somente foram recebidos pela Companhia no ano de 2016.

Ativo Circulante (Consumidores):

Em 31 de dezembro de 2015, a linha de consumidores (contas a receber) no ativo circulante totalizou R\$ 743.929 mil, um aumento de R\$ 237.015 mil, equivalente a 47% em relação a 31 de dezembro de 2014, que resultou em R\$ 506.914 mil.

Este aumento ocorreu principalmente em função dos seguintes fatores:

(i) **Revisão Tarifária 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 tarifárias 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.

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

Ativo Circulante (Subvenção CDE - desconto tarifário):

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Esta subvenção refere-se ao valor a ser repassado pela Eletrobrás, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

Compensação da obrigação Encargo CDE com Valores a receber do subsidio baixa renda – CDE

Os valores em aberto de novembro de 2014 até 31/12/2015 (Resoluções homologatórias 1.711/14, 1882/15), foram objeto de compensação integral com os valores devidos à Eletrobrás relativos a Encargos CDE, por força de decisão liminar proferida em favor da Companhia em 08/07/2015. Em função da decisão ser liminar, a Companhia mantém registrado no passivo circulante, em taxas regulamentares, o montante correspondente à parcela a repassar a Eletrobrás decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

Em 31 de dezembro de 2015, esta conta totalizou R\$ 259.489 mil, um aumento de R\$ 156.186 mil, equivalente a 151% em relação a 31 de dezembro de 2014, que resultou em R\$ 103.303 mil. A variação é decorrente, principalmente, da Resolução Homologatória nº 1.857, a qual estabeleceu que a Eletrobrás deveria atualizar os valores dos repasses dos recursos da CDE realizados em atraso com relação à data fixada para repasse pela variação mensal do IPCA e que teve que ser aplicada a partir de março/2015.

Ativo Não Circulante (Ativos financeiros setoriais):

Em 31 de dezembro de 2015, este grupo do ativo não circulante totalizou R\$ 73.226 mil, uma redução de R\$ 81.703 mil, equivalente a -53% em relação a 31 de dezembro de 2014, que resultou em R\$ 154.929 mil. As variações desses ativos são apuradas por meio da diferença entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo estas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC. A redução decorre, basicamente, da amortização dos ativos setoriais registrados no exercício anterior que passaram a compor a tarifa de 2015.

Ativo Não Circulante (Ativo indenizável - concessão):

No período findo em 31 de dezembro de 2015, os ativos indenizáveis da concessão do ativo não circulante apresentaram um aumento de R\$ 106.219 mil, equivalente a 14% em relação a 31 de dezembro de 2014, que resultou em R\$ 783.713 mil. Estas variações foram decorrentes principalmente do efeito de R\$ 109.108 mil de transferências do ativo intangível, compensado com uma redução de R\$ 2.889 mil relativa a marcação a mercado do ativo indenizável.

Passivo Circulante (Fornecedores):

O aumento de R\$ 76.891 mil observado nesta rubrica é decorrente basicamente do maior custo de compra de energia no ano de 2015. O volume total de venda de energia para o mercado cativo na área de concessão da Coelce no ano de 2015 apresentou um incremento 185 GWh em relação ao ano de 2014.

Passivo Circulante e não circulante (Empréstimos e financiamentos e Debentures):

A variação conjunta verificada nas rubricas de Empréstimos e Financiamentos e Debentures (circulante e não circulante) dos saldos de 2015 em relação aos de 2014, um aumento no valor de R\$ 31.699 mil, deve-se, basicamente, a novas captações de dívidas (R\$ 87 milhões em linhas bancárias e R\$ 55 milhões de recursos oriundos do BNDES) e ao efeito líquido de encargos financeiros provisionados e pagos no período (R\$ 41 milhões), os quais foram parcialmente compensados pelas amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 155 milhões.

Passivo Circulante (Obrigações fiscais):

O aumento de R\$ 43.982 mil observado em 2015 em relação ao saldo de 2014 deve-se, principalmente, aos seguintes fatores: (i) aumento de ICMS a pagar no montante de R\$ 29 milhões e (ii) de COFINS a pagar no valor de R\$ 11 milhões. Esses incrementos são justificados pelo aumento de tarifa ocorrido no período conforme já mencionado acima no item “Ativo circulante (consumidores)”.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Passivo Circulante (Taxas regulamentares):

A variação verificada entre os períodos, é decorrente, basicamente, do aumento do encargo de CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) que a Companhia mantém provisionado no passivo, embora tenha sido compensada por decisão judicial com créditos a receber de mesma origem.

Em 08 de julho de 2015, foi proferida em favor da Companhia, decisão liminar, autorizando a compensação integral dos valores devidos pela Eletrobrás, a título de subvenção tarifária, acumulado desde novembro de 2014, com os valores mensalmente devidos pela COELCE, a título de cota mensal da CDE. Em função de a decisão ser liminar, a Companhia mantém registrado no passivo circulante, na linha de taxas regulamentares, o montante correspondente à parcela a repassar a Eletrobrás decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

Patrimônio Líquido (Reserva de lucros)

O aumento de R\$ 291.179 mil observado entre 2015 e 2014 foi motivado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) lucro do ano de 2015 não distribuído contabilizado nessa reserva no montante de R\$ 216.500 mil e (ii) aumento da reserva de Incentivo fiscal Sudene em R\$ 74.679 mil.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Demonstrativo de Resultado Análise Vertical e Horizontal	Exercício social findo em 31/12/2017		Exercício social findo em 31/12/2016		Exercício social findo em 31/12/2015		Var. % 2017 x 2016	Var. % 2016 x 2015
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%		
Receita Operacional	6.858.949	100,0%	6.381.452	100,0%	6.314.514	100,0%	7,5%	1,1%
Fornecimento de energia elétrica	5.320.535	77,6%	5.399.477	84,6%	4.758.742	75,4%	-1,5%	13,5%
Ativos e passivos financeiros setoriais	137.222	2,0%	(182.710)	-2,9%	557.910	8,8%	-175,1%	-132,7%
Subvenção Baixa Renda	200.012	2,9%	191.538	3,0%	185.946	2,9%	4,4%	3,0%
Subvenção CDE - Desconto tarifário	249.949	3,6%	262.091	4,1%	222.857	3,5%	-4,6%	17,6%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	183.110	2,7%	132.426	2,1%	100.909	1,6%	38,3%	31,2%
Receita de Construção	693.883	10,1%	506.523	7,9%	412.799	6,5%	37,0%	22,7%
Outras Receitas	74.238	1,1%	72.107	1,1%	75.351	1,2%	3,0%	-4,3%
Deduções da Receita	(2.264.530)	-33,0%	(2.284.006)	-35,8%	(2.184.350)	-34,6%	-0,9%	4,6%
ICMS	(1.314.438)	-19,2%	(1.320.675)	-20,7%	(1.231.703)	-19,5%	-0,5%	7,2%
COFINS	(474.222)	-6,9%	(447.311)	-7,0%	(472.537)	-7,5%	6,0%	-5,3%
PIS	(102.956)	-1,5%	(97.114)	-1,5%	(102.600)	-1,6%	6,0%	-5,3%
Programa de eficiência energética e P&D	(38.354)	-0,6%	(39.580)	-0,6%	(32.159)	-0,5%	-3,1%	23,1%
Encargo CDE e outros encargos	(327.710)	-4,8%	(373.482)	-5,9%	(340.375)	-5,4%	-12,3%	9,7%
Outros impostos e contribuições a receita	(6.850)	-0,1%	(5.844)	-0,1%	(4.976)	-0,1%	17,2%	17,4%
Receita Operacional Líquida	4.594.419	67,0%	4.097.446	64,2%	4.130.164	65,4%	12,1%	-0,8%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(3.975.970)	-58,0%	(3.538.307)	-55,4%	(3.625.638)	-57,4%	12,4%	-2,4%
Custos e despesas não gerenciáveis	(2.530.285)	-36,9%	(2.225.921)	-34,9%	(2.513.595)	-39,8%	13,7%	-11,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.385.638)	-34,8%	(2.051.697)	-32,2%	(2.315.396)	-36,7%	16,3%	-11,4%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(144.647)	-2,1%	(174.224)	-2,7%	(198.199)	-3,1%	-17,0%	-12,1%
Custos e despesas gerenciáveis	(1.445.685)	-21,1%	(1.312.386)	-20,6%	(1.112.043)	-17,6%	10,2%	18,0%
Pessoal	(161.338)	-2,4%	(152.734)	-2,4%	(171.001)	-2,7%	5,6%	-10,7%
Material e Serviços de Terceiros	(342.888)	-5,0%	(313.521)	-4,9%	(276.989)	-4,4%	9,4%	13,2%
Depreciação e Amortização	(174.375)	-2,5%	(156.750)	-2,5%	(144.262)	-2,3%	11,2%	8,7%
Custos de Desativação de Bens	(22.165)	-0,3%	(48.702)	-0,8%	(16.544)	-0,3%	-54,5%	194,4%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(33.044)	-0,5%	(113.331)	-1,8%	(29.465)	-0,5%	-70,8%	284,6%
Provisões para Contingências	(2.159)	0,0%	(13.148)	-0,2%	(18.521)	-0,3%	-83,6%	-29,0%
Custo de Construção	(693.883)	-10,1%	(506.523)	-7,9%	(412.799)	-6,5%	37,0%	22,7%
Outras Despesas Operacionais	(62.867)	-0,9%	(54.294)	-0,9%	(42.462)	-0,7%	15,8%	27,9%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	47.034	0,7%	46.617	0,7%	-	0,0%	0,9%	N.A
EBITDA	792.824	11,6%	715.889	11,2%	648.788	10,3%	10,7%	10,3%
Resultado do Serviço	618.449	9,0%	559.139	8,8%	504.526	8,0%	10,6%	10,8%
Resultado Financeiro	(75.968)	-1,1%	(73.001)	-1,1%	(64.175)	-1,0%	4,1%	13,8%
Receita Financeira	93.048	1,4%	154.315	2,4%	188.994	3,0%	-39,7%	-18,3%
Renda de aplicação financeira	9.562	0,1%	34.164	0,5%	14.379	0,2%	-72,0%	137,6%
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes	31.960	0,5%	30.137	0,5%	62.372	1,0%	6,0%	-51,7%
Receita de ativo indenizável	41.331	0,6%	52.850	0,8%	41.381	0,7%	-21,8%	27,7%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	0	0,0%	8.547	0,1%	45.047	0,7%	-	-81,0%
Variações monetárias de dívida	2.165	0,0%	7.927	0,1%	0	0,0%	-72,7%	-
Outras receitas financeiras	8.030	0,1%	20.690	0,3%	25.815	0,4%	-61,2%	-19,9%
Despesas financeiras	(169.016)	-2,5%	(227.316)	-3,6%	(253.169)	-4,0%	-25,6%	-10,2%
Variações monetárias de Dívida	(10.082)	-0,1%	(33.747)	-0,5%	(41.587)	-0,7%	-70,1%	-18,9%
Encargos de Dívidas	(94.149)	-1,4%	(128.538)	-2,0%	(126.081)	-2,0%	-26,8%	1,9%
Encargos fundo de pensão	(10.570)	-0,2%	(11.522)	-0,2%	(9.722)	-0,2%	-8,3%	18,5%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(10.502)	-0,2%	-	0,0%	-	0,0%	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(14.612)	-0,2%	(30.303)	-0,5%	(28.496)	-0,5%	-51,8%	-
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(2.742)	0,0%	(6.944)	-0,1%	(7.146)	-0,1%	-60,5%	-2,8%
Outras Multas	(10.635)	-0,2%	(3.194)	-0,1%	(15.327)	-0,2%	233,0%	-79,2%
Outras despesas financeiras	(15.724)	-0,2%	(13.068)	-0,2%	(24.810)	-0,4%	20,3%	-47,3%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	542.481	7,9%	486.138	7,6%	440.351	7,0%	11,6%	10,4%
Tributos e Outros	(106.702)	-1,6%	(93.081)	-1,5%	(77.281)	-1,2%	14,6%	20,4%
IR e CSLL	(195.839)	-2,9%	(168.728)	-2,6%	(143.911)	-2,3%	16,1%	17,2%
Incentivo fiscal SUDENE	95.878	1,4%	83.012	1,3%	74.679	1,2%	15,5%	11,2%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(6.741)	-0,1%	(7.365)	-0,1%	(8.049)	-0,1%	-8,5%	-8,5%
Lucro Líquido do Período	435.779	6,4%	393.057	6,2%	363.070	5,7%	10,9%	8,3%

Comparativo do Resultado de 2017 x 2016

A Coelce encerrou 2017 com 4.016.768 unidades consumidoras ("consumidores"), 3,3% superior em relação ao número de consumidores registrado ao final do mesmo período do ano anterior. O acréscimo observado entre os períodos

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e comercial, com mais 62.903 e 796 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\$ 403 milhões.

O volume total de venda e transporte de energia para o mercado cativo na área de concessão da Coelce no ano de 2017 foi de 9.564 Gwh, uma redução de 666 GWh em relação ao ano de 2016 (10.260 Gwh), a qual foi parcialmente compensada por um maior volume de energia transportada para os clientes livres no ano de 2017, 513 GWh superior ao registrado em 2016. 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 9.594 Gwh no ano de 2017, uma redução de 6,5% quando comparado com 2016 (10.260 Gwh). Essa redução foi motivada, principalmente, pela migração de consumidores cativos comercial e industrial para o mercado livre.

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Coelce. Em 2017, o indicador DEC foi de 8,78, apresentando uma melhoria quando comparado a 2016, devido a instalação de equipamentos de telecontrole, enquanto que o FEC em 2017 ficou em 5,37, apresentando assim uma pioria em relação a 2016, devido ao aumento de descargas atmosféricas e degradação de material durante o ano de 2017.

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 13,95% em 2017, um acréscimo de 1,41 p.p. em relação às perdas registradas em 2016, de 12,54%. Este aumento é explicado, principalmente, pela retração da economia do estado que gerou um aumento no furto de energia, em conjunto com o efeito de revisão da metodologia de medição de iluminação pública.

A Coelce investiu R\$ 151 milhões em qualidade do sistema no ano de 2017, e R\$ 34 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 2017 e 2016.

Receita Operacional

Em 2017, a receita operacional bruta da Coelce foi de R\$ 6.859 milhões, um incremento de R\$ 477 milhões em relação a 2016 (R\$ 6.381 milhões). Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2017, alcançou o montante de R\$ 6,16 bilhões, o que representa um aumento de 4,9% (R\$ 290 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 5,87 bilhões. Este aumento é o efeito líquido dos seguintes fatores:

Ativos e passivos financeiros setoriais (incremento de R\$ 320 milhões): este incremento deve-se, principalmente, aos seguintes fatores: (i) maiores amortizações do passivo regulatório do período passado (2016/2017); e (ii) o aumento do risco hidrológico e dos custos com compra de energia no ano de 2017.

Receita de uso da rede elétrica – consumidores livres - revenda (incremento de R\$ 51 milhões): deve-se ao aumento de 37,9% no volume de energia vendida para o mercado livre da Companhia (1.868 GWh em 2017 versus 1.355 GWh em 2016).

Esse efeito foi parcialmente compensado por:

Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo (redução de R\$ 83 milhões): esta redução está associada, principalmente, aos seguintes fatores: (i) 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; e (ii) redução de 6,5% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.594 GWh em 2017 versus 10.260 GWh em 2016).

Deduções da Receita

As deduções da receita em 2017 apresentaram um total de R\$ 2.265 milhões, uma redução de R\$ 19 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 2.284 milhões). Esta redução é o efeito das seguintes variações:

Tributos (incremento de R\$ 27 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 (redução de R\$ 46 milhões): Esta redução deve-se, principalmente, a aprovação da Resolução homologatória Nº 2.204 de 07/03/2017, que aprovou o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético, o qual reduziu o orçamento da CDE-USO em comparação ao orçado no ano anterior.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Custo do Serviço/Despesa Operacional

Os custos e despesas operacionais em 2017 alcançaram R\$ 3.976 milhões, um incremento de R\$ 438 milhões em relação ao mesmo período do ano passado (R\$ 3.538 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia, em 2017, alcançaram o montante de R\$ 3,28 bilhões, o que representa um aumento de 8,26% (R\$ 250 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 3,03 bilhões. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Energia Elétrica comprada para Revenda (incremento de R\$ 334 milhões): deve-se, principalmente, a (i) reajustes contratuais, (ii) estorno de provisão de custo de pagamento à UHE Jirau de R\$ 72 milhões no primeiro trimestre de 2016, (iii) maior risco hidrológico, devido a piora do cenário de hidrologia na região nordeste, ocasionando um aumento de preço marginal da operação em 2017 versus 2016.

Redução na rubrica de encargo do Uso da Rede Elétrica (redução de R\$ 30 milhões): se explica, basicamente, por menor custo com ESS (Encargo de Serviço do Sistema) no ano de 2017, devido a um menor despacho térmico fora da ordem de mérito utilizado para preservar a segurança energética do sistema.

Custos e despesas gerenciáveis (incremento de R\$ 133 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2017, alcançaram o montante de R\$ 752 milhões, o que representa uma redução de 6,71% (R\$ 54 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 806 milhões:

(i) Redução de 54,5% (R\$ 27 milhões) no custo de desativação de bens se deve ao maior volume de investimentos realizados em 2016 que necessitou realizar troca de equipamentos ainda não totalmente depreciados, gerando assim maior custo de desativação no período anterior.

(ii) Redução de 70,8% (R\$ 80 milhões) na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, principalmente, em função da Companhia ter revisado em 2017 seu critério de constituição de créditos de difícil recebimento. Dentre as principais mudanças destaca-se a revisão do critério de reconhecimento da Provisão para Devedores Duvidosos de clientes residenciais para os quais se observou melhoria no perfil de crédito. Para esses clientes a Companhia passou a provisionar apenas créditos vencidos há mais de 180 dias (anteriormente 90 dias).

(iii) Redução de 71,4% (R\$ 9 milhões) na rubrica de Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas devido, principalmente, a movimentações ocorridas nos processos cíveis e trabalhistas, cuja estimativa de perda passou de provável para possível e remota.

Esse efeito foi parcialmente compensado por:

(iv) Aumento de 4,6% (R\$ 9 milhões) nas despesas com pessoal, se deve, principalmente, ao reajuste salarial anual de 8,5% aplicado a partir de novembro de 2016, equivalente a 100% do INPC acumulado no período de nov/2015 a out/2016. Ressalta-se ainda que referido índice de reajuste é resultado da negociação do Acordo Coletivo de Trabalho.

(v) Aumento de 9,4% (R\$ 29 milhões) em materiais e serviços de terceiros em razão basicamente de reajustes contratuais e aumento da atividade de operação e manutenção.

(vi) Aumento de 11,2% (R\$ 18 milhões) em depreciação e amortização decorrente de maiores investimentos.

EBITDA

O EBITDA da Coelce em 2017 atingiu o montante de R\$ 793 milhões, o que representa um incremento de R\$ 77 milhões em relação ao ano de 2016. A margem EBITDA da Companhia em 2017 foi de 17,26%, com uma redução de 0,21 p.p. em relação a 2016. A margem EBITDA ex custo de construção da Companhia em 2017 foi de 20,33%, o que representa um incremento de 0,39 p.p. em relação a 2016.

Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Coelce encerraram 2017 em R\$ 76 milhões, um incremento de R\$ 3 milhões em relação ao ano anterior (R\$ 73 milhões). Este incremento é o efeito líquido das seguintes variações:

Renda de aplicação financeira (redução de R\$ 25 milhões): A variação explica-se devido aos seguintes fatores: (i) o CDI, índice que mede a rentabilidade das aplicações financeiras, reduziu no período, acompanhando o movimento da taxa básica de juros (SELIC). O CDI acumulado em 12 meses reduziu de 14,06% em 2016 para 10,06% em 2017; (ii) o caixa médio apresentou uma redução passando de R\$ 245 milhões em 2016 para R\$ 99 milhões no 2017.

Receita de ativo indenizável (redução de R\$ 12 milhões): A variação reflete a redução do IPCA acumulado entre os períodos analisados (6,29% em 2016 versus 2,95% em 2017).

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Variações monetárias de ativos e passivos setoriais - receitas/despesas (aumento de despesa líquida em R\$ 19 milhões): Esta variação é devido o saldo líquido ser mais passivo do que ativo ao longo do ano, o que gerou uma despesa.

Variações Monetárias de Dívida – receita/despesa (redução de despesa líquida em R\$ 18 milhões): Esta variação é explicada principalmente pela redução do IPCA entre os anos comparados.

Encargos de Dívidas (redução de R\$ 35 milhões): Esta variação é reflexo de menor saldo médio de dívida durante 2017 e menor CDI, reduzindo assim os encargos entre os períodos analisados.

Tributos e Outros

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) alcançaram um montante de R\$ 107 milhões em 2017, um incremento de R\$ 14 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 93 milhões). Esta variação é, principalmente, reflexo do aumento da base de cálculo do benefício SUDENE.

Lucro Líquido do Período

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou em 2017 um lucro líquido de R\$ 436 milhões, valor R\$ 43 milhões superior ao registrado no ano de 2016 (R\$ 393 milhões). A Margem Líquida em 2017 alcançou 9,48%. Excluindo-se a receita de custo de construção, a Margem Líquida da Companhia atingiu 11,17% (10,95% em 2016).

Endividamento e Liquidez

A variação da dívida bruta nos últimos 12 meses (posição Dez/2017) deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 500 milhões de debêntures, R\$ 400 milhões de Notas Promissórias e R\$ 75 milhões do crédito agropecuário do Banco do Brasil), em conjunto com a correção monetária de 8 milhões e provisão de encargos de R\$ 94 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 765 milhões e R\$ 95 milhões.

A Coelce encerrou 2017 com o custo médio da dívida de 9,56% a.a., ou CDI - 0,92% a.a.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 140 milhões em limites abertos de conta garantida e linha comprometida para utilização em operações de curto prazo.

Classificação de Riscos (Rating)

Em novembro de 2017, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings atribuiu o rating Nacional de longo prazo 'AAA(bra)' à Companhia. A perspectiva do rating é estável.

Em 21 de fevereiro de 2018, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") elevou o rating de crédito corporativo da Coelce de longo prazo na Escala Nacional Brasil de 'brAA-' para 'brAAA'. A perspectiva do rating de longo prazo é estável. Além disso, foi elevado também o rating atribuído à terceira emissão de debêntures de 'brAA-' para 'brAAA'.

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.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

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

Em 2016, a receita operacional bruta da Coelce foi de R\$ 6.381 milhões, 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\$ 640 milhões comparado com o ano anterior (R\$ 4.759 milhões). 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 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\$ 3.626 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

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(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\$ 17 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.
- 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 (R\$ 649 milhões).

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 (R\$ 64 milhões). 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 total de R\$ 93 milhões, um incremento de R\$ 16 milhões em relação ao ano de 2015 (R\$ 77 milhões). 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.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

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.

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 alcançou um montante de R\$ 6.314 milhões, um incremento de 36,1% em relação ao ano de 2014 (R\$ 4.638 milhões). Esse incremento é resultado dos seguintes principais efeitos:

- Incremento de 31,1% (R\$ 4.759 milhões em 2015 versus R\$ 3.562 milhões em 2014) 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 consequente 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.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

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 milhões nos encargos setoriais, conforme informações disponíveis na DFP de 31/12/2015: 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.

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\$ 211,6 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.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

(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.

(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).

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

10.2. Os diretores devem comentar:

a. resultados das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita;

A receita da Companhia dos exercícios findos em 2015, 2016, 2017 é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia dos consumidores da área de concessão. A tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas podem afetar a receita da Coelce. Além disso, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete as mudanças na economia do Estado do Ceará (área de concessão da Coelce). Os Diretores entendem que 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.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais.

2017

Em 2017, a receita pelo fornecimento de energia elétrica atingiu um montante de R\$ 5.321 milhões, representando 77,6% da receita bruta total. Neste período, a receita oriunda do fornecimento de energia elétrica foi impactada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) 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; e
- (ii) redução de 6,5% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.594 GWh em 2017 versus 10.260 GWh em 2016).

Outro fator que impactou a receita em 2017 foram os ativos e passivos financeiros setoriais, onde foram registrados maiores amortizações do passivo regulatório do período passado (2016/2017) que serão refletidos no próximo reajuste tarifário em abril de 2018. Além disso, os ativos regulatórios devem-se, principalmente, a um maior custo de compra de energia em 2017 em relação ao que se encontra na tarifa.

2016

Em 2016, a receita pelo fornecimento de energia elétrica impactou de forma significativa a receita bruta da Companhia, atingindo um montante total de R\$ 5.399 milhões. Neste período, a receita oriunda do fornecimento de energia foi impactada pelo 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, aliado ao 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).

A receita operacional bruta da companhia em 2016 também foi impactada pelo aumento da Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica, que atingiu um montante total de R\$ 132 milhões (versus R\$ 101 milhões registrados em 2015), resultado, principalmente, do aumento da base de clientes livres da Companhia.

Os efeitos acima expostos foram parcialmente compensados pela maior contabilização de passivos regulatórios no período, os quais são deduzidos no reajuste tarifário do ano seguinte (abril de 2017), e recuperação dos ativos setoriais que foram constituídos no ano de 2015, os quais 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 do respectivo ano.

2015

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

Em 2015, a receita pelo fornecimento de energia elétrica atingiu um montante de R\$ 4.759* milhões, representando 75% da receita bruta total. Neste período, a receita oriunda do fornecimento de energia elétrica foi impactada, principalmente, pelos seguintes fatores:

(i) Efeito da 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 classificado na categoria Residencial 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 (em termos contábeis, isso significa que houve uma "reclassificação" da rubrica Subsidio Baixa Renda para Fornecimento de Energia Elétrica).

(iv) Incremento de R\$ 252 milhões (R\$ 558 milhões em 2016 x R\$ 306 milhões em 2014) 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).

(v) 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.

* valor apresentado conforme com as Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) divulgadas pela Companhia referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

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 preveem 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. No ano de 2017, as bandeiras tarifárias tiveram os seguintes acréscimos:

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

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis.

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 2.203/2017)

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

De 01/02/2016 à 31/01/2017 – A tarifa passou a ter dois patamares de acréscimo (R\$ 3,00 ou R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos);

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

De 01/02/2017 à 31/10/2017 - A tarifa dos dois patamares passou a ser R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 3,50 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos. (REH 2.203/2017)

A partir de 01/11/2017 - A tarifa da bandeira patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017).

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. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida significativa denominada em moeda estrangeira.

10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras

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

a. introdução ou alienação de segmento operacional;

Não aplicável em razão da Companhia não ter introduzido ou alienado segmento operacional. Além disso, a Companhia não prevê efeitos futuros relativos a estes fatos.

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. Além disso, a Companhia não prevê efeitos futuros relativos a estes fatos.

c. eventos ou operações não usuais.

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período. Além disso, a Companhia não prevê efeitos futuros relativos a estes fatos.

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.

2017

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS).

As Demonstrações contábeis 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, por sua vez, estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

As Demonstrações contábeis foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens: Instrumentos financeiros – mensurados a valor justo por meio do resultado; Instrumentos financeiros - disponíveis para venda; Contingências e Benefício a empregados.

A elaboração de Demonstrações contábeis 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: receita não faturada, imposto de renda e contribuição social diferidos, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, provisões para riscos tributários, ambientais, cíveis e trabalhistas, benefícios pós-emprego, intangível (amortização) e instrumentos financeiros.

Adicionalmente, a Companhia considerou as orientações emanadas da Orientação Técnica OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas Demonstrações contábeis. Desta forma, as informações relevantes próprias das Demonstrações contábeis estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas pela Administração na sua gestão.

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 contábeis.

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.

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.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

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.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis;

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia nos últimos três exercícios sociais, que é a data mais atualizada da Companhia referente ao exercício social corrente.

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.

2017

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 2017, 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 2017, 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.

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.

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.

Os diretores esclarecem que a preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados. A seguir, os Diretores apresentam e comentam apenas sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da Companhia.

- Tributos diferidos sobre os lucros

A Companhia utiliza de julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os Diretores declaram que os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. O tributo diferido passivo é reconhecido integralmente. A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano Estratégico da Companhia. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) tarifa de energia; ii) crescimento da demanda; iii) resultado financeiro líquido

- Provisão para crédito de liquidação duvidosa

São monitoradas regularmente pela Administração, sendo constituídas em montante considerado suficiente para cobrir perdas na realização das contas a receber. As evidências de perdas consideradas na avaliação incluem: casos de dificuldades financeiras significativas, inclusive de setores específicos, cobrança judicial, pedido de falência ou recuperação judicial e outros.

- Provisão para contingências

A Companhia é parte envolvida em diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias decorrente do curso normal de suas operações, cujas estimativas para determinar os valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos são realizadas pela Companhia, com base em pareceres de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

- Avaliação da perda do valor recuperável do ativo imobilizado e intangível
Os Diretores consideram que existem incertezas relacionadas com as premissas utilizadas na mensuração do valor recuperável do ativo, inclusive recuperabilidade dos custos de desenvolvimento.
- Mensuração dos benefícios definidos:

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- (i) Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro;

- (ii) Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (per capita) da Companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos. Essas e outras estimativas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais

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 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 nos últimos três exercícios sociais.

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 referentes aos últimos três exercícios sociais.

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.

Em 2017, foram conectados cerca de 127 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 exercício de 2018 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:

Investimentos (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2015
Novas Conexões	402.624	327.454	176.875
Rede	185.227	124.999	83.963
Combate às Perdas	33.961	35.419	35.764
Qualidade do Sistema Elétrico	151.266	89.580	48.199
Outros	128.810	112.266	107.191
Variação de Estoque	(259)	(28.615)	83.745
Total Investido	716.402	536.104	451.774
Aportes / Subsídios	(37.183)	(23.464)	(25.107)
Investimento Líquido	679.219	512.640	426.667

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;

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.

10.8 - Plano de Negócios

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.

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

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.

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 Conselho de Administração reunir-se-á, com a presença da maioria de seus membros efetivos ou suplentes, trimestralmente, ou quando necessário, sempre que convocado por seu Presidente ou pelo Vice-Presidente, ou ainda por dois de seus membros, com a antecedência mínima de 02 (dois) dias úteis, salvo se a reunião houver de se realizar em local diferente do que o da sede social, em cujo caso a convocação requererá uma antecedência mínima de 05 (cinco) dias úteis, sendo certo que as convocações deverão conter as respectivas ordens do dia. As deliberações, consignadas em ata no livro próprio, serão tomadas por maioria de votos. A convocação prévia será tida como dispensada se todos os membros do Conselho estiverem presentes à reunião. Os membros do Conselho poderão ser representados nas reuniões por outro Conselheiro que indicarem, por instrumento escrito.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Os Conselheiros poderão participar das reuniões por conferência telefônica ou vídeo-conferência ou por qualquer outro meio de comunicação que permita a identificação dos participantes e a comunicação entre eles, independentemente do local onde se encontrem.

O Conselho de Administração não possui um regimento interno próprio.

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 2018 foi devidamente instalado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia realizada em 26 de abril de 2018, 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. O mandato do Conselho Fiscal é de um ano, com possibilidade de reeleição pela assembleia geral. Sua principal responsabilidade é fiscalizar os atos dos administradores, inclusive as demonstrações financeiras, dando parecer aos acionistas.

Em 2017, foram realizadas 05 reuniões. Todos os integrantes do Conselho Fiscal recebem uma remuneração mensal, que não está vinculada ao desempenho da Companhia.

O Conselho Fiscal não possui um regimento interno próprio.

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) desta seção abaixo, com mandato de três anos e reeleição permitida.

A Diretoria Executiva não possui regimento interno próprio.

A Companhia é representada ativa e passivamente pelo Diretor Presidente ou, ainda, individualmente, por qualquer outro Diretor, dentro dos limites e abrangência de suas respectivas atribuições e responsabilidades.

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 item (d) desta seção abaixo.

A Companhia obrigar-se-á pela assinatura do Diretor Presidente ou, ainda, individualmente, pela de qualquer outro Diretor, dentro dos limites e abrangência de suas respectivas atribuições e responsabilidades.

Além disso, a Companhia poderá, ainda, ser representada por procuradores devidamente constituídos. As procurações a serem outorgadas pela Companhia serão assinadas individualmente pelo Diretor Presidente ou, ainda, por qualquer outro Diretor, no âmbito e limites de suas respectivas atribuições e responsabilidades. As procurações outorgadas pela Companhia terão prazo de validade máximo de 01 (um ano), exceto com relação às procurações ad judicium e para defesa da Companhia em procedimentos administrativos, cujo prazo de validade poderá ser indeterminado, e às procurações outorgadas a instituições financeiras, que poderão ser estabelecidas pelo prazo do(s) respectivo(s) contrato(s) de financiamento.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, no caso de impedimento temporário ou vacância dos membros da Diretoria, as funções do diretor impedido ou vacante serão acumuladas interinamente pelo Diretor Presidente ou, por sua indicação, por um outro Diretor até o retorno do Diretor temporariamente impedido, enquanto ainda vigente seu mandato, ou até a eleição de seu substituto pelo Conselho de Administração.

A Diretoria reunir-se-á sempre que convocada por qualquer dos diretores, mediante aviso com antecedência mínima de 2 (dois) dias, o qual será dispensado no caso de estarem presentes todos os diretores. As deliberações serão tomadas pelo voto da maioria de diretores presentes à reunião, cabendo ao Diretor Presidente o voto de qualidade em caso de empate, o que deverá se comunicado ao Conselho de Administração.

À Diretoria caberá, ainda, observada a fixação da orientação geral dos negócios pelo Conselho de Administração, na forma das disposições do artigo 15 do Estatuto Social da Companhia, assegurar o funcionamento regular da Companhia.

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, que são órgãos da *holding* Enel Brasil, adotado pelas demais Companhias do Grupo Enel no 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.

O Comitê de Supervisão do Programa de Integridade da Enel Brasil tem como principal objetivo monitorar a eficácia e atualização do Programa de Integridade do Grupo Enel Brasil, a fim de prevenir ou mitigar os riscos que possam gerar responsabilidades para a Enel e para as Sociedades. Para isso, fiscaliza o cumprimento das disposições do Programa e das normas éticas aplicáveis; verifica a eficiência do Programa para prevenir a ocorrência de quaisquer situações contrárias ao mesmo ou à legislação vigente; atualizar o Programa com o intuito de adaptá-lo às necessidades das Sociedades e as mudanças legais; e analisa o descumprimento éticos identificados e determinar as medidas disciplinares aplicáveis (neste caso em reunião extraordinária em conjunto com o Presidente das companhias do grupo Enel no Brasil e o responsável direto da companhia/área afetada).

Adicionalmente, por ser parte do Grupo Enel, a Companhia está sujeita a gestão de riscos de mercado, a nível corporativo, que envolve o Comitê Global de Gerenciamento de Riscos Financeiros, na forma estabelecida pelo controlador da Companhia. O Comitê Global de Gerenciamento de Riscos possui as seguintes atribuições: aprovar as políticas de riscos propostas pelo Controller de risco da holding Enel Brasil; 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.

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 Global de Gerenciamento de Riscos Financeiros:
Acompanha e analisa a gestão em conformidade com a Norma Global 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:

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

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:
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.

Nenhum dos comitês citados acima possui regimento interno próprio.

Auditoria Interna

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.

Os procedimentos da Auditoria Interna constituem exames e investigações subjetivos de avaliação, que permitem a Auditoria Interna obter subsídios suficientes para fundamentar suas conclusões e recomendações à administração da entidade.

Não há nenhum relacionamento direto entre os órgãos de administração da Companhia (Conselho Fiscal, Conselho de Administração e a Diretoria), nem entre os comitês da Companhia. Não há previsão formal de reuniões conjuntas entre os órgãos de administração e os comitês, e, portanto, não foram realizadas, seja no exercício social corrente ou anteriores, qualquer reunião conjunta entre órgãos de administração, bem como os comitês.

Conforme a Lei das Sociedades por Ações, quando instalado, a presença de um membro do Conselho Fiscal da Companhia se faz necessária em reuniões do Conselho de Administração que aprovam as contas dos administradores e nas assembleias gerais ordinárias.

b. 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

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

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 Planejamento e Engenharia: responsável pelo planejamento técnico, engenharia, identificação e priorização dos investimentos para operações de rede e iluminação pública, inclusive obras, e implementação e desenvolvimento de novas tecnologias aplicadas à distribuição de energia elétrica;

(iii) 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;

(iv) 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;

(v) 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;

(vi) 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;

(vii) 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;

(viii) 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;

(ix) 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;

(x) 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

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

c. 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 26 de abril de 2018.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

d. 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 ABRADÉE (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, bem como dos comitês de Prevenção de Riscos Penais e de Supervisão do Programa de Integridade da Enel Brasil.

No caso de auditoria interna, a função do órgão é avaliada por uma instituição externa em quanto a aderência aos Padrões Internacionais de Prática Profissional e Código de Ética do Instituto dos Auditores Internos.

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 flutuante, 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 (https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/investidores/comportamento-etico/C%C3%B3digo_de_%C3%89tica_v2.pdf) 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.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

Código de Conduta dos Empregados

O documento, que reúne as diretrizes de boa conduta profissional, é entregue a todos os novos profissionais que ingressam na Companhia, além de estar divulgada na Intranet. Um dos itens ressaltados refere-se ao uso de divulgação de informação privilegiada, que não deve ser utilizada em benefício próprio ou de terceiros. Agir com respeito e ética e vivenciar os Valores da Companhia também constam das normas.

Código de Postura dos Administradores

Aplica-se a todos os diretores da Companhia, norteando as ações comportamentais dos executivos em nome da ética e do profissionalismo.

Canal Ético

Garantindo completa confidencialidade, o Canal Ético recebe denúncias sobre más práticas corporativas referentes à conduta, contabilidade, controle e auditoria interna. Por meio do site da Companhia, o interessado pode realizar sua manifestação/ denúncia, que será encaminhada para uma empresa independente, que analisará a questão e acionará os órgãos competentes para resolver a questão. O Canal Ético, que atende às exigências da Lei Sarbanes-Oxley, é mantido pelo Grupo Enel.

Comissão de Ética

Busca zelar pelo respeito ao Código de Conduta dos Empregados e ao Código de Ética Empresarial. A comissão, composta pelo diretor-presidente, diretores vice-presidentes, Gerência Jurídica e pelo Departamento de Remuneração e Relações Trabalhistas, é responsável por analisar os casos de irregularidades e decidir quais medidas adotar.

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

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

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, notariação, 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.

Embora o Estatuto Social não disponha sobre o tema, a Companhia somente admite procurações originais com poderes específicos para participação em assembleias, com o devido reconhecimento de firma e, se for o caso, com tradução juramentada, notariação e consularização. 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, inclusive esse procedimento foi considerado no último exercício social.

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;

O acionista que optar por exercer o seu direito de voto à distância por meio do envio do Boletim de Voto à Distância diretamente à Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 561/15, deverá encaminhar os seguintes documentos à Praça Leoni Ramos, nº 01, 7º andar bloco 1, São Domingos Niterói, RJ, CEP: 24210-205, aos cuidados da Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, mediante protocolo de recebimento, se entregue em mãos, ou aviso de recebimento (“AR”) caso seja entregue por Correios ou courier:

(i) via física do Boletim de Voto à Distância com (a) todos os seus campos devidamente preenchidos; (b) todas as suas páginas rubricadas; e (c) a assinatura do acionista ou de seu(s) representante(s) legal(is), conforme o caso, nos termos da regulamentação vigente;

(ii) comprovante de propriedade de ações expedido pela instituição depositária das ações da Companhia; e

(iii) cópia autenticada dos seguintes documentos, conforme o caso:

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

Acionista Pessoa Física	Acionista Pessoa Jurídica	Acionista constituído sob a forma de Fundo de Investimento
Documento de identificação com foto. Exemplos: RG, RNE, CNH ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas.	Documento de identificação com foto do(s) representantes(s) legal(is) do acionista, exemplar do último Estatuto ou Contrato Social consolidado e, ainda, a documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do administrador do Fundo de Investimento (ou do gestor, conforme o caso), exemplar do último regulamento consolidado do fundo e do Estatuto ou Contrato Social do seu administrador, além da documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos administradores ou procuração).

O Boletim de Voto à Distância deverá ser recebido em até, no máximo, 7 (sete) dias antes da data de realização da respectiva assembleia, nos termos da Instrução CVM nº 561/15. A Companhia esclarece que o Boletim de Voto a Distância deverá ter firma reconhecida em cartório e, quanto àquele emitido no exterior, ser notariado e apostilado por notário público ou Tabelião Público devidamente habilitado para este fim, bem como consularizado em consulado brasileiro ou apostilado, conforme aplicável, e traduzido para o português por tradutor juramentado, se aplicável.

Uma vez recebidos o Boletim de Voto à Distância e os documentos que o tiverem acompanhado, a Companhia comunicará o acionista acerca de sua aceitação ou não, neste caso, devidamente justificada, no prazo de 03 (três) dias úteis contados do seu recebimento.

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;

Caso o acionista pretenda incluir propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração ou do conselho fiscal no Boletim de Voto à Distância, será necessário apresentar tais propostas por meio de correspondência enviada a Praça Leoni Ramos, nº 01, 7º andar bloco 1, São Domingos Niterói, RJ, CEP: 24210-205, aos cuidados da Diretoria de Relações com Investidores, juntamente com os documentos pertinentes à proposta. Nos termos da Instrução CVM nº 561/2015, a solicitação de inclusão de proposta de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no Boletim de Voto à Distância deve ser recebida pelo Diretor Financeiro e de Relação com Investidores no período entre: (i) o primeiro dia útil do exercício social em que se realizará a assembleia geral e até 45 (quarenta e cinco) dias antes da data de sua realização, na hipótese de assembleia geral ordinária; ou (ii) o primeiro dia útil após a ocorrência de evento que justifique a convocação de assembleia geral para eleição de membros do conselho de administração e do conselho fiscal; e até 35 (trinta e cinco) dias antes da data de realização da assembleia, na hipótese de assembleia geral extraordinária convocada para esse fim.

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 mantém fóruns ou páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias gerais.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

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

Além do envio do Boletim de Voto diretamente à Companhia, os acionistas poderão optar por exercer o direito de voto à distância por meio de prestadores de serviço seguindo uma das opções abaixo:

- **Acionistas com posição acionária em livro escritural:** podem exercer o voto à distância por intermédio do escriturador. As instruções de voto deverão ser realizadas através do site Itaú Assembleia Digital. Para votar pelo site é necessário realizar um cadastro e possuir um certificado digital. Informações sobre o cadastro e passo a passo para emissão do certificado digital estão descritas no site: <http://www.itaubr.com/securitieservices/assembleiadigital/>.
- **Acionistas com posição acionária em instituição custodiante/ corretora:** deverão verificar os procedimentos para votar com a instituição custodiante da ação.
- **Acionistas com ações custodiadas em mais de uma instituição:** (exemplo: parte da posição está custodiada nos livros do escriturador e outra parte com um custodiante, ou ações estão custodiadas em mais de uma instituição custodiante): basta enviar a instrução de voto para apenas uma instituição, o voto será sempre considerado pela quantidade total de ações do acionista.

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 número de reuniões ordinárias e extraordinárias;

Foram realizadas 5 Reuniões do Conselho de Administração no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, sendo 4 ordinárias e 1 extraordinária.

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. Todavia, a Companhia passará, a partir de 2018, o Grupo Enel adotará um manual a respeito do tema de conflito de interesses, que será aprovado pelo Conselho de Administração e, a partir de então, será estritamente observado pela Companhia. Desta forma, os Conselheiros deverão se manifestar caso entendam que existe um eventual conflito de interesses e, em síntese, abster-se de votar na reunião. Além disso, o Conselho de Administração, poderá, de ofício, caso identifique qualquer conflito de interesses, promover uma análise para verificar se o voto do conselheiro será registrado. Enquanto esse manual não é adotado, 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			
Luiz Antonio Correia Gazulha Junior 807.388.420-87 Não há.	Bacharel em Direito	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor de Regulação	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	0 0%
Fernando Andrade 052.136.046-33 Não Há.	22/06/1981 Engenheiro	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor de Planejamento e Engenharia	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	0 0.00%
Roberto Zanchi 063.682.037-81 Não há.	14/01/1962 Engenheiro	Pertence apenas à Diretoria 10 - Diretor Presidente / Superintendente	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	1 0.00%
Márcia Sandra Roque Vieira Silva 275.382.303-00 Não há.	14/09/1968 Engenheira	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretora de Mercado	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	1 0.00%
Déborah Meirelles Rosa Brasil 025.881.547-78 Não há.	17/10/1974 Advogada	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretora Jurídica	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	1 0.00%
José Távora Batista 135.402.623-34 Não há.	17/03/1954 Engenheiro	Pertence apenas à Diretoria 19 - Outros Diretores Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	1 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	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	1 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	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	1 0.00%
Nicola Cotugno 065.191.267-99 Não há.	24/10/1962 Engenheiro	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Sim	0 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			
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)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Sim	2 0.00%
Guilherme Gomes Lencastre 045.340.147-32 Não há.	17/08/1972 Engenheiro de Produção	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Sim	0 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)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Sim	0 0.00%
Dilma Maria Teodoro 757.955.079-20 Não há.	27/01/1971 Economista	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Não	2 0.00%
Monica Hodor 096.254.281-43 Não há.	13/09/1967 Engenheira	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Sim	0 0.00%
João Francisco Landim Tavares 112.869.203-10 Não há.	25/08/1963 Engenheiro	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Não	0 0.00%
Cristine de Magalhães Marcondes 031.702.246-62 Não há.	15/05/1975 Advogada	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Sim	0 0.00%
Michele Rodrigues Nogueira 069.485.857-95 Não há.	15/09/1977 Contadora	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Sim	0 0.00%
Artur Teixeira Neto 616.987.093-15	15/05/1979 Administrador	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	29/04/2019 29/04/2019	03 anos Não	0 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.					
Francisco Honório Pinheiro Alves	06/04/1954	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2019	03 anos	3
041.594.383-34	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2019	Sim	0.00%
Não há.					
Fernando Augusto Macedo de Melo	13/03/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2019	03 anos	3
398.907.323-00	Analista de Sistemas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2019	Não	0.00%
Não há.					
Mario Fernando de Melo Santos	18/07/1938	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2019	03 anos	6
000.541.194-72	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	29/04/2019	Sim	0.00%
Não há.					
Teobaldo José Cavalcante Leal	29/01/1968	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	07/12/2018	03 anos	0
304.786.343-15	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	15/12/2018	Sim	0.00%
Membro Efetivo do Conselho de Administração eleito na AGOE de 29 de abril de 2019, tomando posse nesta mesma data.		Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejam. e Controle			
José Nunes de Almeida Neto	15/12/1955	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	07/12/2018	03 anos	1
116.258.723-72	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	15/12/2018	Sim	0.00%
Membro Suplente do Conselho de Administração eleito na AGOE de 29 de abril de 2019, tomando posse nesta mesma data.		Diretor de Relações Institucionais			
Carlos Ewandro Naegele Moreira	17/03/1956	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	07/12/2018	03 anos	1
391.142.017-04	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	15/12/2018	Sim	0.00%
Membro Suplente do Conselho de Administração eleito na AGOE de 29 de abril de 2019, tomando posse nesta mesma data.		Diretor de Recursos Humanos e Organização			
Aldemir Ferreira de Paula	02/05/1972	Conselho Fiscal	29/04/2019	01 ano	0
620.303.374-04	Advogado	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	29/04/2019	Sim	0.00%
Não há.					
Jorge Parente Frota Junior	25/05/1945	Conselho Fiscal	29/04/2019	1 ano	3
001.841.793-00	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	29/04/2019	Sim	0.00%
Não desempenha função no grupo econômico do emissor.					

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			
Antonio Cleber Uchoa Cunha 053.637.133-49 Não há.	24/10/1953 Engenheiro	Conselho Fiscal 43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	29/04/2019 29/04/2019	1 ano Sim	13 0.00%
Julio Sergio Cardozo 005.985.267-49 Não há.	18/08/1944 Contador	Conselho Fiscal 44 - C.F.(Efetivo)Eleito p/preferencialistas	29/04/2019 29/04/2019	01 ano Não	3 0.00%
Carlos Antonio Vergara Cammas 000.583.368-00 Não há.	27/04/1949 Administrador	Conselho Fiscal 47 - C.F.(Suplent)Eleito p/preferencialistas	29/04/2019 29/04/2019	01 ano Não	3 0.00%
Antonio Cleto Gomes 136.627.323-00 Não há.	15/06/1960 Advogado	Conselho Fiscal 46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	29/04/2019 29/04/2019	01 ano Sim	2 0.00%

Experiência profissional / Critérios de Independência

Luiz Antonio Correia Gazulha Junior - 807.388.420-87

Bacharel em direito pela Universidade Luteranea do Brasil - ULBRA, pós graduado em direito tributário pelo Instituto Nacional de Serviços Jurídicos - INEJ, possui MBA em gestão empresarial pela Escola Superior de Propaganda e Marketing - ESPM, e é formado no Programa de Treinamento Internacional sobre Regulação e Estratégia de Utilidade pela Universidade da Florida/Banco Mundial. Possui ampla experiência em assuntos regulatórios, liderança e gestão de mudanças, bem como em Compliance regulatório e M&A. Possui ainda expressivo conhecimento em gestão de riscos e planejamento estratégico. Na Eletropaulo ocupa o cargo de Diretor de Regulação, Gestão de Energia e Gestão de Ativos, como responsável, dentre outros, por todas as questões regulatórias da empresa (tarifas, compliance regulatório, etc.), e ainda pelas relações institucionais com o regulador e agentes do setor energético (CCEE, MME, etc).

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 (produtora e distribuidora de energia da França), 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 (Holding – setor de energia elétrica). 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.

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 España (Companhia do Grupo Enel – setor de energia), ocupou o cargo de Gerente de RH. De 2014 até 2016 ocupou o cargo de Gerente de RH na Enel Green Power (Companhia do grupo Enel - setor de energia). Atualmente, ocupa o cargo de Diretora de Mercado na Companhia Energética do Ceará – COELCE e Ampla Energia e Serviços S.A (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica). 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 (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica) 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. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Ampla Energia e Serviços S.A., Companhia Energética do Ceará – COELCE, e Celg Distribuição S.A. - CELG –D (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica). 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.

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 (setor de energia elétrica) e suas controladas. Em 27/03/2013 foi eleita como Diretora de Relações Institucionais e Comunicação da Ampla Energia e Serviços S.A. (Companhia do Grupo Enel - setor de energia elétrica). Atualmente, é Diretora de Comunicação na Companhia Energética do Ceará – COELCE, Ampla Energia e Serviços S.A., Enel Cien S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (Companhia do mesmo grupo Enel - setor de energia elétrica), Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica) e Enel Brasil S.A. (Holding - setor de energia elétrica) 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 (setor de energia elétrica) 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. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Enel Cien S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Ampla Energia e Serviços S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), 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.

Nicola Cotugno - 065.191.267-99

Nascido em 24 de outubro de 1962, com formação em Engenharia Mecânica pela Universidade La Sapienza de Roma (Italia). Também cursou: (i) o Programa executivo de estudo de liderança para Energia pela Harvard Business School; (ii) a Tecnologia de estudo Nuclear para Executivos no Department of Nuclear Science and Engineering/MIT; (iii) o Programa Executivo Internacionai pelo Institut europeen d'administration des affaires - INSEAD (França); e (iv) o Treinamento técnico para gestores da ENEL pela ENEL Power Generation Academy. Foi: (i) membro do Conselho de Administração da Eurelectric (Associação das Empresas Europeias de Energia Elétrica); e (ii) membro do Conselho de Administração da Wano (Moscow Centre). Além destas, nos últimos 5 (cinco) anos também exerceu a função de: (i) Diretor de Geração, Diretor da Divisão de Gerenciamento de Energia e membro do Conselho de Administração da Slovenske Electrame (Eslováquia), de 2013 a 2014; CEO da Slovenské Elektrárne (Eslováquia) e Presidente do Conselho de Administração Slovenske Electrarne (Eslováquia), de 2015 a 2016. A partir de 2016, ocupou a função de Diretor Presidente e Country Manager da Enel Chile e atualmente é Diretor Presidente da Enel Brasil e Country Manager do Grupo Enel no Brasil.

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 (setor jurídico), 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 (setor de energia elétrica). 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 (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica). 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.

Guilherme Gomes Lencastre - 045.340.147-32

Nascido em 17/08/1972, com formação em Engenharia de Produção - Civil pela Pontifícia da Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Desde 2014 exerce a função de Diretor de Desenvolvimento de Negócios de Infra-Estrutura e Redes do Grupo Enel. Nos 6 (seis) anos anteriores também exerceu a função de CEO (Chief Executive Officer) das Empresas de Geração do Grupo Enel no Brasil (CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A e Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A – CDSA, atual Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A) e da Transmissora do Grupo Enel no Brasil (atual Enel Cien S.A). Além disso, foi: (i) membro do Conselho de Administração da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. – CGTF, de novembro de 2005 a dezembro de 2012, tendo ocupado a posição de Presidente do respectivo conselho de janeiro de 2009 a dezembro de 2012; (ii) membro do Conselho de Administração da Companhia de Interconexão Energética - CIEN (atual Enel Cien S.A.), de janeiro de 2009 a junho de 2011; e (iii) membro do Conselho de Administração das Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A – CDSA (atual Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A), de fevereiro de 2005 a junho de 2011, tendo ocupado o cargo de Presidente de referido conselho de abril de 2009 a junho de 2011. Atualmente, é Diretor de Desenvolvimento de Negócios de Infra-Estrutura e Redes da Enel Brasil.

Marcia Massotti Carvalho - 043.055.727-29

De nacionalidade brasileira, nascida em 01 de abril de 1976, gradou-se em ciências econômicas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) em 1998. Em 2001, concluiu o curso de pós-graduação em marketing pelo IGA-PUC-RJ. Em 2002, concluiu o curso de pós-graduação em gestão em telecomunicações pela Fundação Dom Cabral, e em 2004, concluiu o curso de pós-graduação em empreendedorismo pela ESPM, no Rio de Janeiro. Em 2007, concluiu o mestrado de economia com ênfase em finanças pelo IBEMEC-RJ, onde defendeu a tese “uso de opções reais para precificação das garantias de contrato: o caso expresso aeroporto”. Iniciou suas atividades profissionais como analista em 1997, no banco BVA S.A, banco de investimentos do Rio de Janeiro, onde ficou até 2001, quando foi aprovada em um processo para trainee na Embratel S.A., onde permaneceu por 5 anos. Ingressou no Grupo Enel em 2006 para trabalhar como especialista em Planejamento e Controle da holding 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, onde permanecer por 4 anos. Em dezembro de 2014, assumiu a responsabilidade pela área de Sustentabilidade de todas as empresas do Grupo.

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 (setor de energia), 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 (setor de energia elétrica), e como integrante do Comitê Gestor das Empresas Federais de Distribuição – CG-EFD (setor de energia). 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.

Monica Hodor - 096.254.281-43

De nacionalidade romena, nascida em 13/09/1967. É graduada em Engenharia Aeroespacial, pelo Instituto Politécnico de Bucareste, e em Economia, pela Academia de Estudos Econômicos de Bucareste. Entre 1992 e 1994, trabalhou como contadora na Timber Trading & Consulting (joint venture Austro-Romena). Já de maio de 1994 a maio de 1995, foi CFO na Terra Part S.A. Entre maio de 1995 e dezembro de 2001, ocupou as posições de Chefe do Departamento de Orçamento e Controladoria e Contadora Chefe (Chief Accountant) na AGIP da Romênia (empresa do Grupo ENI, Itália). Foi CFO (janeiro/2002 a fevereiro/2011) e CEO (outubro/2009 a fevereiro/2011) na Praktiker da Romênia (empresa do Grupo Praktiker AG-Metro, Alemanha). 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.

João Francisco Landim Tavares - 112.869.203-10

É funcionário da Coelce e atua como gerente de departamento. É membro independente do Conselho de Administração da Companhia, escolhido pelos empregados e aposentados, nos termos do art. 13 §2º do Estatuto Social da Companhia e do Edital de Privatização, de 16 de fevereiro de 1998.

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.

Michele Rodrigues Nogueira - 069.485.857-95

De nacionalidade brasileira, nascida 15/09/1977, formada em Ciências Contábeis na Universidade Gama Filho, com especialização em Gestão Tributária pela Universidade Cândido Mendes e Gestão de Negócios com ênfase no Setor Elétrico no IBMEC, entre outras especializações. Ingressou no Grupo Enel em 2005, onde ocupou, entre outros cargos, a de Responsável pela Gestão tributária do grupo Enel no Brasil, a função de membro titular do Conselho Administrativo da Ampla Investimentos S/A e da Brasileiros, atualmente é Diretora de Tributos do grupo Enel no Brasil.

Artur Teixeira Neto - 616.987.093-15

É funcionário da Coelce e atua como gerente de departamento. É membro suplente independente do Conselho de Administração da Companhia, escolhido pelos empregados e aposentados, nos termos do art. 13 §2º do Estatuto Social da Companhia e do Edital de Privatização, de 16 de fevereiro de 1998.

Francisco Honório Pinheiro Alves - 041.594.383-34

Nos últimos 5 anos, atuou como empresário do ramo supermercadista. É Diretor-Presidente do Pinheiro Supermercado - O Bom Vizinho (setor de serviços), Presidente da Câmara de Diretores Lojistas 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. É membro independente do Conselho de Administração da Companhia e foi escolhido pela sua vasta experiência no setor comercial, considerando as experiências e atuações acima citadas.

Fernando Augusto Macedo de Melo - 398.907.323-00

É funcionário da Eletrobrás (setor de energia elétrica), onde atua como gerente do Departamento de Gestão de Conformidade (Compliance). 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. É membro independente do Conselho de Administração da Companhia, sendo escolhido pelos acionistas preferencialistas.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

É presidente do Conselho de Administração da Enel Brasil S.A. (setor de energia elétrica) desde 2005, da Ampla Energia e Serviços S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica) desde 29 de abril de 2008, da Coelce desde 17 de maio de 2006 e da Celg Distribuição S.A. - CELG D (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica) 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.

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.

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

Assumiu 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. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Enel Cien S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica) e Enel Brasil S.A. (Holding –setor de energia elétrica). 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 no Grupo Enel no Brasil 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. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Enel Cien S.A (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), e Enel Brasil S.A. (Holding – setor de energia elétrica). 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 - 620.303.374-04

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.

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. 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.

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 (setor de auditoria) 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.

Antonio Cleto Gomes - 136.627.323-00

Sócio-Diretor de Cleto Gomes – Advogados Associados desde 1992.

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
---------------	----------	---	----------------------------

Exercício Social 31/12/2017Administrador do Emissor

Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle e Membro Efetivo do Conselho de Administração.	002.533.027-65	Subordinação	Controlador Direto
---	----------------	--------------	--------------------

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle.	07.523.555/0001-67		
---	--------------------	--	--

ObservaçãoAdministrador do Emissor

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		
--	--------------------	--	--

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Janaína Savino Villela Diretora de Comunicação.	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
--	----------------	--------------	--------------------

Pessoa Relacionada

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

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 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 Nunes de Almeida Neto Diretor de Relações Institucionais e Membro Suplente do Conselho de Administração.	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A Diretor de Relações Institucionais.	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 Margot Frota Conh Pires Diretora de Compras.	718.593.303-04	Subordinação	Controlador Direto
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 Diretora de Compras.	07.523.555/0001-67		
Observação			

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 Diretor Adjunto.	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor Roberto Zanchi Diretor Presidente.	063.682.037-81	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A Diretor Adjunto.	07.523.555/0001-67		
Observação			

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		
Observação			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Administrador do Emissor

Raffaele Enrico Grandi (Nº YA4840595)
Membro Efetivo do Conselho de Administração.

999.999.999-99

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A
Membro Efetivo do Conselho de Administração.

07.523.555/0001-67

Observação**Exercício Social 31/12/2016****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

Observação**Administrador do Emissor**

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

002.533.027-65

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle e Membro Efetivo do Conselho de Administração

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>			
Raffaele Enrico Grandi (Nº YA4840595) Membro Efetivo do Conselho de Administração	999.999.999-99	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>			
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli Vice-Presidente do Conselho de Administração	063.741.227-39	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A Diretor Presidente	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor de Recursos Humanos e Organização e Membro Suplente do Conselho de Administração	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	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			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A Diretor de Regulação	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
José Nunes de Almeida Neto Diretor de Relações Institucionais e Membro Suplente do Conselho de Administração.	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A Diretor de Relações Institucionais	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Janaína Savino Villela Diretora de Comunicação	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A Diretora de Comunicação	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Margot Frota Conh Pires Diretora de Compras	718.593.303-04	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A Diretora de Compras	07.523.555/0001-67		

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
---------------	----------	---	----------------------------

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Marcia Massotti Carvalho

043.055.727-29

Subordinação

Controlador Direto

Membro Suplente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A

07.523.555/0001-67

Diretora de Sustentabilidade

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Cristine de Magalhães Marcondes

031.702.246-62

Subordinação

Controlador Direto

Membro Efetivo do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A

07.523.555/0001-67

Diretora Adjunta

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

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> Janaína Savino Villela Diretora de Comunicação	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> Enel Brasil S.A Diretora de Comunicação	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<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>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Francesco Amadei (Nº Passaporte:YA7693657) 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>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Carlos Ewandro Naegele Moreira	391.142.017-04	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 Diretor de Recursos Humanos e Organização			
<u>Pessoa Relacionada</u> Enel Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Recursos Humanos e Organização			
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> José Alves de Mello Franco	283.567.996-00	Controle	Controlador Direto
Diretor de Regulação			
<u>Pessoa Relacionada</u> Enel Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação			
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> José Nunes de Almeida Neto	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Relações Institucionais e Membro suplente do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u> Enel Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Relações Institucionais.			
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Margot Frota Conh Pires	718.593.303-04	Subordinação	Controlador Direto
Diretora de Compras			
<u>Pessoa Relacionada</u> Enel Brasil S.A	07.523.555/0001-67		

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			

Diretora de Compras

Observação

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 de Administradores e Diretores (D&O), contratado com a AIG SEGUROS BRASIL S.A., com vigência de 10/11/2017 a 10/11/2018, com o valor do prêmio de R\$ 39.407,36.

O objetivo do seguro é o pagamento devido a terceiros, a título de Perdas, decorrente de reclamações à Pessoa Segurada que impliquem, entre outros: Assessoria em Leis Estrangeiras de Valores Mobiliários, Custos de Fiança e Caução Judicial, Custos de Processo de Bens e Liberdade, Bloqueio e Indisponibilidade de Bens, Custos Emergenciais, Danos Morais, Eventos Extraordinários com Reguladores, Extradição, Gastos Adicionais com Especialistas, Gerenciamento de Crise, Investigação, Práticas Trabalhistas, Proteção da Imagem Pessoal, Responsabilidade Tributária, Garantias Pessoais.

12.12 - Outras informações relevantes**12.12. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.****I. Relacionamento entre os órgãos da administração e comitês.**

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração (órgão deliberativo) e por uma Diretoria (órgão executivo), tendo também instalado um Conselho Fiscal (órgão fiscalizador). A Companhia não tem política de reuniões conjuntas entre seus órgãos da administração e comitês e, portanto, não ocorreram nos últimos três exercícios sociais e no atual exercício social qualquer reunião conjunta entre tais órgãos e comitês.

II. Assembleias realizadas nos últimos três exercícios sociais (2015, 2016 e 2017) e no exercício social corrente (2018):

Assembleia	Data	Quórum de instalação
Geral Ordinária	27/04/2015	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Geral Extraordinária	16/12/2015	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Geral Ordinária e Extraordinária	27/04/2016	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Geral Ordinária e Extraordinária	25/04/2017	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Geral Extraordinária	06/10/2017	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Geral Extraordinária	04/12/2017	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Geral Ordinária e Extraordinária	26/04/2018	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.

III. Quadro de membros do Conselho de Administração e suas respectivas participações desde a posse:

Conselho de Administração	Presença do Conselheiro / Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse	% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse
Mário Fernando de Melo Santos	12/12	100%
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli	7/12	58,3%
Anna Brogi	4/7	57,14%
Monica Hodor	6/12	50%
Ramón Francisco Castañeda Ponce	10/12	83,3%
Francesco Amadei	0/0	0%
Cristine de Magalhães Marcondes	11/12	91,6%
Francisco Honório Pinheiro Alves	10/12	83,3%
Fernando Antonio de Moura Avelino	11/12	91,6%

12.12 - Outras informações relevantes

Fernando Augusto Macedo de Melo	12/12	100%
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	12/12	100%

IV. *Quadro de membros do Conselho Fiscal e suas respectivas participações desde a posse:*

Desde a posse dos Conselheiros Fiscais, que ocorreu na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 26 de abril de 2018 até a presente data só houve uma reunião do Conselho Fiscal.

Conselho Fiscal	Presença do Conselheiro / Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse	% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse
Antonio Cleber Uchoa Cunha	1 / 1	100%
Jorge Parente Frota Junior	1 / 1	100%
Julio Sergio Cardozo	1 / 1	100%

V. *Processo de avaliação dos órgãos de administração.*

Não há uma política estabelecida de avaliação dos órgãos de administração da Companhia.

Não obstante, os membros do Conselho de Administração indicados pelo controlador da Companhia são regularmente avaliados enquanto executivos do grupo Enel, sendo que o Conselho de Administração, enquanto órgão colegiado, a partir de 2017, passou a realizar uma auto avaliação, em bases anuais, para avaliar sua atuação como órgão deliberativo da Companhia. Tal auto avaliação não impactará na remuneração dos Conselheiros e é meramente uma avaliação interna dos membros do Conselho de Administração enquanto órgão deliberativo da Companhia.

Adicionalmente, serão implementados, a partir do exercício social de 2018, treinamentos anuais aos membros do Conselho de Administração por meio de cursos relacionados a temas de competência do órgão, tais como: (a) visão e estratégia, (b) gestão do capital humano, (c) gestão de riscos e crises, e (d) relacionamento com o corpo executivo, para assegurar o conhecimento adequado do setor em que a Companhia atua, do seu negócio, das estruturas organizacionais e do entorno legislativo e regulatório.

Assim como o Conselho de Administração, apesar de não possuir nenhuma política de avaliação, por serem executivos de uma companhia, os diretores da Companhia são de tempos em tempos avaliados pelo controlador da Companhia, bem como pelo Conselho de Administração. Adicionalmente, a Diretoria Companhia tem parte de sua remuneração atrelada a uma variável baseada em metas corporativas e individuais, com pagamento anual, levando em consideração determinados indicadores de desempenho, tais como: (i) geração operacional de caixa, (ii) medida pelo EBITDA, (iii) lucro líquido, (iv) DEC (Duração Equivalente por Consumidor), (v) FEC (Frequência Equivalente por Consumidor), (vi) pesquisa ABRADDEE (ISQP), (vii) cobrabilidade, (viii) dívida vencida, (ix) índice de perdas, (x) clima laboral, (xi) acidentes - taxas de frequência e gravidade, e (xii) orçamento (investimento + OYM + pessoal).

Não existem mecanismos formais de avaliação de desempenho do Conselho Fiscal da Companhia, bem como dos comitês não estatutários de Prevenção de Riscos Penais e de Supervisão do Programa de Integridade da Enel Brasil.

Os membros da Diretoria, do Conselho Fiscal e dos comitês não estatutários da Companhia, ainda não tem previsão de implementação de treinamentos para seus membros.

VI. *Informações de Pauta aos Membros do Conselho de Administração*

12.12 - Outras informações relevantes

Em relação as pautas de deliberações das reuniões do Conselho de Administração, ela sempre é disponibilizada com antecedência mínima de 5 (cinco) dias a cada um dos conselheiros, de modo que os mesmos possam estudar e analisar as matérias com antecedência para devida deliberação.

Nos termos do item 10.2.12.a Ofício-Circular/CVM/SEP/nº 01/2017, por a Companhia possuir estrutura de Auditoria Interna e por não haver a opção no item 12.6 para a inserção dos dados do Responsável de Auditoria Interna segue abaixo as informações do mesmo em cumprimento do Ofício:

Nome: Urbano Cirino

CPF: 063.693.737-29

Data de nascimento: nascido em 14 de março de 1976, na cidade de Matrice, na Itália.

Curriculo: Formou-se em Economia pela Universidade “Degli Studi del Molise” em 2001. Começou sua carreira em 2002 como trainee em um escritório de contabilidade na Itália. Depois de uma especialização em Tecnologia da Informação em 2003, ingressou no Grupo Enel como especialista de sistemas para as áreas de distribuição e mercado. Em 2008 transferiu-se para Auditoria Interna trabalhando em atividades relacionadas a revisão dos processos de Mercado. Durante 2013 esteve como Coordenador de equipe da área de Mercado na Espanha. Em 2014 assumiu o cargo de Responsável da área de mercado e Compliance Officer das empresas de comercialização de energia no mercado livre e regulado da Itália. Desde 2016, é Diretor de Auditoria Interna para as empresas do grupo Enel no Brasil.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

13.1. Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. objetivos da política ou prática de remuneração;

De acordo com o artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações, cabe a Assembleia Geral de Acionistas da Companhia fixar o montante global ou individual da remuneração dos membros da sua administração.

Adicionalmente, a política de remuneração da Companhia é estipulada considerando, para cada cargo, conhecimentos exigidos, complexidade e 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, o conselheiro representante dos empregados e os conselheiros independentes fazem retirada por reunião participada, cujo valor tem como objetivo reconhecer o valor do tempo e dedicação dos respectivos conselheiros, com base na contribuição do tempo de tais conselheiros para o melhor desempenho e o crescimento dos negócios da Companhia.

Já os demais membros do Conselho de Administração, que não os indicados acima, não recebem remuneração por participação em reuniões, uma vez que os mesmos já recebem remuneração mensal pelos demais cargos efetivamente ocupados por estes na Companhia e/ou em empresas do grupo Enel, controladora da Companhia.

Para os membros do Conselho de Administração, não há pacote de benefícios e pagamento de remuneração variável.

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, pago mensalmente pela posição que ocupam, tendo como objetivo o tempo e a dedicação do diretor, bem como sua experiência e contribuição para o desempenho e o crescimento dos negócios da Companhia;

Remuneração variável: bônus baseado em metas corporativas e individuais e pagamento anual, cujo objetivo compartilhar os riscos e os resultados do negócio com os executivos da Companhia, alinhando os interesses da estratégia da Companhia aos de seus executivos, bem como reconhecendo o desempenho dos diretores ao longo do ano; e

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), com objetivo de atender às práticas usualmente vistas em empresas no mercado em geral.

Conselho Fiscal

A remuneração dos membros do Conselho Fiscal é constituída em sua totalidade de remuneração por reunião participada, não fazendo jus a recebimento de benefícios diretos ou indiretos, cujo valor tem como objetivo reconhecer o valor do tempo e dedicação dos respectivos membros do Conselho Fiscal.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

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 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2017
Remuneração fixa	49%	65%	58%
Remuneração variável	47%	26%	34%
Benefícios	5%	9%	8%

Para os membros dos Conselhos de Administração e Fiscal e que fazem retirada por reunião participada a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	Exercício findo em 31/12/2015	Exercício findo em 31/12/2016	Exercício findo em 31/12/2017
Remuneração por participação em reuniões	100%	100%	100%
Remuneração variável	0%	0%	0%
Benefícios	0%	0%	0%

Não existem comitês da Companhia ou estruturas organizacionais assemelhadas da Companhia, mesmo que não estatutários, que remunerem seus membros.

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

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.

As práticas de mercado relacionam-se diretamente com a remuneração da Diretoria. Assim, a partir dos resultados de pesquisas elaboradas com base em salários regionais, empresas de faturamento similar ou ramo de atividade, avalia-se a adequação da remuneração de cada membro às estruturas de faixas salariais de acordo com o cargo exercido.

Ressalta-se que a determinação da remuneração da Diretoria, excetuando os benefícios e remunerações variáveis, reflete na definição da remuneração global dos membros do Conselho Fiscal, pois conforme diretrizes aprovadas em assembleia geral, o valor da remuneração de cada membro do referido conselho deverá ser equivalente a 10% (dez por cento) da remuneração que, em média, for efetivamente para a cada Diretor. Em Assembleia Geral também é determinada a remuneração dos membros do Conselho de Administração, bem como o montante máximo, entre remunerações fixa e variável, a ser distribuído e individualizado entre os membros Administradores da Companhia.

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

Os membros do Conselho de Administração que são indicados pelo controlador da Companhia não recebem remuneração por participação em reuniões, uma vez que os mesmos já recebem remuneração mensal pelos demais cargos efetivamente ocupados por estes na Companhia e/ou em empresas do grupo Enel, controladora da Companhia.

c. principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração;

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

Para Diretoria, a remuneração na forma de salário-base e benefícios não estão relacionados a indicadores de desempenho, vez que seguem práticas de mercado, conforme mencionado no item b (iv) acima.

A remuneração variável é baseada em indicadores de desempenho, tais como (entre outros): geração operacional de caixa; 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).

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 31/12/2018 - 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	11,00	11,00	3,00	25,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	13.917.236,35	0,00	13.917.236,35
Benefícios direto e indireto	0,00	1.962.709,83	0,00	1.962.709,83
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	8.528.107,82	0,00	8.528.107,82
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	320.385,45	0,00	379.560,99	699.946,44
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	
Total da remuneração	320.385,45	24.408.054,00	379.560,99	25.108.000,44

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - 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	9,00	3,00	21,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	4.439.087,10	0,00	4.439.087,10
Benefícios direto e indireto	0,00	626.032,33	0,00	626.032,33
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.720.153,09	0,00	2.720.153,09
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	88.928,12	0,00	178.678,53	267.606,65
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	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	
Total da remuneração	88.928,12	7.785.272,52	178.678,53	8.052.879,17

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	0,00	0,00	0,00	0,00
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	108.715,50	0,00	177.018,17	285.733,67
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	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	
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	0,00	0,00	0,00	0,00
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	126.720,00	0,00	164.859,88	291.579,88
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	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 01/2017.	
Total da remuneração	126.720,00	12.603.019,62	164.859,88	12.894.599,50

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	2015	2016	2017
Número de membros	11	10	11
Bônus:	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	8.996.707,67	2.628.394,87	3.626.870,79
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	7.497.256,39	2.190.329,06	3.022.392,32
Valor efetivamente reconhecido no resultado	5.997.805,11	1.971.296,15	2.720.153,09
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	5.997.805,11	1.971.296,15	2.720.153,09

Remuneração Variável prevista para o exercício social corrente 2018

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros	-	11	-	11
Bônus:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	10.233.729,39	-	10.233.729,39
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	8.528.107,82	-	8.528.107,82
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	-	-	-	-

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

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 - Opções em Aberto

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

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 - Precificação Das Ações/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 Detidas 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.

Companhia	Conselho de Administração Em 31/12/2017	Conselho Fiscal Em 31/12/2017	Diretoria Estatutária Em 31/12/2017
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
EneI 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:

- a. órgão;
- b. número de membros;
- c. número de membros remunerados;
- d. nome do plano;
- e. quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar;
- f. condições para se aposentar antecipadamente;
- 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;
- h. valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores;
- i. 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:

13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários

	Exercício social findo em 31/12/2017
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		
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015
Nº de membros	11,00	10,00	11,00	11,00	11,00	11,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	9,00	4,00	6,00	9,00	9,00	9,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	1.325.219,63	2.851.415,70	4.376.506,18	32.185,83	12.079,50	14.080,00	66.466,14	59.006,06	54.953,29
Valor da menor remuneração(Reais)	1.203.033,97	1.090.645,56	717.941,06	32.185,83	12.079,50	14.080,00	66.466,14	59.006,06	54.953,29
Valor médio da remuneração(Reais)	1.264.126,80	1.608.754,28	1.379.925,91	32.185,83	12.079,50	14.080,00	66.466,14	59.006,06	54.953,29

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, desde que haja orçamento disponível para essa finalidade.

13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido 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	2015	2016	2017
Remuneração Total Conselho de Administração	126.720,00	108.715,50	88.928,12
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	1%

Diretoria Estatutária	2015	2016	2017
Remuneração Total Diretoria Estatutária	12.603.019,62	7.464.383,61	7.785.272,52
Remuneração Diretores Coelce (apenas)	8.279.555,48	6.274.282,60	2.835.864,91
Remuneração dos Diretores que também são Diretores da Enel Brasil	4.323.464,14	1.190.101,01	4.949.407,61
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	34%	16%	64%

Conselho Fiscal	2015	2016	2017
Remuneração Total Conselho Fiscal	164.859,88	177.018,17	178.678,53
% 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

13.15. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos:

Conselho de Administração	2015	2016	2017
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Diretoria Estatutária	2015	2016	2017
Remuneração em:			
Controladores Diretos e Indicadores	997.349,35	1.128.832,86	1.033.355,53
Fixa	486.093,68	739.148,32	603.968,83
Variável	511.255,67	389.684,54	429.386,70
Sociedades sob Controle Comum	4.356.738,94	3.923.148,70	7.150.962,70
Fixa	2.123.411,67	2.568.838,02	4.179.547,56
Variável	2.233.327,27	1.354.310,68	2.971.415,14
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Conselho Fiscal	2015	2016	2017
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Exercício social 2017 - remuneração recebida em função do exercício do cargo emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	1.033.355,53	-	1.033.355,53
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	7.150.962,70	-	7.150.962,70

Exercício social 2017 - 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	-	-	-	-

13.15 - 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	-	-	-	-

13.16 - Outras Informações Relevantes

13.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item 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	2017	2016	2015
MOCAMBO	2	2	1
ACARAÚ	4	4	2
ACOPIARA	2	1	2
AQUIRÁZ	5	5	5
ARACATI	9	9	10
ARARIPE	1	1	1
BATURITÉ	10	11	10
BREJO SANTO	2	1	1
CAMOCIM	9	9	8
CAMPOS SALES	6	6	8
CANINDÉ	30	33	32
CASCAVEL	7	9	9
CAUCAIA	11	10	11
CEDRO	1	1	1
CRATEÚS	11	10	13
CRATO	1	1	1
FORTALEZA	629	633	670
GOIÂNIA	1		
ICÓ	6	6	7
IGUATU	38	34	37
ITAPAJÉ	19	20	21
ITAPIPOCA	28	28	30
JAGUARIBE	7	7	6
JUAZEIRO	46	45	43
L. MANGABEIRA	1	1	1
LIMOEIRO	36	35	32
MARACANAÚ	16	17	18
MARCO	4	4	4
MAURITI	3	2	2
MILAGRES	6	5	5
MOMBAÇA	-	-	1
MORADA NOVA	2	2	2
NITEROI- LEONI RAMOS	76	53	56
NOVA OLINDA	1	2	2
NOVA RUSSAS	6	5	9
ORÓS	2	2	2
PECEM	3	3	3
QUIXADÁ	8	8	5
QUIXERAMOBIM	3	3	3
HORIZONTE	9	8	10
RUSSAS	9	9	9
SANTA QUITERIA	2	2	1
ŠÃO BENEDITO	15	15	16
SENADOR POMPEU	6	6	5
SOBRAL	60	61	59
TAUÁ	4	5	6
VARJOTA	3	3	3
VARZEA ALEGRE	2	2	2
VIÇOSA	1	1	1
TOTAL	1.163	1.140	1.186

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

Atividade por Desempenho	2017	2016	2015
Diretoria	4	8	7
Gerência	92	84	84
Administrativo	529	495	525
Produção	538	553	570
Total	1.163	1.140	1.186

b. número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

Número de Parceiros por atividade desempenhada

Atividade	2017	2016	2015
Manutenção/Construção	4.385	4.458	3.178
Atendentes e teleatendentes	887	824	654
Luz para todos	-	-	-
Administrativos	184	173	503
Leituristas	494	569	484
Áreas de apoio	331	333	914
Total	6.281	6.357	5.733

Número de Parceiros por localização geográfica

Região	2017	2016	2015
Fortaleza e Metropolitana	3918	3.661	3.186
Norte	1164	1.633	1.652
Sul	1199	1.063	895
Total geral	6.281	6.357	5.733

c. índice de rotatividade.

	2017	2016	2015
Índice de Rotatividade (Turnover)	3,20%	2,40%	2,28%

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 referente aos 03 últimos exercícios sociais.

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:

- grupos de beneficiários*
- condições para exercício*
- preços de exercício*
- prazos de exercício*
- 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.

No exercício de 2015, a paralisação anunciada pelo Sindicato nas mídias não ficou registrada como greve pela Companhia, considerando que, no entendimento da administração da Companhia, não ocorreram paralisações nas lojas e na sede da Companhia, que operaram normalmente durante a realização das reuniões de negociação dos acordos coletivos na Coelce.

Portanto, a Companhia considera que não ocorreram greves nos 3 últimos exercícios sociais.

14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos

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 %				
Enel Brasil S.A						
07.523.555/0001-67	Brasileira	Não	Sim	29/01/2015		
Não						
47.064.245	97,911%	10.588.430	35,546%	57.652.675	74,051%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	10.588.006	37,486%				
Preferencial Classe B	424	0,028%				
TOTAL	10.588.430	35,547%				
Morgan Stanley Fundos de Investimento						
	Brasileira-SP	Não	Não	03/10/2017		
Não						
0	0,000%	1.411.459	4,738%	1.411.459	1,812%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	1.411.459	4,996%				
TOTAL	1.411.459	4,738%				
Fundação Petrobras de Seguridade Social						
34.053.942/0001-50	Brasileira-RJ	Não	Não	16/10/2014		
Não						
0	0,000%	2.972.867	9,980%	2.972.867	3,818%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	2.972.867	10,522%				
TOTAL	2.972.867	9,980%				

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	0,000%	1.778.300	5,969%	1.778.300	2,284%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	1.778.300	6,294%				
TOTAL	1.778.300	5,970%				
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.						
00.001.180/0001-26	Brasileira-RJ	Não	Não	31/12/2009		
Não						
	0	0,000%	5.498.897	18,460%	5.498.897	7,062%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	3.967.756	14,044%				
Preferencial Classe B	1.531.141	99,771%				
TOTAL	5.498.897	18,461%				
OUTROS						
	1.003.692	2,088%	7.537.409	25,304%	8.541.101	10,970%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	7.534.312	26,668%				
Preferencial Classe B	3.097	0,202%				
TOTAL	7.537.409	25,304%				

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 %				
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000%	0	0,000%	0	0,000%
TOTAL	48.067.937	100,000%	29.787.362	100,000%	77.855.299	100,000%

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				
4.618.298	1,504	0	0,000	4.618.298	1,504	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
Enel Américas S.A						
05.717.031/0001-81	Chilena	Não	Sim	02/05/2018		
Não						
302.338.717	98,495	0	0,000	302.338.717	98,495	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
7	0,000	0	0,000	7	0,000	
TOTAL						
306.957.022	100,000	0	0,000	306.957.022	100,000	

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						
5.498.897	100,000	0	0,000	5.498.897	100,000	
TOTAL						
5.498.897	100,000	0	0,000	5.498.897	100,000	

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						
2.972.867	100,000	0	0,000	2.972.867	100,000	
TOTAL						
2.972.867	100,000	0	0,000	2.972.867	100,000	

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	
Morgan Stanley Fundos de Investimento						
OUTROS						
1.411.459	100,000	0	0,000	1.411.459	100,000	
TOTAL						
1.411.459	100,000	0	0,000	1.411.459	100,000	

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						
1.778.300	100,000	0	0,000	1.778.300	100,000	
TOTAL						
1.778.300	100,000	0	0,000	1.778.300	100,000	

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						
29/05/2017						
3.916.654.759						
6,817						
0						
0,000						
3.916.654.759						
6,817						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
CITIBANK N.A.						
Chilena						
Não						
Não						
29/05/2017						
5.077.695.978						
8,838						
0						
0,000						
5.077.695.978						
8,838						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
Enel S.P.A						
Italiana						
Não						
Não						
20/12/2017						
29.762.213.531						
51,803						
0						
0,000						
29.762.213.531						
51,803						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
18.696.077.248						
32,541						
0						
0,000						
18.696.077.248						
32,541						

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	100,000	0	0,000	57.452.641.516	100,000

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	Não	20/12/2017	
Não					
2.397.856.331	23,585	0	0,000	2.397.856.331	23,585
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
7.768.823.615	76,414	0	0,000	7.768.823.615	76,414
TOTAL					
10.166.679.946	100,000	0	0,000	10.166.679.946	100,000

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					
3.916.654.759	100,000	0	0,000	3.916.654.759	100,000
TOTAL					
3.916.654.759	100,000	0	0,000	3.916.654.759	100,000

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						
5.077.695.978	100,000	0	0,000	5.077.695.978	100,000	
TOTAL						
5.077.695.978	100,000	0	0,000	5.077.695.978	100,000	

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	100,000	0	0,000	2.397.856.331	100,000	
TOTAL						
2.397.856.331	100,000	0	0,000	2.397.856.331	100,000	

15.3 - Distribuição de Capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	26/04/2018
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	1.593
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	90
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	137

Ações em Circulação

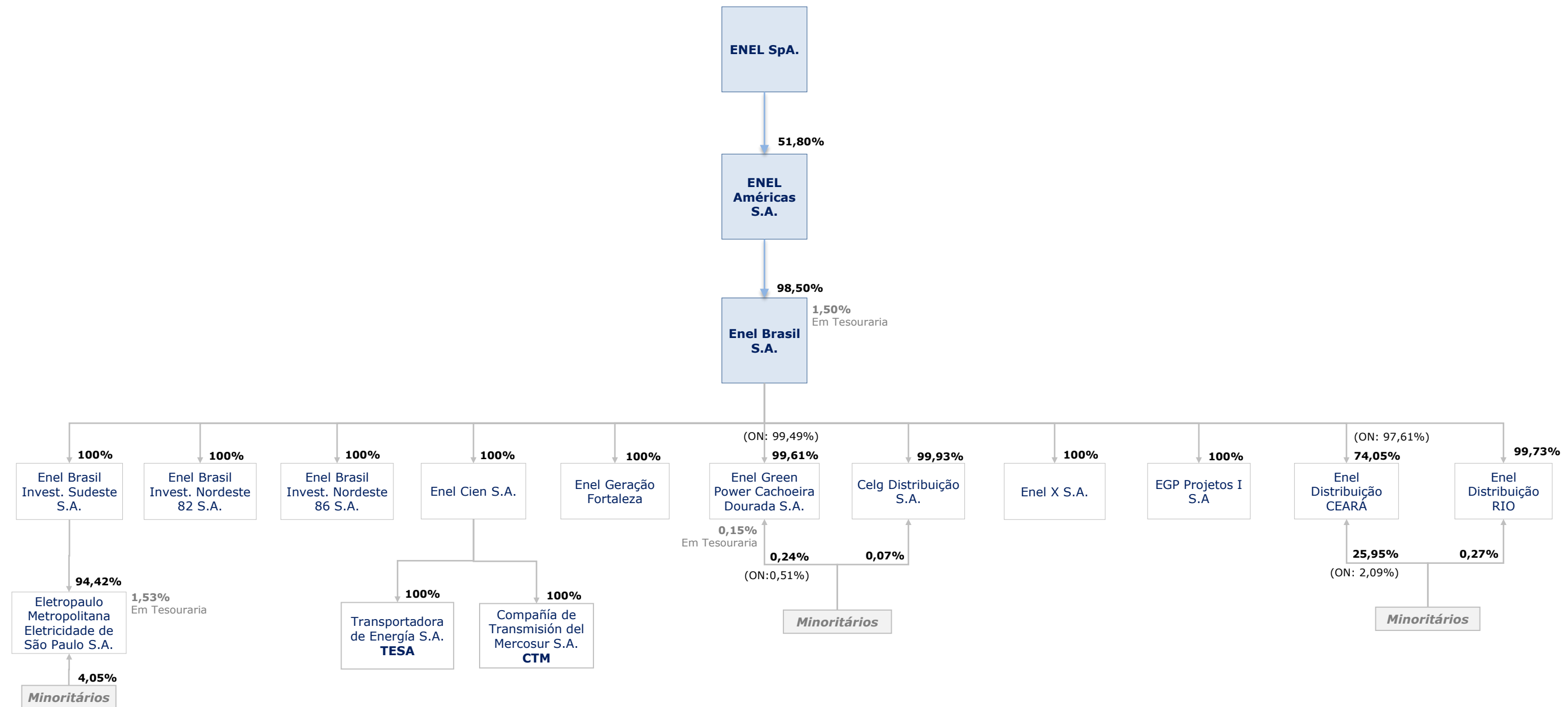
Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	1.003.688	2,088%
Quantidade preferenciais (Unidades)	19.195.918	64,443%
Preferencial Classe A	17.661.680	62,513247%
Preferencial Classe B	1.534.238	99,972372%
Total	20.199.606	25,945%

Estrutura Acionária 2018

Enel Brasil

Atualizada em 21-09-18



15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte

15.5 Com relação a qualquer acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte, regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão do emissor, indicar:

- a. partes*
- b. data de celebração*
- c. prazo de vigência*
- d. descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle*
- e. descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores*
- f. descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las*
- g. descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração*

Não há acordo de acionistas em relação ao emissor arquivado na sede da Companhia e também não há acordo de acionistas do qual o controlador seja parte.

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:

Em Reunião do Conselho de Administração, a acionista Enel Brasil S.A aprovou, dentro do limite de seu capital autorizado, aumento de capital social. Em decorrência do referido aumento de capital foram emitidas novas ações, as quais foram integralmente subscritas e integralizadas pela Enel Américas S.A. Parte do aumento aqui tratado foi integralizado mediante contribuição e transferência para a Enel Brasil S.A de 3.002.812 ações ordinárias, 8.818.006 ações preferenciais classe A, e 424 ações preferenciais classe B de emissão da Companhia Energética do Ceará – Coelce (“Coelce”), as quais foram devidamente avaliadas, conforme laudos de avaliação elaborados pelo BBVA Brasil Banco de Investimento S.A., na forma do artigo 8º da Lei no 6.404/76.

As ações de emissão da Coelce transferidas à Enel Brasil S.A como parte da integralização do aumento de capital social mencionado acima representam a totalidade das ações que a Enel Américas S.A detinha na Coelce, de modo que a Enel Américas S.A, com a referida integralização, ocorrida em 23/11/2017, deixou de ser acionista da Coelce, tendo todas as suas ações passado para a titularidade da Enel Brasil S.A, que passou a deter 57.652.675 ações de emissão a Coelce, sendo 47.064.245 ordinárias e 10.588.430 preferenciais, correspondentes a 74,05% do capital total da Coelce.

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 12 de dezembro de 2014, foi alterada a denominação social da Endesa Brasil S.A. para Enel Brasil S.A.

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.

15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor

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 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

15.7 - 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, pelos quais tenham passado 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

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

23/11/2017

a. Evento

Em Reunião do Conselho de Administração, a acionista Enel Brasil S.A aprovou, dentro do limite de seu capital autorizado, aumento de capital social. Em decorrência do referido aumento de capital foram emitidas novas ações, as quais foram integralmente subscritas e integralizadas pela Enel Américas S.A. Parte do aumento aqui tratado foi integralizado mediante contribuição e transferência para a Enel Brasil S.A de 3.002.812 ações ordinárias, 8.818.006 ações preferenciais classe A, e 424 ações preferenciais classe B de emissão da Companhia Energética do Ceará – Coelce (“Coelce”), as quais foram devidamente avaliadas, conforme laudos de avaliação elaborados pelo BBVA Brasil Banco de Investimento S.A., na forma do artigo 8º da Lei no 6.404/76.

b. **Principais condições do negócio** – As ações Coelce transferidas à Enel Brasil S.A como parte da integralização do aumento de capital social mencionado no item “a” acima representam a totalidade das ações que a Enel Américas S.A detinha na Coelce, de modo que a Enel Américas S.A, com a referida integralização, ocorrida em 23/11/2017, deixou de ser acionista da Coelce, tendo todas as suas ações passado para a titularidade da Enel Brasil.

c. **Sociedades Envolvidas** – Enel Américas S.A., Enel Brasil S.A, Companhia Energética do Ceará – Coelce

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 23/11/2017, a acionista Enel Brasil S.A passou a deter 57.652.675 ações de emissão a Coelce, sendo 47.064.245 ordinárias e 10.588.430 preferenciais, correspondentes a 74,05% do capital total da Coelce.

e. **Quadro societário antes e depois da operação**

Quadro societário antes da operação

Coelce										
Controladores	Ordinárias	%	Preferenciais A	%	Preferenciais B	%	Preferenciais	%	Total	%
Enel Brasil S.A.	44.061.433	91,66%	1.770.000	6,26%	-	0,00%	1.770.000	5,94%	45.831.433	58,87%
Enel Américas S.A.	3.002.812	6,25%	8.818.006	31,27%	424	0,03%	8.818.430	29,60%	11.821.242	15,18%
Não Controladores										
Centrais Elétricas Brasileiras S/A	-	0,00%	3.967.756	14,04%	1.531.141	99,77%	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundação Petrobras de Seguridade Social	-	0,00%	2.972.867	10,52%	-	0,00%	2.972.867	9,98%	2.972.867	3,82%
Outros	1.003.692	2,09%	10.724.071	37,96%	3.097	0,20%	10.727.168	36,01%	11.730.860	15,07%
TOTAL	48.067.937	100,0%	28.252.700	100,0%	1.534.662	100,0%	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

Quadro societário após a operação

Coelce										
Controladores	Ordinárias	%	Preferenciais A	%	Preferenciais B	%	Preferenciais	%	Total	%
Enel Brasil S.A.	47.064.245	97,91%	10.588.006	37,48%	424	0,03%	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Não Controladores										
Centrais Elétricas Brasileiras S/A	-	0,00%	3.967.756	14,04%	1.531.141	99,77%	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundação Petrobras de Seguridade Social	-	0,00%	2.972.867	10,52%	-	0,00%	2.972.867	9,98%	2.972.867	3,82%
Outros	1.003.692	2,09%	10.724.071	37,96%	3.097	0,20%	10.727.168	36,01%	11.730.860	15,07%
TOTAL	48.067.937	100,0%	28.252.700	100,0%	1.534.662	100,0%	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

f. **mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas**

Não aplicável, uma vez que a operação não interferiu na relação da Companhia com seus acionistas e também não trouxe conflitos entre os acionistas.

15/11/2017

15.7 - Principais Operações Societárias

a. Evento

Em 15 de novembro de 2017, a Enel S.p.A incorporou sua subsidiária integral, Enel South America S.p.A., criada a partir da cisão da Enel Iberoamérica S.R.L.. Em razão desta operação a Enel S.p.A passou a ser acionista direta da Enel Américas S.A., sociedade controladora da Enel Brasil S.A., holding da Ampla Energia e Serviços S.A..

b. Principais condições do negócio

As ações da Enel Américas S.A e logo seus ativos, passaram a ser de propriedade direta da Enel S.p.A.

c. Sociedades Envolvidas – Enel Américas S. A., Enel South America S.p.A. e Enel S.p.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

Não ocorreram alterações na participação acionária do controlador e acionistas com mais de 5% do capital social.

e. Quadro societário antes e depois da operação

Destaca-se que as operações societárias não modificaram o controle acionário da Companhia.

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

Não aplicável, uma vez que a operação não interferiu na relação da Companhia com seus acionistas e também não trouxe conflitos entres os acionistas.

06/04/2017

a. Evento

Em 06 de abril de 2017, o Conselho de Administração da Enel S.p.A aprovou a cisão parcial da sua subsidiária integral Enel Iberoamérica S.R.L.. Em decorrência desta operação, foi criada a sociedade Enel South America S.p.A., também 100% controlada pela Enel S.p.A., cuja parcela do patrimônio recebida em razão da cisão englobava as ações de emissão da Enel Américas S.A., acionista da sociedade controladora da Ampla Energia e Serviços S.A., Enel Brasil S.A.. Destaca-se que as operações societárias não modificaram o controle acionário da Companhia, que permaneceu sendo, indiretamente, detido pela Enel S.p.A.

b. Principais condições do negócio

As ações de emissão da Enel Américas S.A. foram transferidas à Enel South America S.p.A em decorrência da cisão da Enel Iberoamerica S.L.R, que a sucedeu em todos os direitos e obrigações.

c. Sociedades Envolvidas – Enel Américas S.A., Enel Iberoamerica S.L.R, Enel South America S.p.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

Não ocorreram alterações na participação acionária do controlador e acionistas com mais de 5% do capital social.

e. Quadro societário antes e depois da operação

Destaca-se que as operações societárias não modificaram o controle acionário da Companhia.

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

Não aplicável, uma vez que a operação não interferiu na relação da Companhia com seus acionistas e também não trouxe conflitos entres os acionistas.

03/01/2017

15.7 - Principais Operações Societárias

a. Evento

Em 03 de janeiro de 2017, a Enel Américas S.A. adquiriu 1 (uma) ação de emissão da sociedade Chilectra Inversud S.A. de propriedade da sociedade Luz Andes Limitada, passando a ter 100% das ações de emissão daquela Companhia. Em razão do que determina a Lei chilena, caso a sociedade não restaure a pluralidade de acionistas pelo período de 10 (dez) dias é determinada sua extinção. Por esse motivo, a Chilectra Inversud S.A. foi extinta e a Enel Américas S.A. passou a sucedê-la em todos os direitos e obrigações.

b. Principais condições do negócio

Extinção da sociedade Chilectra Inversud e sua sucessão pela sociedade Enel Américas S.A.

c. Sociedades Envolvidas – Chilectra Inversud e Enel 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

Não ocorreram alterações na participação acionária do controlador e acionistas com mais de 5% do capital social.

e. Quadro societário antes e depois da operação

Destaca-se que as operações societárias não modificaram o controle acionário da Companhia.

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

Não aplicável, uma vez que a operação não interferiu na relação da Companhia com seus acionistas e também não trouxe conflitos entre os acionistas.

01/12/2016

a. Evento

Enersis 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 foi incorporada ao da Enersis Américas, sucedendo esta em todos os direitos e obrigações daquelas, que se dissolveram de pleno direito, sem necessidade de liquidação.

c. Sociedades Envolvidas – Enersis 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, Enersis 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

Não houve efeitos no quadro acionário da Companhia.

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%
Enersis 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%	-	100,0%	-

Quadro societário após a operação

15.7 - Principais Operações Societárias

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%	-

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

Não aplicável, uma vez que a operação não interferiu na relação da Companhia com seus acionistas e também não trouxe conflitos entre os acionistas.

22/12/2014

a. Evento

Alteração de denominação social

b. Principais condições do negócio

Em 22 de dezembro de 2014, foi aprovada pelos acionistas a alteração da denominação social da Enel Energy Europe, S.L. para Enel Iberoamérica, S.R.L.

c. sociedades envolvidas

Enel Energy Europe, S.L.

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

A referida operação não teve qualquer impacto na composição acionária direta da Companhia.

e. quadro societário antes e depois da operação

A referida operação não teve qualquer impacto na composição acionária direta da Companhia.

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

Não aplicável para operação de alteração de denominação social.

23/10/2014

a. Evento

Operação Acionária

b. Principais condições do negócio

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.

c. sociedades envolvidas

Enel Energy Europe, S.L.
Endesa S.A.
Endesa Latinoamérica, S.A.
Enersis 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

A referida operação não teve qualquer impacto na composição acionária direta da Companhia.

e. quadro societário antes e depois da operação

A referida operação não teve qualquer impacto na composição acionária direta da Companhia.

15.7 - Principais Operações Societárias

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

Não aplicável, uma vez que a operação não interferiu na relação da Companhia com seus acionistas e também não trouxe conflitos entre os acionistas.

14/01/2014

a. Evento

OPA

b. Principais condições do negócio

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.

c. sociedades envolvidas

Enersis S.A.
Coelce

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

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.

e. quadro societário antes e depois da operação

ESTRUTURA ACIONÁRIA (ANTES DA OPERAÇÃO)

	ON (1)	%	PNA		PNB	%	PN	%	TOTAL	%
Controladores	44.061.433	91,7%	1.770.000	6,3%	-	0,0%	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Endesa Brasil S/A	44.061.433	91,7%	1.770.000	6,3%	-	0,0%	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Não Controladores	4.006.504	8,3%	26.482.700	93,7%	1.534.662	100,0%	28.017.362	94,1%	32.023.866	41,1%
Eletrobras	-	-	3.967.756	14,0%	1.531.141	5,4%	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Outros	4.006.504	8,3%	22.514.944	79,7%	3.521	0,0%	22.518.465	75,6%	26.524.969	34,1%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	100,0%	1.534.662	100,0%	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

15.7 - Principais Operações Societárias**ESTRUTURA ACIONÁRIA (DEPOIS DA OPERAÇÃO)**

	ON (1)	%	PNA		PNB	%	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.026.083	97,8%	10.588.006	37,5%	424	0,0%	10.588.430	35,5%	57.614.513	74,0%
Endesa Brasil S/A	44.061.433	91,7%	1.770.000	6,3%	-	0,0%	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Enersis	2.964.650	6,2%	8.818.006	31,2%	424	0,0%	8.818.430	29,6%	11.783.080	15,1%
Não Controladores	1.041.854	2,2%	17.664.694	62,5%	1.534.238	100,0%	19.198.932	64,5%	20.240.786	26,0%
Eletrobras	-	-	3.967.756	14,0%	1.531.141	5,4%	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Outros	1.041.854	2,2%	13.696.938	48,5%	3.097	0,0%	13.700.035	46,0%	14.741.889	18,9%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	100,0%	1.534.662	100,0%	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

OPA realizada nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 361, de 5 de março de 2002, que regula o procedimento aplicável a quaisquer ofertas públicas de aquisição de ações de companhias abertas.

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

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 - Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, os locais em que ela pode ser consultada

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 uma política padrão divulgada pelo grupo, em virtude da Holding entender que as legislações locais devem ser respeitadas dentro de suas especificidades, no entanto o grupo segue na essência de suas operações as melhores práticas divulgadas pelo CFC- Brasil e Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) órgão regulador do setor elétrico.

Os processos/controles que impactam as demonstrações financeiras são auto-avaliados semestralmente, pelos Control Owners (executor controle) e Process Owners (dono processo) 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.

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 Nº 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
Enel Soluções	01/01/2013	44.732.541,13	R\$ 100 mil no ativo circulante.	Não é possível aferir.	Até 14/06/2020.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	A Companhia mantém contratos 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.						
Garantia e seguros	Garantia de retenção de 10% sobre cada fatura.						
Rescisão ou extinção	Extinção com o fim do prazo ou rescisão antecipada (120 dias) com notificação prévia.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Enel Itália	01/01/2013	1.082.603,34	R\$ 9.527 mil	Não é possível aferir.	Até 31/12/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador Indireto.						
Objeto contrato	A companhia mantém contrato com a Enel Itália referente a serviços de manutenção de licenças do sistema Oracle.						
Garantia e seguros	Não há oferecimento de garantias para a execução do contrato.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Cien S/A	04/04/2011	259.000,00	R\$ 435 mil	Não é possível aferir	Até o final da concessão da distribuidora.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Encargo de uso. Despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela a ANEEL mediante despacho.						

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	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Brasil S/A	26/04/2018	84.989.331,00	R\$ 63.323 mil	Não aplicável.	Pagamento previsto até 31/12/2018 conforme ata da AGO/E de 26/04/2018. Vale ressaltar que o pagamento ainda não foi realizado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador						
Objeto contrato	Dividendos distribuídos e pendentes de pagamento.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power	30/12/2017	0,00	R\$ 86 mil	Não é possível aferir.	31/12/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homogêneos pela ANEEL, com Enel Green Power Modelo I, Enel Green Power Modelo II, Enel Green Power Joana, Enel Green Power Pau de Ferro, Enel Green Power Emiliana, Enel Green Power Gerônimo, Enel Green Power Tacaicó, Enel Green Power Paranapanema Enel Green Power Mourão.						
Garantia e seguros	Não há garantias relacionadas.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Não há.						
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\$ 0	Não é possível aferir.	Duração do contrato de compra de Energia, que vai até 31/12/2018.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
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							
FAELCE	07/04/1981	0,00	R\$ 2.593 mil no passivo circulante e R\$ 99.047 mil no passivo não circulante.	Não é possível aferir	Indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Fundação de Previdência Privada da COELCE.						
Objeto contrato	A Companhia patrocina planos de benefícios complementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados, administrados pela Fundação Coelce de Seguridade Social – FAELCE. Ao final de cada exercício, a Companhia realiza avaliação atuarial, através de atuários independentes, objetivando revisar as premissas adotadas e reavaliar o valor do passivo relacionado aos benefícios pós-emprego a ser reconhecido, de acordo com as normas contábeis. Além do benefício de previdência complementar, também estão contemplados na mensuração do referido passivo as obrigações da Companhia em relação ao plano de assistência médica e multa de FGTS.						
Garantia e seguros	Não há.						

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.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Iberoamerica	01/01/2013	1.082.603,34	R\$ 0	Não é possível aferir.	Até 31/12/2018.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador Indireto.						
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.						
Garantia e seguros	Não há oferecimento de garantias para a execução do contrato.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Brasil S/A	30/12/2017	0,00	R\$ 1.242 mil no ativo circulante	Não é possível aferir.	31/12/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. é controladora da emissora.						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.						
Garantia e seguros	Não há garantias relacionadas.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
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 Distribuzione SPA	01/01/2013	2.067.341,10	R\$ 2.615 mil.	Não é possível aferir.	Indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador Indireto.						
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	Não há oferecimento de garantias para a execução do contrato.						
Rescisão ou extinção	Rescisão Contratual: 1. Cada uma das Partes poderá rescindir o Contrato em caso de violações das disposições contratuais pela outra Parte, quando esta violação não for solucionada dentro de 4 (quatro) semanas corridas após um aviso por escrito da parte idônea para a parte violadora que especifique essa violação e exija que seja solucionada com aviso a ser enviado por recibo de devolução de carta registrada ao endereço indicado no artigo 13 abaixo. 2. As atividades já realizadas até a data de encerramento, se aplicáveis, serão compensadas de acordo com os preços contratuais. 3. Finalmente, a Parte poderá encerrar o presente contrato apenas por aviso enviado por carta registrada com comprovante de recebimento e qualquer outro instrumento capaz de garantir o recebimento pela outra Parte, a ser enviado para o endereço especificado no artigo 13 abaixo, em caso de qualquer violação das disposições do contrato.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Fortaleza - CGTF	31/08/2001	15.542.000,00	R\$ 111.387 mil	Não é possível aferir.	20 anos, contado a partir de 27 de dezembro de 2003.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
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.						

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	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							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Soluções	01/01/2013	44.732.541,13	R\$ 2.467 mil no passivo circulante.	Não é possível aferir.	Até 14/06/2020.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	A Companhia mantém contratos 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.						
Garantia e seguros	Garantia de retenção de 10% sobre cada fatura.						
Rescisão ou extinção	Extinção com o fim do prazo ou rescisão antecipada (120 dias) com notificação prévia.						
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

A Companhia cultiva as boas práticas de Governança Corporativa, e por possuir títulos negociados na Bolsa de Valores de Nova York, 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 a estrutura COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), em compliance com o PCAOB (Public Company Accounting Oversight Board), ITGC (IT General Controls), dentre outros.

Além disso, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações N° 6.404/76, qualquer acionista ou membro do conselho de administração da Companhia está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da empresa, 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 n° 699, de 26 de janeiro de 2016 (“REN ANEEL n° 699/2016”). A REN ANEEL n° 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 n° 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 regulamentados 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.

Com base no exposto acima, a Companhia ressalta que todas as suas transações com Partes Relacionadas, mencionadas no item 16.2 deste Formulário, se utiliza de todas as práticas mencionadas acima para evitar e/ou tratar de possíveis conflitos de interesses que possam ocorrer dentro da Companhia. Além disso, tais medidas proporciona a manutenção do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas entre as partes envolvidas.

16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas

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				
29/04/2019	808.246.885,77		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				
29/04/2019	808.246.885,77		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				
29/04/2019	808.246.885,77		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 Autorizado				
31/03/1995	0,00		100.000.000.000	200.000.000.000	300.000.000.000
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	193.352.996.180				
Preferencial Classe B	6.647.003.820				

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	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

25/04/2017	Assembleia Geral Extraordinária	26/04/2017	61.000.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	---------------	----------------------	---	---	---	------------	------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

26/04/2018	Assembleia Geral Extraordinária	27/04/2018	125.100.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	----------------	----------------------	---	---	---	------------	------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

29/04/2019	Assembleia Geral Extraordinária	30/04/2019	67.200.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	---------------	----------------------	---	---	---	------------	------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

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

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.

17.5 - Outras Informações Relevantes**17.5 – Outras informações relevantes – Capital Social**

Segue abaixo um quadro complementar referente as informações prestadas no item 17.2 deste Formulário:

	Evento 04
Data da Deliberação	29/04/2019
Órgão que deliberou o aumento de Capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data da Emissão	30/04/2018
Capital Social Anterior	741.046.885,77
Valor Total do Aumento	67.200.000,00
Capital Social após o Aumento	808.246.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de Integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	9,068252%

	Evento 03
Data da Deliberação	26/04/2018
Órgão que deliberou o aumento de Capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data da Emissão	27/04/2018
Capital Social Anterior	615.946.885,77
Valor Total do Aumento	125.100.000,00
Capital Social após o Aumento	741.046.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de Integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	20,310193%

	Evento 02
Data da Deliberação	25/04/2017
Órgão que deliberou o aumento de Capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data da Emissão	26/04/2017
Capital Social Anterior	554.946.885,77
Valor Total do Aumento	61.000.000,00
Capital Social após o Aumento	615.946.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de Integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	10,992043%

17.5 - Outras Informações Relevantes

	Evento 01
Data da Deliberação	27/04/2016
Órgão que deliberou o aumento de Capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data da Emissão	28/04/2016
Capital Social Anterior	442.946.885,77
Valor Total do Aumento	112.000.000,00
Capital Social após o Aumento	554.946.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de Integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	25,285199%

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
<hr/>	
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
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 31/12/2017**

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)
31/03/2017	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	66.751	42,00	40,01	R\$ por Unidade	0,00
30/06/2017	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	25.205	42,09	41,99	R\$ por Unidade	0,00
30/09/2017	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	250.360	55,00	42,00	R\$ por Unidade	0,00
31/12/2017	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	110.862	53,40	47,01	R\$ por Unidade	0,00
31/03/2017	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	20.896.650	49,95	44,36	R\$ por Unidade	0,00
30/06/2017	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	72.742.457	48,88	43,99	R\$ por Unidade	0,00
30/09/2017	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	55.393.996	54,78	44,02	R\$ por Unidade	0,00
31/12/2017	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	51.692.575	55,00	49,80	R\$ por Unidade	0,00

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

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados

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

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	5ª emissão de debêntures simples da Companhia
Data de emissão	15/12/2017
Data de vencimento	15/12/2024
Quantidade (Unidades)	500.000
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	145
Investidores Institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	500.000.000,00
Saldo devedor em aberto	497.034.150,93
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado apenas para as Debêntures da Segunda Série. Vide item 18.12 para maiores detalhes.
Características dos valores mobiliários de dívida	ii. Juros: O valor nominal unitário não será atualizado monetariamente. sobre o valor nominal unitário, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 104,90% (cento e quatro inteiros e noventa centésimos por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra-grupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 – Segmento CETIP no informativo diário disponível em sua página na Internet (www.cetip.com.br) (“Taxa DI”). A remuneração será calculada de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis, por Dias Úteis decorridos, incidente sobre o Valor Nominal Unitário, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento. iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto: Sem garantia. iii. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	Vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de dezembro de 2024. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	8ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais da Emissora
Data de emissão	11/10/2017
Data de vencimento	11/10/2018
Quantidade (Unidades)	400
Pessoas Físicas (Unidades)	0

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Pessoas Jurídicas (Unidades)	0
Investidores Institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	400.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Notas Promissórias 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	A Companhia poderá, nos termos dos parágrafos 3º ao 5º do artigo 5º da Instrução CVM 566, resgatar as Notas Promissórias Comerciais antecipadamente, de forma unilateral, a partir do 2º mês da data da integralização da mesma, ou seja, a partir de 11 de dezembro de 2017, sem qualquer prêmio ou penalidade, mediante o pagamento do seu valor nominal unitário, acrescido de juros remuneratórios e dos encargos aplicáveis, se for o caso, calculados desde a Data da Emissão até a data do efetivo resgate.
Características dos valores mobiliários de dívida	<p>i. vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: Observado o disposto nas cédulas, o titular da Nota Comercial terá o direito de declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes da Nota Comercial e de exigir o imediato pagamento, pela Companhia, do valor nominal unitário, acrescido dos juros remuneratórios, calculados pro rata temporis, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento, bem como dos demais encargos previstos na Nota Comercial, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ciência da ocorrência de qualquer das hipóteses previstas na cédula.</p> <p>ii. Juros: O valor nominal unitário não será atualizado monetariamente. sobre o valor nominal unitário, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 105,75% (cento e cinco inteiros e setenta e cinco centésimos por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra-grupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 – Segmento CETIP no informativo diário disponível em sua página na Internet (www.cetip.com.br) (“Taxa DI”). A remuneração será calculada de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis, por Dias Úteis decorridos, incidente sobre o Valor Nominal Unitário, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento.</p> <p>iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto: Sem garantia.</p> <p>iv. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação.
Outras características relevantes	As deliberações em assembleia de titulares serão tomadas pela maioria das Notas Comerciais em Circulação. Toda e qualquer alteração às regras relacionadas às Assembleias Gerais previstas nas cédulas dependerá da aprovação de titulares das Notas Comerciais que representem, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Notas Comerciais em Circulação. As alterações solicitadas pela Emissora relativas: (i) aos Juros Remuneratórios; (ii) ao prazo de vencimento das Notas Comerciais; e/ou (iii) às Hipóteses de Vencimento Antecipado, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral ou em qualquer convocação subsequente, por titulares das Notas Comerciais que representem, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Notas Comerciais em Circulação.

Valor mobiliário
Debêntures

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

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
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	76
Investidores Institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	400.000.000,00
Saldo devedor em aberto	297.806.000,00
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.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não há cláusula estabelecida de repactuação programada e, portanto, esse item não se aplica.
Outras características relevantes	A Companhia poderá, observados os termos e condições estabelecidos a seguir e mediante deliberação em Reunião de Conselho de Administração, a seu exclusivo critério: (a) a partir do 36º (trigésimo sexto) mês (exclusive) após a Data de Emissão, para as Debêntures da Primeira Série (“Período de Resgate Antecipado da Primeira Série”); e (b) a partir do 48º (quadragésimo oitavo) mês (exclusive) após a Data de Emissão, para as Debêntures da Segunda Série (“Período de Resgate Antecipado da Segunda Série” e, em conjunto com o Período de Resgate Antecipado da Primeira Série, os “Períodos de Resgate Antecipado”), realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso (“Resgate Antecipado”). As Debêntures adquiridas pela Companhia poderão, a critério da Emissora, ser canceladas, permanecer em tesouraria ou ser novamente colocadas no mercado.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	6ª emissão de debêntures simples da Companhia
Data de emissão	15/06/2018
Data de vencimento	15/06/2025
Quantidade (Unidades)	310.000
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	0

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Investidores Institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	310.000.000,00
Saldo devedor em aberto	310.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado apenas para as Debêntures da Segunda Série.
Características dos valores mobiliários de dívida	ii. juros Sobre o valor nominal das debêntures da 1ª série incidirão juros remuneratórios correspondentes à 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, extragrupo, na forma percentual, calculada e divulgada diariamente pela CETIP no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br), capitalizada de um spread ou sobretaxa de 0,95% ao ano. As debêntures da 2ª série farão jus a juros remuneratórios prefixados a uma taxa de 6,1965% ao ano. iii. As Debêntures serão de espécie quirografária, sem garantia real ou qualquer segregação de bens da emissora como garantia aos debenturistas em caso de necessidade de execução judicial ou extrajudicial. iv. o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS. Avenida das Américas, n.º 4200, bloco 08 B, Salas 302, 303 e 304. 22640-102 Rio de Janeiro, RJ At.: Sra. Karolina Vangelotti, Sra Marcelle Motta Santoro e Sr. Marco Aurélio Ferreira Telefone: (21) 3385-4565 Fac-símile: (21) 3385-4046 Correio Eletrônico: operacional@pentagonotrustee.com.br. Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 6ª 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	Vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de junho de 2025. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	9ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais da Emissora
Data de emissão	15/03/2018
Data de vencimento	15/03/2019
Quantidade (Unidades)	15
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	0
Investidores Institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	150.000.000,00
Saldo devedor em aberto	150.394.612,50
Restrição a circulação	Sim

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Descrição da restrição	As Notas Comerciais somente poderão ser negociadas no mercado secundário entre investidores qualificados, assim definidos no artigo 9-B da Instrução CVM n.º 539, de 13 de novembro de 2013, conforme alterada (“Instrução CVM 539” e “Investidores Qualificados”, respectivamente), depois de decorridos 90 (noventa) dias de cada subscrição ou aquisição desta Nota Comercial por investidores profissionais, assim definidos nos termos do artigo 9-A da Instrução CVM 539 (“Investidores Profissionais”), conforme disposto nos artigos 13 e 15 da Instrução CVM 476 e desde que cumpridas as exigências, pela Emissora, dispostas no artigo 17 da Instrução CVM 476.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá, nos termos dos parágrafos 3º ao 5º do artigo 5º da Instrução CVM 566, resgatar esta Nota Comercial antecipadamente, de forma unilateral, a partir do 45º (quadragésimo quinto) dia (inclusive) da Data de Emissão, ou seja, a partir de 29 de abril de 2018, sem qualquer prêmio ou penalidade, mediante o pagamento do seu Valor Nominal Unitário, acrescido de Juros Remuneratórios e dos encargos aplicáveis, se for o caso, calculados desde a Data da Emissão até a data do efetivo resgate (“Resgate Antecipado”). Ao integralizar ou adquirir esta Nota Comercial, o titular desta Nota Comercial concede, de forma irrevogável e irretratável, automática e antecipadamente, a sua anuência expressa ao seu Resgate Antecipado, conforme previsto nesta cláusula e nos termos do parágrafo 3º do artigo 5º da Instrução CVM 566. Com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da data do respectivo resgate, a Emissora deverá enviar aos titulares das Notas Comerciais, com cópia para o Agente Fiduciário e à B3 – Segmento CETIP comunicação sobre o resgate, a qual deverá informar a data do resgate e quaisquer outras informações necessárias para a realização do resgate. O Resgate Antecipado deverá compreender a totalidade das Notas Comerciais. O Resgate Antecipado deverá ser realizado (i) caso a Nota Comercial esteja depositada eletronicamente na B3 - Segmento CETIP, conforme procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP; ou (ii) caso a Nota Comercial não esteja depositada eletronicamente na B3 – Segmento CETIP, na sede da Emissora e/ou em conformidade com os procedimentos do Banco Mandatário, conforme aplicável. O Resgate Antecipado da Nota Comercial implicará a sua extinção, sendo vedada sua manutenção em tesouraria, conforme disposto no parágrafo 4º do artigo 5º da Instrução CVM 566.
Características dos valores mobiliários de dívida	ii. Juros: O valor nominal unitário não será atualizado monetariamente. sobre o valor nominal unitário, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 104,90% (cento e quatro inteiros e noventa centésimos por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra-grupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 – Segmento CETIP no informativo diário disponível em sua página na Internet (www.cetip.com.br) (“Taxa DI”). A remuneração será calculada de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis, por Dias Úteis decorridos, incidente sobre o Valor Nominal Unitário, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento. iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto: Sem garantia. iii. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação.

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Outras características relevantes

As deliberações em assembleia de titulares serão tomadas pela maioria das Notas Comerciais em Circulação. Toda e qualquer alteração às regras relacionadas às Assembleias Gerais previstas nas cédulas dependerá da aprovação de titulares das Notas Comerciais que representem, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Notas Comerciais em Circulação. As alterações solicitadas pela Emissora relativas: (i) aos Juros Remuneratórios; (ii) ao prazo de vencimento das Notas Comerciais; e/ou (iii) às Hipóteses de Vencimento Antecipado, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral ou em qualquer convocação subsequente, por titulares das Notas Comerciais que representem, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Notas Comerciais em Circulação.

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 B3 – Brasil Bolsa Balcão e têm como agente custodiante o Banco Itaú S.A., através de sua corretora.

As Debêntures da 3ª, 5ª e 6ª emissão da Companhia também são registradas para negociação no mercado secundário por meio **(a)** do SND - Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela B3, onde as negociações são liquidadas e as debêntures são custodiadas;

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

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

A seguir, apresentamos as emissões públicas realizadas pela Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

5ª Emissão de Debêntures

Em 15 de dezembro de 2017, a Companhia emitiu 500.000 (quinhentas mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em até três séries, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

9ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais

Em 15 de março de 2018, a Companhia emitiu 15 (quinze) notas comerciais, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas

18.10 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, indicar:

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

5ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a Emissão das Debêntures da Primeira Série, serão destinados a atender, a exclusivo critério da Companhia e dentro dos seus negócios de gestão ordinária, o capital de giro da Companhia, bem como o reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Emissora nos anos de 2016 e 2017, bem como investimentos em tais projetos de investimentos da Companhia ao longo do ano de 2018.

Nos termos do artigo 2º da Lei 12.431, do Decreto 8.874, e da Resolução CMN 3.947, os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a Emissão das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures de Terceira Série, serão utilizados, dentro dos negócios de gestão ordinária da Companhia, exclusivamente para o objetivo do Projeto, conforme detalhado abaixo:

Objetivo do Projeto	Expansão, renovação ou melhoria da Infraestrutura de Distribuição de Energia Elétrica, constantes do Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD de referência, apresentado à ANEEL no Ano Base (A) de 2017, conforme descrito na Portaria MME ("Projeto").
Data do início do Projeto	4 de janeiro de 2016.
Fase atual do Projeto	Fase final de implantação.
Data de encerramento do Projeto	29 de dezembro de 2017.
Volume de recursos financeiros destinados para a realização do Projeto	Aproximadamente R\$700.000.000,00 (setecentos milhões de reais).
Valor das Debêntures que será destinado ao Projeto	Até R\$150.000.000,00 (cento e cinquenta milhões de reais), considerando a subscrição e integralização da totalidade das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série.
Alocação dos recursos a serem captados por meio das Debêntures	Os recursos captados por meio das Debêntures serão integralmente alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionados ao Projeto que ocorrerem em prazo igual ou inferior a 24 (vinte e quatro) meses contados da divulgação do Comunicado de Encerramento (conforme abaixo definido).

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas

Percentual dos recursos financeiros necessários ao projeto provenientes das Debêntures	Aproximadamente 21,43% (vinte e um inteiros e quarenta e três centésimos por cento) do volume estimado de recursos financeiros necessários para a realização do Projeto, considerando a subscrição e integralização da totalidade das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série.
--	---

Os recursos adicionais necessários para a conclusão do Projeto poderão decorrer de uma combinação de recursos que a Companhia vier a captar por meio de aporte de capital por seus acionistas, recursos próprios provenientes de suas atividades e/ou financiamentos, via mercados financeiro e/ou de capitais (local ou externo), dentre outros, a exclusivo critério da emissora.

b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

9ª Emissão de Notas Promissórias

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Os recursos líquidos obtidos pela Emissora por meio da integralização das Notas Comerciais, serão destinados a atender, a critério da Emissora e exclusivamente dentro dos seus negócios de gestão ordinária, ao reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Emissora realizados ao longo do ano de 2017.

b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

6ª Emissão de Debêntures

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Os recursos líquidos captados pela Emissora, por meio da Emissão das Debêntures da Primeira Série, serão destinados a atender, a critério da Emissora e exclusivamente dentro dos seus negócios de gestão ordinária, em qualquer das seguintes opções, na forma que melhor lhe convir: (i) ao reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Emissora realizados ao longo do ano de 2017; e/ou (ii) parcialmente, ao resgate das Notas Promissórias Comerciais da 9ª (nona) emissão da Emissora, emitidas em 15 de março de 2018; e/ou (iii) ao capital de giro da Emissora.

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas

Nos termos do artigo 2º da Lei 12.431, do Decreto 8.874, e da Resolução CMN 3.947, os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a Emissão das Debêntures da Segunda Série serão utilizados, dentro dos negócios de gestão ordinária da Companhia, exclusivamente para o objetivo do Projeto, conforme detalhado abaixo:

Objetivo do Projeto	Expansão, renovação ou melhoria da Infraestrutura de Distribuição de Energia Elétrica, constantes do Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD de referência, apresentado à ANEEL no Ano Base (A) de 2017, conforme descrito na Portaria MME (“Projeto”).
Data do início do Projeto	1º de janeiro de 2017.
Fase atual do Projeto	Em andamento.
Data de encerramento do Projeto	31 de dezembro 2018.
Volume de recursos financeiros destinados para a realização do	Aproximadamente R\$700.000.000,00 (setecentos milhões de reais).

Projeto	
Valor das Debêntures que será destinado ao Projeto	Até R\$270.000.000,00 (duzentos e setenta milhões de reais), considerando a subscrição e integralização da totalidade das Debêntures da Segunda Série.
Alocação dos recursos a serem captados por meio das Debêntures	Os recursos captados por meio das Debêntures da Segunda Série serão integralmente alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionados ao Projeto que ocorrerem em prazo igual ou inferior a 24 (vinte e quatro) meses contados da divulgação do Comunicado de Encerramento (conforme abaixo definido).
Percentual dos recursos financeiros necessários ao projeto provenientes das Debêntures	Aproximadamente 30% (trinta por cento) do volume estimado de recursos financeiros necessários para a realização do Projeto, considerando a subscrição e integralização da totalidade das Debêntures da Segunda Série.

Os recursos adicionais necessários para a conclusão do Projeto poderão decorrer de uma combinação de recursos que a Companhia vier a captar por meio de aporte de capital por seus acionistas, recursos

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas

próprios provenientes de suas atividades e/ou financiamentos, via mercados financeiro e/ou de capitais (local ou externo), dentre outros, a exclusivo critério da emissora.

b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição

18.11 Ofertas Públicas de Aquisição

Não aplicável, uma vez que nos últimos três exercícios sociais não houve nenhuma oferta pública de aquisição.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

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.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

As condições de alteração dos direitos assegurados aos valores mobiliários, adotadas pela Companhia, estão em conformidade com a legislação vigente, dessa forma: é necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto, para deliberar sobre:

(i) criação de ações preferenciais ou aumento de classe de ações preferenciais existentes, sem guardar proporção com as demais classes de ações preferenciais, salvo se já previstos ou autorizados pelo Estatuto Social da Companhia;

(ii) alteração nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização de uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criação de nova classe mais favorecida; e

(iii) redução do dividendo obrigatório.

A eficácia das aprovações de alterações previstas nos itens “(i)” e “(ii)” acima depende de prévia aprovação ou da ratificação, no prazo improrrogável de um ano, por titulares de mais da metade de cada classe de ações preferenciais prejudicadas, reunidos em assembleia especial convocada pelos administradores e instalada com as formalidades da Lei das Sociedades por Ações, nos termos do artigo 136 de tal lei.

Aprovada qualquer alteração nas condições dos direitos assegurados aos referidos valores mobiliários, ao acionista dissidentes dar-se-á o direito de retirar-se da Companhia mediante reembolso do valor de suas ações e será as regras impostas pelo artigo 137 da Lei das Sociedades por Ações deverão ser observadas. O valor de reembolso a ser pago pela Companhia, nos casos previstos em Lei, será o valor econômico da Companhia dividido pelo número total de ações, sendo tal valor econômico apurado em avaliação, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

h) outras características relevantes

Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.

Detalhamento do item 18.5:

3ª emissão de debêntures simples da Companhia

h) 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 da 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

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

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 ("Pu_{resgate}"), a ser calculado de acordo com as fórmulas abaixo, será correspondente ao Valor Nominal Unitário das Debêntures devidamente atualizado até a Data de Resgate Antecipado, conforme aplicável, acrescido (i) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou a Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior ou a Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série, imediatamente anterior, conforme o caso, até a Data de Resgate Antecipado, e (ii) de prêmio de resgate; e (d) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado.

O preço unitário de resgate a que farão jus os Debenturistas da Primeira Série por ocasião do Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série será calculado somando o prêmio de resgate ao Valor Nominal Unitário ou o Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração da Primeira Série devida e não paga até a data do Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série, de acordo com a fórmula abaixo:

$$Pu_{\text{resgate}} = VNA + (d/D * 0,0075 * VNA)$$

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;

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

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:

$$PU_{resgate} = \sum_{k=1}^n \left(\frac{VNE_k}{FVP_k} \times C_{resgate} \right)$$

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.

n = número total de parcelas ainda não amortizadas das Debêntures da Segunda Série, conforme tabela abaixo, sendo n um número inteiro;

K	Datas de Amortização da Segunda Série	VNE (A)	Remuneração (B)	VNE _k (A+B)
1	15 de outubro de 2016	R\$3.333,30	R\$685,00	R\$4.018,30
2	15 de outubro de 2017	R\$3.333,30	R\$452,92	R\$3.786,22
3	15 de outubro de 2018	R\$3.333,40	R\$226,47	R\$3.559,87

C_{Resgate} = Fator da variação acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, apurado e divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE calculado com 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento, apurado desde a Data de Emissão da Segunda Série até a data do efetivo Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série.

FVP_k = fator de valor presente apurado conforme fórmula a seguir, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$FVP_k = [(1 + NTN-B) \times (1 + 0,005)]^{(n_k/252)}$$

NTN-B = a menor taxa da NTN-B, entre: (a) a média aritmética das taxas anuais indicativas divulgadas pela ANBIMA para as Notas do Tesouro Nacional – série B ("NTN-B") que tenha um prazo de vencimento mais próximo ao prazo remanescente para o vencimento das Debêntures da Segunda Série apurada no dia útil imediatamente anterior à data do efetivo Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série; ou (b) taxa média de referência praticada por pelo menos 3 (três) instituições financeiras de primeira

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

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.

i) quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável:

i. vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de outubro de 2018. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 4.12 da escritura de emissão das Debêntures.

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: Quirografária.

v. eventuais restrições impostas ao emissor em relação: Limite de endividamento ((a) Dívida Financeira Líquida / EBITDA \leq 2,50, e (b) EBITDA / Despesa Financeira Líquida \geq 2,75); Alteração do controle acionário indireto da Companhia, exceto nos casos previstos na escritura de emissão; Cisão, Fusão e Incorporação, exceto nos casos previstos na escritura de emissão; e restrição para pagamento de dividendos em caso de inadimplemento.

vi. o agente fiduciário: 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.

Principais termos do contrato firmado com o agente fiduciário: O agente fiduciário foi nomeado, nos termos da lei e da escritura de emissão, para representar os interesses da comunhão dos titulares de debêntures perante a Emissora. (i) Emissão e Oferta: 3ª emissão de debêntures da Companhia, em duas séries, realizada por distribuição pública realizada nos termos da Instrução da CVM n.º 476, de 16 de janeiro de 2009; (ii) Prazo: o agente fiduciário exercerá suas funções a partir da data de assinatura da escritura de emissão, devendo permanecer no exercício de suas funções até a liquidação integral das Debêntures, sendo que as debêntures da primeira série venceram em 15 de outubro de 2016 e as debêntures da segunda série vencerão em 15 de outubro de 2018, ou até sua efetiva substituição; (iii) Volume na data de emissão das debêntures: R\$400 milhões; (iv) Condições do Serviço: na assinatura da escritura da emissão, o agente fiduciário se comprometeu a exercer a função de agente fiduciário das debêntures, representando a comunhão dos titulares das debêntures, em conformidade com os dispositivos em lei, em ato normativo da CVM e/ou na escritura de emissão, com o dever proteger os direitos e interesses dos debenturistas, empregando, no exercício da função, o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração dos seus próprios bens; (v) Remuneração: Serão devidas parcelas anuais de R\$9.000,00 (nove mil reais), sendo o primeiro pagamento devido no 5º (quinto) dia útil após a data de assinatura da escritura de emissão, e os seguintes no mesmo dia dos anos subsequentes, até a liquidação integral das debêntures. Os valores

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

são reajustados anualmente pelo IGP-M, ou na falta deste, ou ainda na impossibilidade de sua utilização, pelo índice que vier a substituí-lo, a partir da data do primeiro pagamento, até as datas de pagamento seguintes, calculadas pro rata die, se necessário. Adicionalmente, em caso de inadimplemento financeiro pela Companhia, será devida ao agente fiduciário uma remuneração adicional equivalente a R\$500,00 (quinhentos reais) por hora-homem de trabalho dedicado a atividades, pagas 5 (cinco) dias após comprovação da entrega, pelo agente fiduciário, de "relatório de horas" fundamentado à Companhia, para assessoria aos Debenturistas em processo de renegociação de suas condições, requerido pela Companhia, bem como para (i) comparecimento em reuniões formais com a Companhia e/ou debenturistas e organização e comparecimento em assembleias gerais de debenturistas; e (ii) implementação das consequentes decisões tomadas pelos debenturistas. Todas as despesas decorrentes de procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o agente fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos debenturistas deverão ser previamente aprovadas, sempre que possível, e adiantadas pelos debenturistas e, posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela Companhia. Os demais termos, condições, declarações e obrigações do agente fiduciário estão dispostas na cláusula sexta da escritura de emissão das debêntures.

i. vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de outubro de 2018. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 4.12 da escritura de emissão das Debêntures.

5ª emissão de debêntures simples da Companhia

h) possibilidade de resgate, indicando:

i. hipóteses de resgate e pagamento

Nos termos da Resolução CMN 4.476, após transcorridos 4 (quatro) anos a contar da Data de Emissão (ou prazo inferior, caso venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis), a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas da Segunda Série e/ou a todos os Debenturistas da Terceira Série, conforme o caso, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas da Segunda Série e/ou a todos os Debenturistas da Terceira Série para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos abaixo ("Oferta de Resgate Antecipado"):

- (i) a Emissora realizará a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 30 (trinta) dias e, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias de antecedência da data em que pretende realizar o resgate, o(s) qual(is) deverá(ão) descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, incluindo: (a) a forma de manifestação dos Debenturistas da Segunda Série e/ou dos Debenturistas da Terceira Série que aceitarem a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série; (b) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série; (c) a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série estará condicionada à aceitação da totalidade dos Debenturistas titulares de Debêntures da Segunda Série e/ou de Debêntures da Terceira Série, conforme o caso; (d) o percentual do prêmio de resgate antecipado, caso exista, que não poderá ser negativo; e (e) as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série”);

- (ii) após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, os Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série que optarem pela adesão à referida oferta terão que comunicar diretamente a Emissora, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série. Ao final deste prazo, a Emissora terá até a data indicada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, sendo certo que o resgate de todas as Debêntures da Segunda Série e/ou as Debêntures da Terceira Série será realizado em uma única data;
- (iii) o valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescida da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior e/ou da Data de Pagamento da Remuneração da Terceira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do resgate e de eventual prêmio de resgate antecipado, se aplicável; e
- (iv) caso (a) as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (b) Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série não estejam custodiadas no ambiente da B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série a serem resgatadas antecipadamente por meio da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas-correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série e/ou pelos Debenturistas Terceira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Não será admitido o resgate antecipado de parte das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, sendo, portanto, necessária a adesão da totalidade das Debêntures dos Debenturistas da Segunda Série e/ou das Debêntures dos Debenturistas da Terceira Série, conforme o caso.

A B3 – Segmento CETIP UVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série e/ou o Debenturista Terceira Série for notificado sobre a Oferta de Resgate Antecipado.

i) possibilidade de resgate antecipado facultativo:

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 13º (décimo terceiro) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 15 de janeiro de 2019 (inclusive), realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures da Primeira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures (“Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série”).

O Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula **Erro! Fonte de referência não encontrada.**5.26 da Escritura das Debentures, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Primeira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate Antecipado Facultativo integral das Debêntures da Primeira Série e pagamento aos Debenturistas da Primeira Série; e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série; e (ii) de prêmio flat, incidente sobre o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração da Primeira Série, calculada pro rata temporis desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano, calculado conforme fórmula abaixo:

$$\text{Prêmio} = \text{VR} * ((1 + \text{Taxa1})^{(\text{du_vcto}/252)} - 1)$$

onde:

VR = saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série acrescido da Remuneração da Primeira Série.

Taxa1 = 0,20% (vinte e cinco centésimos por cento).

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

du_vcto= quantidade de dias úteis entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo (inclusive) e Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série (exclusive).

O pagamento das Debêntures da Primeira Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Primeira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Primeira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Primeira Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda e Terceira Série

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não será admitida a realização, pela Emissora, de resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, excetuadas as hipóteses a que se referem os itens 5.15.8, 5.15.9, 5.15.11, e 5.27.5 desta Escritura de Emissão, quando a Emissora estará autorizada, extraordinariamente, a realizar o resgate da totalidade das Debêntures da Terceira Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série (“Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries”).

Quanto à hipótese prevista na Cláusula 5.27.5, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.26 desta escritura **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate integral das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série no âmbito do Resgate das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescida da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior e/ou da Data de Pagamento da Remuneração da Terceira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries.

Caso (i) as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série que não estejam custodiadas no ambiente da B3 – Segmento

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série e/ou pelos Debenturistas Terceira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

Não será admitido o Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries de parte das Debêntures, sendo, portanto, necessário o resgate da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série e/ou o Debenturista Terceira Série for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries.

j) Vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de dezembro de 2024. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

6ª emissão de debêntures simples da Companhia

h) possibilidade de resgate, indicando:

A Emissora não poderá realizar oferta de resgate antecipado das Debêntures da Primeira Série.

Na data desta Escritura de Emissão, não é permitida a realização da oferta de resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série. No entanto, desde que permitido e devidamente regulamentado pelo CMN, nos termos da Lei 12.431, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas da Segunda Série, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas da Segunda Série para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos abaixo (“Oferta de Resgate Antecipado”):

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

- (i) a Emissora somente poderá realizar a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.26 abaixo, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 30 (trinta) dias e, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias de antecedência da data em que pretende realizar o resgate, o(s) qual(is) deverá(ão) descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, incluindo: (a) a forma de manifestação dos Debenturistas da Segunda Série que aceitarem a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série; (b) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures da Segunda Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série; (c) a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série estará condicionada à aceitação da totalidade dos Debenturistas titulares de Debêntures da Segunda Série; (d) o percentual do prêmio de resgate antecipado, caso exista, que não poderá ser negativo; e (e) as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas da Segunda Série (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série”);
- (ii) após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, os Debenturistas da Segunda Série que optarem pela adesão à referida oferta terão que comunicar diretamente a Emissora, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série. Ao final deste prazo, a Emissora terá até a data indicada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, sendo certo que o resgate de todas as Debêntures da Segunda Série será realizado em uma única data;
- (iii) o valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série será equivalente ao Valor Nominal Atualizado, acrescida da Remuneração da Segunda Série, calculada *pro rata temporis*, a partir da primeira Data de Integralização da Segunda Série ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior, até a data do resgate e de eventual prêmio de resgate antecipado, se aplicável; e
- (iv) caso (a) as Debêntures da Segunda Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 - Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 - Segmento CETIP UTVM; ou (b) Debêntures da Segunda Série não estejam custodiadas no ambiente da B3 - Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

O pagamento das Debêntures da Segunda Série a serem resgatadas antecipadamente por meio da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 - Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na B3 - Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas-correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

Não será admitido o resgate antecipado de parte das Debêntures da Segunda Série, sendo, portanto, necessária a adesão da totalidade das Debêntures dos Debenturistas da Segunda Série.

As Debêntures resgatadas serão obrigatoriamente canceladas pela Emissora.

A B3 - Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série for notificado sobre a Oferta de Resgate Antecipado.

i) possibilidade de resgate antecipado facultativo:

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 13º (décimo terceiro) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 15 de julho de 2019 (inclusive), realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures da Primeira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures ("Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série").

O Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula **Erro! Fonte de referência não encontrada.**5.26 da Escritura das Debentures, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Primeira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate Antecipado Facultativo integral das Debêntures da Primeira Série e pagamento aos Debenturistas da Primeira Série; e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série; e (ii) de prêmio flat, incidente sobre o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração da Primeira Série, calculada pro rata temporis desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano, calculado conforme fórmula abaixo:

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

$$\text{Prêmio} = \text{VR} * ((1 + \text{Taxa1})^{(\text{du_vcto}/252)} - 1)$$

onde:

VR = saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série acrescido da Remuneração da Primeira Série.

Taxa1 = 0,20% (vinte e cinco centésimos por cento).

du_vcto= quantidade de dias úteis entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo (inclusive) e Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série (exclusive).

O pagamento das Debêntures da Primeira Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Primeira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Primeira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Primeira Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda Série***i. hipóteses de resgate******ii. fórmula de cálculo do valor de resgate***

Não será admitida a realização, pela Emissora, de resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, excetuadas as hipóteses a que se referem os itens 5.15.8, 5.15.9, 5.15.11, e 5.27.5 desta Escritura de Emissão, quando a Emissora estará autorizada, extraordinariamente (se assim autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis), a realizar o resgate da totalidade das Debêntures da Segunda Série (“Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série”).

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Quanto à hipótese prevista na Cláusula 5.27.5, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.26 abaixo, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate integral das Debêntures da Segunda Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série no âmbito do Resgate das Debêntures da Segunda Série será equivalente ao Valor Nominal Atualizado, acrescida da respectiva Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

Caso (i) as Debêntures da Segunda Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 - Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 - Segmento CETIP UTVM; ou (ii) Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas eletronicamente no ambiente da B3 - Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 - Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na B3 - Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

1 Não será admitido o Resgate Antecipado Facultativo de parte das Debêntures da Segunda Série, sendo, portanto, necessário o resgate da totalidade das Debêntures da Segunda Série

2 A B3 - Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

8ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais da Emissora

- i) quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável:
 - i. *vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado*: Observado o disposto nas cartulas, o titular da Nota Comercial terá o direito de declarar antecipadamente vencidas

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

todas as obrigações decorrentes da Nota Comercial e de exigir o imediato pagamento, pela Companhia, do valor nominal unitário, acrescido dos juros remuneratórios, calculados pro rata temporis, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento, bem como dos demais encargos previstos na Nota Comercial, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ciência da ocorrência de qualquer das hipóteses previstas na cártula.

- ii. *Juros*: O valor nominal unitário não será atualizado monetariamente. sobre o valor nominal unitário, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 105,75% (cento e cinco inteiros e setenta e cinco centésimos por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra-grupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 – Segmento CETIP no informativo diário disponível em sua página na Internet (www.cetip.com.br) (“Taxa DI”). A remuneração será calculada de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis, por Dias Úteis decorridos, incidente sobre o Valor Nominal Unitário, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento.
- iii. *garantia e, se real, descrição do bem objeto*: Sem garantia
- iv. *na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado*: quirografário
- v. *eventuais restrições impostas ao emissor em relação*: conforme descrição da cártula poderá acarretar o vencimento antecipado (i) alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos titulares das Notas Comerciais, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissora em mais de 1 (um) nível (notch), em relação ao último rating atribuído pela Fitch Ratings, Moody’s Investors Service ou Standard & Poor’s Rating Services (“Agências de Classificação de Risco”). Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Enel Brasil S.A. deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora; (ii) (xiv) sem prejuízo do disposto no artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações, incorporação da Emissora por outra sociedade, cisão, fusão ou incorporação de ações da Emissora, exceto nos casos em que a incorporação, cisão, fusão ou incorporação de ações não resulte em rebaixamento do rating da Emissora em mais de 1 (um) nível (notch), conforme último rating atribuído pelas Agências de Classificação de Risco; (iii) descumprimento pela Emissora, por 2 (dois) trimestres consecutivos, da manutenção do seguinte índice financeiro no limite abaixo estabelecido nas datas das suas respectivas apurações trimestrais constantes das Informações Trimestrais - ITR e/ou das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP apresentadas pela Emissora à CVM, sendo que a primeira verificação para fins deste subitem ocorrerá com relação ao primeiro trimestre de 2018 (“Índice Financeiro”): O índice obtido da divisão da Dívida Líquida (conforme definido abaixo) pelo EBITDA (conforme definido abaixo) não deverá ser maior que 3,50 (três inteiros e cinquenta centésimos), onde: “Dívida Líquida” significa a soma de (i) empréstimos e financiamentos, inclusive com o BNDES, Eletrobrás e agências multilaterais; (ii) obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos empregados da Emissora (não considerando para fins desta definição o passivo atuarial); (iii) saldo líquido de operações de derivativos (i.e. passivos menos ativos de operações com derivativos); (iv) dívidas oriundas de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures e/ou notas promissórias comerciais da Emissora; e (v) dívidas com pessoas ligadas listadas no passivo da Emissora, líquidas dos créditos com pessoas ligadas listadas no ativo da Emissora,

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

excluindo-se os valores referentes aos contratos que não sejam mútuos, empréstimos e/ou financiamentos firmados com essas pessoas ligadas e desde que descritos em notas explicativas das Demonstrações Financeiras da Emissora; menos o resultado da soma (i) do numerário disponível em caixa da Emissora; (ii) dos saldos líquidos de contas correntes bancárias credoras e devedoras da Emissora; e (iii) dos saldos de aplicações financeiras da Emissora, e "EBITDA" significa o lucro ou prejuízo líquido da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação, baixa de ativos imobilizados, amortização, efeitos de teste de "impairments" e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional. Caso seja editada nova lei ou ato normativo que altere a metodologia de apuração contábil no Brasil a partir da presente data, tais alterações serão obrigatoriamente desconsideradas para fins de cálculo do EBITDA, prevalecendo a regra contábil em vigor nesta data; e (iv) cessão, venda e/ou qualquer forma de alienação ("Alienação") pela Emissora por qualquer meio, de forma gratuita ou onerosa, de bens do ativo não-circulante da Emissora cujo valor individual ou agregado seja superior a 20% (vinte por cento) do ativo total da Emissora (conforme apurado com base na demonstração financeira da Emissora mais recente divulgada anteriormente à respectiva Alienação), observado que não estão vedados por este item (a) qualquer forma de cessão ou alienação fiduciária em garantia de qualquer ativo da Emissora, (b) a Alienação de ativos para substituição dos mesmos por ativos equivalentes; e/ou (c) a Alienação de recebíveis da Emissora.

- vi. *o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato:* PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS, instituição financeira com sede na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Av. das Américas, nº 4200, Bloco 08, Ala B, Salas 302, 303 e 304, inscrita no CNPJ sob o nº 17.343.682/0001-38. Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos das cártulas da 8ª emissão de notas promissórias da Companhia, observado que a atuação do Agente Fiduciário limita-se ao escopo da Instrução nº 583 da CVM e dos artigos aplicáveis da Lei das Sociedades por Ações.

9ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais da Emissora

- ii) **quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável:**
- vii. *vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado:* Observado o disposto nas cártulas, o titular da Nota Comercial terá o direito de declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes da Nota Comercial e de exigir o imediato pagamento, pela Companhia, do valor nominal unitário, acrescido dos juros remuneratórios, calculados pro rata temporis, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento, bem como dos demais encargos previstos na Nota Comercial, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ciência da ocorrência de qualquer das hipóteses previstas na cártula.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

- viii. *Juros:* O valor nominal unitário não será atualizado monetariamente. sobre o valor nominal unitário, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 105,75% (cento e cinco inteiros e setenta e cinco centésimos por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra-grupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 – Segmento CETIP no informativo diário disponível em sua página na Internet (www.cetip.com.br) (“Taxa DI”). A remuneração será calculada de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis, por Dias Úteis decorridos, incidente sobre o Valor Nominal Unitário, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento.
- ix. *garantia e, se real, descrição do bem objeto:* Sem garantia
- x. *na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado:* quirografário
- xi. *o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato:* PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS, instituição financeira com sede na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Av. das Américas, nº 4200, Bloco 08, Ala B, Salas 302, 303 e 304, inscrita no CNPJ sob o nº 17.343.682/0001-38. Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos das cártulas da 8ª emissão de notas promissórias da Companhia, observado que a atuação do Agente Fiduciário limita-se ao escopo da Instrução nº 583 da CVM e dos artigos aplicáveis da Lei das Sociedades por Ações.

(j) Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- i. descumprimento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária aos titulares das Notas Comerciais, na respectiva data de pagamento prevista nesta Cártula não sanado no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis contado da data em que a obrigação se tornar exigível;
- ii. caso ocorra (a) a dissolução ou a liquidação da Emissora; (b) a decretação de falência da Emissora; (c) o pedido de autofalência formulado pela Emissora; (d) o pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente solucionado, por meio de pagamento ou depósito, rejeição do pedido, suspensão dos efeitos da declaração de falência, ou por outro meio, nos prazos aplicáveis; (e) a apresentação de pedido, por parte da Emissora, de plano de recuperação extrajudicial ou qualquer outra modalidade de concurso de credores prevista em lei específica, a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter(em) sido requerida(s) ou obtida(s) homologação judicial do referido plano; (f) o ingresso pela Emissora em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou (g) qualquer evento análogo que caracterize estado de insolvência da Emissora, incluindo acordo de credores, nos termos da legislação aplicável;
- iii. descumprimento de qualquer ordem de pagamento de quantia certa oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, em valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$70.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seu equivalente em outra moeda;

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

- iv. término antecipado da concessão ou intervenção pelo poder concedente, por qualquer motivo, na prestação do serviço de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da Emissora, conforme aplicável;
- v. vencimento antecipado de obrigações de natureza financeira a que esteja sujeita a Emissora, assim entendidas as dívidas contraídas pela Emissora por meio de operações no mercado financeiro ou de capitais, local ou internacional, com valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$70.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas;
- vi. protesto de títulos contra a Emissora cujo valor não pago, individual ou agregado, ultrapasse R\$70.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiros, desde que validamente comprovado pela Emissora, ou se for cancelado, ou ainda se for validamente contestado em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 15 (quinze) Dias Úteis contados da data do respectivo protesto;
- vii. não utilização, pela Emissora, dos recursos líquidos obtidos com a Emissão estritamente nos termos desta Cártula;
- viii. questionamento judicial, pela Emissora, por qualquer controladora (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, por qualquer sociedade controlada (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) pela Emissora, e/ou por qualquer coligada da Emissora, desta Cártula;
- ix. alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos titulares das Notas Comerciais, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissora em mais de 1 (um) nível (notch), em relação ao último rating atribuído pela Fitch Ratings, Moody's Investors Service ou Standard & Poor's Rating Services ("Agências de Classificação de Risco"). Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Enel Brasil S.A. deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora;
- x. transformação do tipo societário da Emissora, inclusive transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- xi. transferência, promessa de transferência ou qualquer forma de cessão ou promessa de cessão a terceiros, pela Emissora, das obrigações assumidas nesta Cártula;
- xii. se for verificada a invalidade, nulidade ou inexecutabilidade desta Cártula, por meio de decisão judicial transitada em julgado;
- xiii. descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Cártula, não sanada em até 15 (quinze) Dias Úteis contados da data em que a Emissora for notificada pelo Agente Fiduciário acerca do descumprimento;
- xiv. sem prejuízo do disposto no artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações, incorporação da Emissora por outra sociedade, cisão, fusão ou incorporação de ações da Emissora,

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

exceto nos casos em que a incorporação, cisão, fusão ou incorporação de ações não resulte em rebaixamento do rating da Emissora em mais de 1 (um) nível (notch), conforme último rating atribuído pelas Agências de Classificação de Risco;

- xv.** inadimplemento de qualquer dívida financeira ou qualquer obrigação pecuniária em qualquer (quaisquer) acordo(s) do(s) qual(is) a Emissora seja parte como devedora ou garantidora, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$70.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seu equivalente em outra moeda, exceto se (a) sanado no prazo máximo de 3 (três) Dias Úteis contados do respectivo inadimplemento; ou (b) a Emissora obtiver as medidas legais e/ou judiciais cabíveis para o não pagamento no prazo máximo de 3 (três) Dias Úteis contados do respectivo inadimplemento;
- xvi.** se houver alteração do objeto social da Emissora de forma a alterar as suas atividades preponderantes;
- xvii.** descumprimento pela Emissora, por 2 (dois) trimestres consecutivos, da manutenção do seguinte índice financeiro no limite abaixo estabelecido nas datas das suas respectivas apurações trimestrais constantes das Informações Trimestrais - ITR e/ou das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP apresentadas pela Emissora à CVM, sendo que a primeira verificação para fins deste subitem ocorrerá com relação ao primeiro trimestre de 2018 (“Índice Financeiro”): O índice obtido da divisão da Dívida Líquida (conforme definido abaixo) pelo EBITDA (conforme definido abaixo) não deverá ser maior que 3,50 (três inteiros e cinquenta centésimos), onde: “Dívida Líquida” significa a soma de (i) empréstimos e financiamentos, inclusive com o BNDES, Eletrobrás e agências multilaterais; (ii) obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos empregados da Emissora (não considerando para fins desta definição o passivo atuarial); (iii) saldo líquido de operações de derivativos (i.e. passivos menos ativos de operações com derivativos); (iv) dívidas oriundas de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures e/ou notas promissórias comerciais da Emissora; e (v) dívidas com pessoas ligadas listadas no passivo da Emissora, líquidas dos créditos com pessoas ligadas listadas no ativo da Emissora, excluindo-se os valores referentes aos contratos que não sejam mútuos, empréstimos e/ou financiamentos firmados com essas pessoas ligadas e desde que descritos em notas explicativas das Demonstrações Financeiras da Emissora; menos o resultado da soma (i) do numerário disponível em caixa da Emissora; (ii) dos saldos líquidos de contas correntes bancárias credoras e devedoras da Emissora; e (iii) dos saldos de aplicações financeiras da Emissora.
“EBITDA” significa o lucro ou prejuízo líquido da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação, baixa de ativos imobilizados, amortização, efeitos de teste de “impairments” e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional.
Caso seja editada nova lei ou ato normativo que altere a metodologia de apuração contábil no Brasil a partir da presente data, tais alterações serão obrigatoriamente desconsideradas para fins de cálculo do EBITDA, prevalecendo a regra contábil em vigor nesta data.
- xviii.** nacionalização, desapropriação, confisco ou qualquer ato governamental que acarrete a apreensão de ativos da Emissora essenciais para a consecução de sua atividade de

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

transmissora e distribuidora de energia elétrica, apreensão esta que afete de forma relevante e negativa a capacidade da Emissora de honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Notas Comerciais;

- xix.** comprovação de que qualquer das declarações prestadas pela Emissora nesta Cártula é falsa, inconsistente ou incorreta na data de sua prestação;
- xx.** redução do capital social da Emissora sem observância do disposto no parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- xxi.** perda ou cancelamento do registro de companhia aberta da Emissora na CVM, observado que a Emissora poderá converter seu registro para companhia aberta "Categoria B";
- xxii.** cessão, venda e/ou qualquer forma de alienação ("Alienação") pela Emissora por qualquer meio, de forma gratuita ou onerosa, de bens do ativo não-circulante da Emissora cujo valor individual ou agregado seja superior a 20% (vinte por cento) do ativo total da Emissora (conforme apurado com base na demonstração financeira da Emissora mais recente divulgada anteriormente à respectiva Alienação), observado que não estão vedados por este item (a) qualquer forma de cessão ou alienação fiduciária em garantia de qualquer ativo da Emissora, (b) a Alienação de ativos para substituição dos mesmos por ativos equivalentes; e/ou (c) a Alienação de recebíveis da Emissora; e
- xxiii.** não obtenção, não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, subvenções, alvarás ou licenças, inclusive as ambientais, necessárias para o regular exercício das atividades desenvolvidas pela Emissora, em descumprimento do disposto no inciso (viii) do item "Obrigações Adicionais da Emissora" abaixo.

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

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.

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	26/11/2012
Órgão responsável pela aprovação	Conselho de Administração
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.