

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.0 - Identificação	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 - Identificação e remuneração	5
2.3 - Outras inf. relev. - Auditores	6

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações financeiras	7
3.2 - Medições não contábeis	8
3.3 - Eventos subsequentes às DFs	10
3.4 - Política destinação de resultados	11
3.5 - Distribuição de dividendos	14
3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	15
3.7 - Nível de endividamento	16
3.8 - Obrigações	17
3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	18

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	19
4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	39
4.3 - Processos não sigilosos relevantes	43
4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	53
4.5 - Processos sigilosos relevantes	55
4.6 - Processos repetitivos ou conexos	56
4.7 - Outras contingências relevantes	59
4.8 - Regras-país origem/país custodiante	60

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	61
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	65
5.3 - Descrição - Controles Internos	69

Índice

5.4 - Programa de Integridade	72
5.5 - Alterações significativas	77
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	78
6. Histórico do emissor	
6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	79
6.3 - Breve histórico	80
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	82
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	83
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	84
7.1.a - Infos. de sociedade de economia mista	87
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	88
7.3 - Produção/comercialização/mercados	89
7.4 - Principais clientes	98
7.5 - Efeitos da regulação estatal	99
7.6 - Receitas relevantes no exterior	126
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	127
7.8 - Políticas socioambientais	128
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	131
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	132
8.2 - Alterações na condução de negócios	133
8.3 - Contratos relevantes	134
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	135
9. Ativos relevantes	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	136
9.1.a - Ativos imobilizados	138
9.1.b - Ativos Intangíveis	143
9.1.c - Participação em sociedades	144
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	145
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	146

Índice

10.2 - Resultado operacional e financeiro	175
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	178
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	179
10.5 - Políticas contábeis críticas	181
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	182
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	183
10.8 - Plano de Negócios	184
10.9 - Outros fatores com influência relevante	186
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	187
11.2 - Acompanhamento das projeções	188
12. Assembléia e administração	
12.1 - Estrutura administrativa	189
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias	194
12.3 - Regras, políticas e práticas do CA	198
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	200
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	201
12.7/8 - Composição dos comitês	209
12.9 - Relações familiares	210
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	211
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	222
12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm	223
13. Remuneração dos administradores	
13.1 - Política/prática de remuneração	224
13.2 - Remuneração total por órgão	229
13.3 - Remuneração variável	233
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	236
13.5 - Remuneração baseada em ações	237
13.6 - Opções em aberto	238
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	239
13.8 - Precificação das ações/opções	240

Índice

13.9 - Participações detidas por órgão	241
13.10 - Planos de previdência	242
13.11 - Remuneração máx, mín e média	243
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	244
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	245
13.14 - Remuneração - outras funções	246
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	247
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	250
14. Recursos humanos	
14.1 - Descrição dos recursos humanos	251
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	253
14.3 - Política remuneração dos empregados	254
14.4 - Relações emissor / sindicatos	256
14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos	257
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 2 - Posição acionária	258
15.3 - Distribuição de capital	263
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	264
15.5 - Acordo de Acionistas	265
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	266
15.7 - Principais operações societárias	267
15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico	271
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	272
16.2 - Transações com partes relacionadas	274
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	284
16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas	285
17. Capital social	
17.1 - Informações - Capital social	286
17.2 - Aumentos do capital social	287
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	288
17.4 - Redução do capital social	289

Índice

17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	290
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	291
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	292
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	293
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	294
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	295
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	297
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	298
18.7 - Negociação em mercados estrangeiros	299
18.8 - Títulos emitidos no exterior	300
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	301
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	302
18.11 - Ofertas públicas de aquisição	303
18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários	304
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Descrição - planos de recompra	307
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	308
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	309
20. Política de negociação	
20.1 - Descrição - Pol. Negociação	310
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	311
21. Política de divulgação	
21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	312
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	313
21.3 - Responsáveis pela política	315
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	316

1. Responsáveis pelo formulário / 1.0 - Identificação

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Artur Manuel Tavares Resende

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Rafaelle Enrico Grandi

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

1.1 Declaração do Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Artur Manuel Tavares Resende

Cargo do responsável

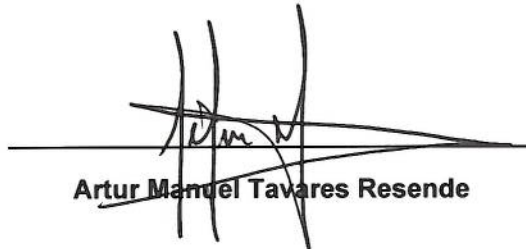
Diretor Presidente

O Diretor Presidente acima qualificado declara que:

a. reviu o formulário de referência.

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

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



Artur Manuel Tavares Resende

1.2 Declaração do Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Rafaelle Enrico Grandi

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

O Diretor de Relações com Investidores acima qualificado declara que:

- a. reviu o formulário de referência.
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19.
- c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.



Rafaelle Enrico Grandi

1. Responsáveis pelo formulário / 1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

O Diretor Presidente e o Diretor de Relações com Investidores da Companhia já prestaram suas declarações individuais nos itens 1.1 e 1.2 deste Formulário de Referência.

2. Auditores independentes / 2.1 / 2 - Identificação e remuneração

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0003-90
Período de prestação de serviço	01/01/2020
Descrição do serviço contratado	Revisões trimestrais e auditoria anual de acordo com as normas brasileiras de contabilidade para atendimento à CVM e auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Auditoria externa independente das demonstrações contábeis societárias para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2020 a 2024 e revisão das informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais -ITR's para os trimestres a findarem-se em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro dos respectivos anos.
Justificativa da substituição	Término do contrato de prestação de serviços e otimização dos recursos da Companhia.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Alexandre Vinicius Ribeiro de Figueiredo	01/04/2020	034.149.647-24	RUA ARQUITETO OLAVO REDIG DE CAMPOS, 105, TORRE A, Vila São Francisco, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04711-904, Telefone (11) 39401500, Fax (11) 39401501, e-mail: alexandrefigueiredo@kpmg.com.br

2. Auditores independentes / 2.3 - Outras inf. relev. - Auditores

A administração da Companhia entende que os serviços mencionados nos itens 2.1 e 2.2 deste Formulário de Referência são caracterizados como serviços relacionados à auditoria e, por consequência, não afetam a independência e objetividade do auditor independente contratado. A escolha dos auditores independentes da Companhia é de competência do Conselho de Administração e, ao contratar outros serviços que não de auditoria externa de seus auditores, a Companhia atua conforme as suas políticas de modo a preservar a independência do auditor seguindo os seguintes princípios: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia; e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

3. Informações financ. selecionadas / 3.1 - Informações financeiras - Consolidado

(Reais Unidade)	Exercício social (31/12/2018)	Exercício social (31/12/2017)	Exercício social (31/12/2016)
Patrimônio Líquido	3.495.551.000,00	3.356.968.000,00	2.269.847.000,00
Ativo Total	9.696.399.000,00	9.330.722.000,00	8.104.030.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	5.460.889.000,00	5.338.280.000,00	4.466.989.000,00
Resultado Bruto	621.513.000,00	342.561.000,00	127.116.000,00
Resultado Líquido	171.246.000,00	-102.977.000,00	-221.832.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria	166.634.326	166.634.326	98.062.897
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	20,977377	20,145717	23,146848
Resultado Básico por Ação	1,027680	-0,617982	-2,262140
Resultado Diluído por Ação	1,03	-0,62	-2,26

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

(a) valor das medições não contábeis

EBITDA e EBITDA Ajustado

O EBITDA, também conhecido como LAJIDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro, Depreciação e Amortização) é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, em consonância com a Instrução da CVM n° 527, de 4 de outubro de 2012, conciliada com suas demonstrações financeiras e consiste no lucro (prejuízo) líquido, acrescido pelo resultado financeiro líquido, pelas receitas (despesas) de imposto de renda e contribuição social e por todos os montantes de depreciação e amortização. Como as receitas e despesas financeiras, depreciação e amortização não são incorporadas ao cálculo do EBITDA, este se apresenta como um indicador do desempenho econômico operacional obtido pela Companhia e que, portanto, não é afetado por: (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização.

O EBITDA Ajustado, utilizado pela Companhia para efeito de índices financeiros em instrumentos de dívida e contratos financeiros da Companhia (*covenants* financeiros), corresponde ao EBITDA ajustado por: (i) provisão para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa e (ii) contingências.

O EBITDA e o EBITDA Ajustado não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (“IASB”) e nem para fins regulatórios, tampouco devem ser considerados isoladamente, ou como uma alternativas ao lucro (prejuízo) líquido, como medida operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medidas de liquidez e não devem ser considerados como base para distribuição de dividendos.

A seguir são demonstrados os valores do EBITDA para os últimos três exercícios sociais:

Medições não contábeis (R\$ mil)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2018	2017	2016
EBITDA	936.230	637.182	380.263
EBITDA Ajustado	1.111.849	809.304	648.220

(b) conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

A seguir são apresentadas as reconciliações do lucro (prejuízo) líquido para o EBITDA e para o EBITDA Ajustado da Companhia para os últimos três exercícios sociais:

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

Reconciliação do lucro (prejuízo) líquido para o EBITDA e EBITDA Ajustado (em milhões de R\$)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2018	2017	2016
(=) Lucro (Prejuízo) Líquido	171.246	-102.977	-221.832
(-) Resultado financeiro	351.957	490.635	443.319
(+/-) Tributos sobre o lucro	98.310	-45.097	-94.371
(-) Depreciação e Amortização	314.717	294.621	253.147
(=) EBITDA	936.230	637.182	380.263
(+) Provisões para Contingências	39.175	37.820	53.352
(+) Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	136.444	134.302	214.605
(=) EBITDA Ajustado	1.111.849	809.304	648.220

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

EBITDA e EBITDA Ajustado

O EBITDA e o EBITDA Ajustado são utilizados como medidas de desempenho pela administração da Companhia, por serem medidas práticas que melhor refletem a geração de caixa advinda dos resultados operacionais da Companhia. O EBITDA e o EBITDA Ajustado são informações adicionais às demonstrações financeiras e não devem ser utilizados em substituição aos resultados auditados. O EBITDA e o EBITDA Ajustado não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelo IFRS, emitidas pelo IASB. Não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias.

3. Informações financ. selecionadas / 3.3 - Eventos subsequentes às DFs

Eventos subsequentes às demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018.

Não constam eventos subsequentes às demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016
a. regras sobre retenção de lucros	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia.</p> <p>Em 31 de dezembro de 2018, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de 5% do lucro do exercício para constituição de reserva legal até atingir 20% do capital social e o lucro remanescente será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, a qual não poderá exceder 100% do valor do capital subscrito.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia.</p> <p>Em 31 de dezembro de 2017, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de 5% do lucro do exercício para constituição de reserva legal até atingir 20% do capital social e o lucro remanescente será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, a qual não poderá exceder 100% do valor do capital subscrito.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia.</p> <p>Em 31 de dezembro de 2016, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de 5% do lucro do exercício para constituição de reserva legal até atingir 20% do capital social e o lucro remanescente será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, a qual não poderá exceder 100% do valor do capital subscrito.</p>
a.1. valores das retenções de lucros	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, a Companhia registrou um lucro líquido de R\$ 171,2 milhões, o qual foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 26 de abril de 2019, sendo que (i) R\$8,5 milhões foram destinados à reserva legal e (ii) R\$122,0 milhões foram destinados à reserva de reforço de capital de giro da Companhia.	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, a Companhia não realizou retenções em seu lucro líquido, em função da apuração do prejuízo líquido no referido exercício social.	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, a Companhia não realizou retenções em seu lucro líquido, em função da apuração do prejuízo líquido no referido exercício social.
a.2. percentuais em relação aos lucros totais declarados	Do total do lucro líquido do exercício, foram alocados (i) 5% à reserva legal; e do lucro passível de distribuição (ii) 25% foram destinados à distribuição de dividendos; e (iii) 75% foi destinado à reserva de reforço e capital de giro da Companhia.	-	-
b. regras sobre a distribuição de dividendos	Em 31 de dezembro de 2018, o estatuto social da Companhia previa que pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.	Em 31 de dezembro de 2017, o estatuto social da Companhia previa que pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.	Em 31 de dezembro de 2016, o estatuto social da Companhia previa que pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016
c. periodicidade das distribuições de dividendos	O pagamento de dividendos da Companhia ocorre anualmente. No entanto, nos termos do artigo 27, §6º, do estatuto social da Companhia, a Companhia poderia, a seu critério, distribuir dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (b) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral.	O pagamento de dividendos da Companhia ocorre anualmente. No entanto, nos termos do artigo 27, §6º, do estatuto social da Companhia, a Companhia poderia, a seu critério, distribuir dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (b) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral.	O pagamento de dividendos da Companhia ocorre anualmente. No entanto, nos termos do artigo 27, §6º, do estatuto social da Companhia, a Companhia poderia, a seu critério, distribuir dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (b) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral.
d. restrições à distribuição de dividendos	De acordo com os contratos financeiros e debêntures emitidas pela Companhia, a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista em tais operações. Para mais informações a respeito dos referidos contratos financeiros e debêntures, vide os itens 10.1(f)(iii) e 18.5 deste Formulário de Referência. O 6º Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia, celebrado em 14/03/2017 entre a Companhia e a União, também estipula a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% do lucro líquido diminuído ou acrescido pelos montantes destinados à reserva legal (art. 193 da Lei nº 6.404, de 1976) e à reserva para contingências (art. 195 da Lei nº 6.404, de 1976) e reversão desta última reserva formada em exercícios anteriores, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados e observáveis a partir das demonstrações contábeis regulatórias do ano civil subsequentes entregues à ANEEL.	De acordo com os contratos financeiros e debêntures emitidas pela Companhia, a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista em tais operações. Para mais informações a respeito dos referidos contratos financeiros e debêntures, vide os itens 10.1(f)(iii) e 18.5 deste Formulário de Referência. O 6º Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia, celebrado em 14/03/2017 entre a Companhia e a União, também estipula a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% do lucro líquido diminuído ou acrescido pelos montantes destinados à reserva legal (art. 193 da Lei nº 6.404, de 1976) e à reserva para contingências (art. 195 da Lei nº 6.404, de 1976) e reversão desta última reserva formada em exercícios anteriores, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados e observáveis a partir das demonstrações contábeis regulatórias do ano civil subsequentes entregues à ANEEL.	De acordo com os contratos financeiros e debêntures emitidas pela Companhia, a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista em tais operações. Para mais informações a respeito dos referidos contratos financeiros e debêntures, vide os itens 10.1(f)(iii) e 18.5 deste Formulário de Referência.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016
e. se o emissor possui uma política formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018.	A Companhia não possuía uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017.	A Companhia não possuía uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016.

3. Informações financ. selecionadas / 3.5 - Distribuição de dividendos

(Reais Unidade)	Últ. Inf. Contábil 31/12/2019	Exercício social 31/12/2018	Exercício social 31/12/2017	Exercício social 31/12/2016
Lucro líquido ajustado		162.684.000,00	-102.977.000,00	-221.832.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)		25,000000	0,000000	0,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)		4,898970	0,000000	0,000000
Dividendo distribuído total		40.670.913,10	0,00	0,00
Lucro líquido retido		19.379.000,00	0,00	0,00
Data da aprovação da retenção		26/04/2019		

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório								
Ordinária			40.670.913,10	31/12/2019	0,00		0,00	

3. Informações financ. selecionadas / 3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas

A Companhia, nos últimos três exercícios sociais, não declarou dividendos em contrapartida às contas de lucros retidos ou reservas de lucros constituídas em exercícios sociais anteriores.

3. Informações financ. selecionadas / 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
31/12/2018	6.200.848.000,00	Índice de Endividamento	1,77392577	
	0,00	Outros índices	2,68000000	Dívida Líquida/EBITDA Ajustado: Covenant previsto em contrato com os credores e acompanhado pelo mercado. Considera a Dívida Líquida e o EBITDA Ajustado, pelas contingências e perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa dos últimos doze meses. A Companhia entende que o índice melhor reflete o seu nível de alavancagem, pois representa de forma mais apropriada a sua geração de caixa operacional frente ao endividamento. Para mais informações sobre a reconciliação da Dívida Líquida e EBITDA Ajustado, vide item 3.2 deste Formulário de Referência.

3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2018)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Descrever outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		265.453.807,61	452.444.972,24	128.719.160,90	0,00	846.617.940,75
Títulos de dívida	Quirografárias		-1.036.825,33	598.963.174,68	0,00	0,00	597.926.349,35
Empréstimo	Quirografárias		1.346.900.455,25	570.000.000,01	0,00	0,00	1.916.900.455,26
Total			1.611.317.437,53	1.621.408.146,93	128.719.160,90	0,00	3.361.444.745,36

Observação

As informações acima referem-se às informações contábeis da Companhia. O total demonstrado na tabela acima considera o saldo de principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, incluindo o resultado das operações de swap e marcação a mercado.

Garantias 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.

3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

Informações adicionais ao item 3.7

Nos contratos de dívidas da Companhia existem cláusulas de inadimplemento cruzado, que são condições padrões em instrumentos de financiamento em geral, de forma que a declaração de vencimento antecipado do saldo em aberto de determinada dívida, poderá constituir hipótese de vencimento antecipado de outras dívidas. Atualmente, a Companhia é devedora em emissões cujos instrumentos contemplam hipóteses de vencimento antecipado automático da respectiva dívida em caso de declaração de vencimento antecipado de outras dívidas.

A Companhia não tem como garantir que não irá contrair outras dívidas cujos instrumentos/contratos prevejam cláusula de inadimplemento cruzado, bem como não pode garantir que as dívidas correspondentes não vencerão antecipadamente. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os seus ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo devedor.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Os investidores dos nossos títulos e valores mobiliários devem considerar de forma cuidadosa os riscos específicos relacionados à Companhia e aos nossos títulos e valores mobiliários. Devem ser consideradas, à luz das circunstâncias financeiras e dos objetivos do investimento, todas as informações constantes neste Formulário de Referência, em particular, os fatores de risco abaixo relacionados.

Os investidores devem observar, ainda, que os riscos abaixo relacionados não são os únicos riscos aos quais estamos sujeitos. Há outros fatores de risco adicionais que atualmente consideramos improváveis ou dos quais atualmente não temos conhecimento, que, todavia, podem acarretar efeitos similares aos dos riscos abaixo relacionados.

(a) à Companhia

Nosso contrato de concessão está sujeito a rescisão antecipada, o que pode gerar perdas nos resultados. Além disso, poderemos não conseguir cumprir os termos do nosso contrato de concessão, o que poderia resultar em multas, outras sanções e, dependendo da gravidade do descumprimento, na rescisão da nossa concessão.

Nosso negócio de distribuição de energia é conduzido de acordo com a legislação brasileira e com o nosso contrato de concessão celebrado com o governo brasileiro, por meio da ANEEL, com prazo até dezembro de 2026. Assim, somos dependentes de nosso contrato de concessão e estamos sujeitos ao risco de que nossa concessão seja rescindida antecipadamente ou não seja renovada após a expiração do prazo.

Conforme dispõe a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou Lei de Concessões, uma concessão está sujeita à rescisão antecipada por meio de uma ação de encampação, justificada pelo interesse público, em algumas circunstâncias, a saber: descumprimento total ou parcial do contrato de concessão, aquisição, expropriação pelo governo brasileiro que seja determinada como de interesse público, rescisão amigável ou litigiosa, anulação do contrato de concessão, falência ou liquidação da concessionária, e também caso a concessionária não cumpra o plano de resultado e correção das falhas e transgressões em caso de uma intervenção imposta pela ANEEL.

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 Companhia. Adicionalmente, em caso de descumprimento do Contrato de Concessão ou da legislação aplicável, a Companhia 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.

Caso nosso contrato de concessão seja rescindido, não seria possível conduzir nosso negócio e distribuir energia para nossos clientes na área abrangida por nosso contrato de concessão, e todos os ativos relacionados à concessão serão devolvidos ao governo brasileiro.

Em caso de rescisão antecipada do nosso contrato de concessão, não há garantia de que receberemos indenização do governo brasileiro com relação aos ativos que não tiverem sido totalmente amortizados. Qualquer pagamento de indenização que recebermos poderá ser inferior ao valor residual dos ativos que devolvemos ao governo brasileiro. Assim, poderemos não ser indenizados pela perda de lucros futuros relacionados aos ativos de concessão. Além disso, tal pagamento poderia ser postergado por muitos anos. Caso nosso contrato de concessão seja

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

rescindido por razões atribuíveis a nós, o valor de indenização a ser pago pode ser substancialmente reduzido por meio da aplicação de multas ou outras penalidades. Não podemos garantir que a indenização a ser recebida na hipótese de rescisão do contrato de concessão ou reversão de nossos ativos será adequada ou paga pontualmente.

De acordo com as disposições de nosso contrato de concessão e regulamentação aplicáveis, a ANEEL pode impor penalidades a nós caso descumpramos qualquer disposição de nosso contrato de concessão ou caso violemos as leis e regulamentos aplicáveis. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades podem incluir os seguintes: advertência; multas de até 2% de nossa receita anual; embargo de obras; fechamento de instalações; suspensão temporária da participação em licitações a fim de obter 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 administrativa; e rescisão da concessão.

A aplicação de quaisquer das sanções acima poderá afetar nossos custos, prejudicar nossa capacidade de conduzir nosso negócio e de prosseguir com nossos objetivos estratégicos, reduzir a disposição de nossos fornecedores para trabalhar conosco e resultar em publicidade negativa para nosso negócio.

Ademais, conforme dispõe a Lei nº 12.767/2012, poderemos sofrer a intervenção do agente regulador caso este entenda que há risco de fornecimento inapropriado de energia e violação de padrões contratuais, regulatórios e legais.

A rescisão antecipada de nosso contrato de concessão, a reversão de ativos e outras formas de intervenção governamental, bem como a aplicação de sanções a nós, poderão afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Não podemos assegurar que nosso contrato de concessão será renovado e se renovado, se seus termos e condições serão favoráveis para nós. Nosso negócio poderá ser afetado negativamente caso não consigamos renovar nossa concessão ou garantir condições favoráveis na renovação.

Conduzimos nossas atividades de distribuição de energia de acordo com um contrato de concessão celebrado com o governo, por meio da ANEEL, com prazo de 30 anos encerrando-se em dezembro de 2026, com possibilidade de renovação por mais 30 anos. O pedido de renovação deve ser apresentado à ANEEL até 36 meses antes do término do prazo de concessão.

Somos obrigados a atender certas exigências para renovar nosso contrato de concessão e não podemos garantir que nosso contrato de concessão será renovado, que será renovado nos mesmos termos e condições ou que conseguiremos cumprir tais exigências. Caso nosso contrato de concessão não seja renovado ou seja renovado com condições menos favoráveis, nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais serão afetados negativamente.

Uma vez que parte significativa de nossos bens está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais ou servir como garantia em contratos de financiamento.

Segundo as leis brasileiras e a Constituição Federal, uma parte substancial de nossos ativos, incluindo a rede de distribuição de energia que operamos, está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses ativos não estão disponíveis para liquidação na hipótese de falência da Companhia

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

e não podem ser utilizados como garantia na execução de qualquer decisão judicial, pois estão vinculados à prestação de um serviço público essencial.

Além disso, na hipótese de rescisão do nosso contrato de concessão, incluindo como resultado de falência da Companhia ou de prestação inadequada de nossos serviços, os ativos dedicados à prestação desses serviços previstos no contrato de concessão devem ser devolvidos ao governo brasileiro, de acordo com a lei brasileira e os termos de nosso contrato de concessão. Na hipótese da rescisão antecipada do nosso contrato de concessão como resultado de falência da Companhia ou da prestação inadequada de nossos serviços, poderemos ter o direito de receber indenização do governo brasileiro. Contudo, tal pagamento poderá não ocorrer ou qualquer pagamento de indenização que recebermos poderá ser inferior ao valor de mercado dos ativos que tivermos que devolver ao governo brasileiro.

Assim, o valor de mercado dos ativos disponíveis a nossos acionistas na hipótese de liquidação poderia ser substancialmente inferior ao valor de mercado dos ativos revertidos ao poder concedente. Além disso, essas limitações podem afetar substancial e negativamente nossos negócios e nossa capacidade de obter financiamentos, visto que não podemos utilizar esses ativos como garantia.

Poderemos ser afetados negativamente por decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos em andamento.

Em 31 de dezembro de 2018, éramos réus em aproximadamente 32 mil processos judiciais e administrativos, incluindo processos relacionados a aumentos de taxas, responsabilidade civil, responsabilidade fiscal, obrigações trabalhistas e previdenciárias e questões ambientais e regulatórias. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo de provisão para processos judiciais e outros (circulante e não circulante) era de R\$ 602,2 milhões.

As provisões são estabelecidas somente para montantes relativos a processos que acreditamos que envolvem uma chance de perda provável e não para processos que acreditamos envolvem uma chance de perda possível ou remota. Não podemos garantir que as provisões sejam suficientes para cobrir todos os pagamentos de danos, custos e despesas com relação a decisões desfavoráveis. Além disso, existem processos para os quais não podemos estimar custos e não foram provisionados montantes para perdas. Os efeitos de uma decisão desfavorável podem ter um impacto negativo no nosso negócio e em nossa situação financeira.

Calculamos essas provisões com base na probabilidade de perda informada por nossos assessores jurídicos externos e internos e em nossas melhores estimativas a respeito de nossa exposição financeira em cada caso. Não podemos assegurar que uma decisão negativa com relação a quaisquer processos judiciais ou administrativos atuais ou futuros não poderá resultar em um impacto negativo relevante em nossos resultados operacionais, nossa situação financeira ou reputação.

Na data deste Formulário de Referência somos parte do Grupo Enel. De acordo com a legislação brasileira, as empresas que fazem parte do mesmo grupo econômico poderão ser responsabilizadas conjunta e solidariamente por questões previdenciárias, trabalhistas, ambientais e outras questões legais. No curso de suas atividades, as empresas operacionais dos grupos econômicos aos quais pertencemos podem ser parte de processos judiciais de natureza previdenciária, trabalhista e ambiental, entre outras, e poderemos ser responsabilizados conjunta e solidariamente por quaisquer resultados negativos nesses processos. Caso sejamos responsabilizados conjunta e solidariamente por quaisquer decisões desfavoráveis em qualquer processo judicial dessa natureza, nossos resultados operacionais e financeiros, bem como nossa imagem, poderão ser afetados negativamente.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Para maiores informações sobre os processos acima, consultar item 4.3 deste Formulário de Referência.

A construção, expansão e a operação de nossas instalações e equipamentos de distribuição de energia envolvem riscos significativos que poderão causar a perda de receitas ou aumento de despesas.

A construção, a expansão e a operação de nossas unidades e equipamentos para a distribuição de energia, bem como o fornecimento de energia, envolvem muitos riscos, incluindo:

- dificuldade em atender à demanda solicitada por clientes;
- frustração do crescimento do consumo resultando em perda de receita;
- falha em completar os cronogramas de trabalho (energização) dentro do prazo estipulado no contrato de fornecimento com o cliente;
- incapacidade de obter autorizações e aprovações governamentais exigidas;
- interrupções de fornecimento e serviço, inclusive devido a interferências climáticas e hidrológicas;
- problemas de engenharia, regulatórios e/ou ambientais não previstos;
- indisponibilidade de equipamentos;
- explosões e incêndios;
- incapacidade de contratar empresas terceirizadas;
- paralisações de trabalho, tensões trabalhistas e sociais;
- sabotagem, vandalismo e furto;
- interferência relacionada à exposição da população à rede elétrica;
- interferência relacionada ao compartilhamento das redes de telecomunicações nos postes da Companhia;
- insolvência e nível baixo de desempenho de empresas contratadas e terceiros;
- aumento nas perdas de energia, incluindo perdas comerciais e técnicas;
- aumento da inadimplência dos clientes;
- atrasos de construção e operacionais ou custos acima do previsto;
- aumento dos custos de empresas contratadas devido a mudanças na regulamentação trabalhista, de segurança e de saúde ou na demanda do mercado;
- incapacidade de adquirir energia elétrica;
- incapacidade de revender excesso de energia elétrica comprada;
- indisponibilidade de financiamento adequado;
- ineficácia de nossos sistemas de telecomunicações;
- ineficácia de nossos sistemas informatizados; e
- falha em nosso sistema comercial e operacional.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Caso enfrentemos esses ou outros problemas, poderemos não conseguir distribuir energia em quantidades compatíveis com as nossas projeções, o que poderá ter um efeito prejudicial sobre nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

No curso normal de nossas atividades, compramos equipamentos nacionais e importados e contratamos terceiros especializados para o desenvolvimento, a operação e manutenção de nossas instalações. A implementação de nossos projetos depende do fornecimento de equipamentos e serviços por empresas contratadas altamente especializadas. Na hipótese em que os equipamentos que recebemos e os serviços prestados a nós por terceiros estejam abaixo dos níveis de qualidade aceitáveis, poderemos não conseguir cumprir nossas obrigações os nossos órgãos reguladores e poderemos sofrer uma redução em nossa capacidade de distribuição de energia, afetando substancial e negativamente a nós e a nossa reputação. Além disso, a prestação de serviços de qualidade precária poderá desvalorizar nossas atividades e fazer com que incorramos em custos adicionais e multas, reduzindo nosso lucro. Da mesma forma, a suspensão ou rescisão não programada de nossos contratos de fornecimento de equipamentos ou de serviços poderá nos afetar substancial e negativamente, e os eventos ou interrupções não previstos enfrentados por nossos fornecedores, bem como as dificuldades na contratação de novos fornecedores, poderão afetar a qualidade ou o fornecimento de energia, o que poderá ter um impacto negativo sobre nossas margens, resultando em obrigação de compensações aos clientes, multas e até mesmo a caducidade da concessão.

O nosso grau de endividamento, bem como as disposições restritivas em nossos contratos financeiros (covenants) poderão afetar negativamente nossa capacidade de operar nosso negócio e de efetuar o pagamento de nossas dívidas. Qualquer inadimplemento decorrente de descumprimento, por nós, de nossas obrigações contratuais nos termos de nossos contratos de financiamento poderá nos afetar substancial e negativamente.

Nossa dívida bruta, em 31 de dezembro de 2018, era de R\$3.512,8 milhões. Sujeito aos termos de nossos instrumentos de dívida e aprovações regulamentares, poderemos incorrer em dívida adicional no futuro para amortizar parte de nossas dívidas existentes conforme se tornem devidas, bem como, poderemos incorrer em dívida adicional periodicamente para financiar investimentos ou para outros fins, sujeito às restrições aplicáveis às nossas dívidas atuais.

Alguns de nossos contratos de financiamento contêm cláusulas restritivas que impõem restrições operacionais e outras restrições a nosso negócio. Em especial, algumas dessas cláusulas nos impedem de incorrer em dívida adicional ou efetuar pagamentos restritos, incluindo a distribuição de dividendos, caso algum índice financeiro não seja cumprido. Além disso, no caso de algum índice financeiro não ser cumprido, poderá ser declarado o vencimento antecipado de parte de suas dívidas. Esses índices são medidos por meio do nível de endividamento líquido da Companhia em relação ao seu EBITDA dos últimos 12 meses (calculados de acordo com os critérios contidos em nossos instrumentos de dívida). Esses índices devem ser cumpridos continuamente todos os anos para não descumprimos nossas obrigações de dívida. Assim, não podemos garantir que conseguiremos cumprir tais índices.

Nosso nível de endividamento e as cláusulas restritivas em nossos instrumentos de dívida podem implicar em riscos importantes, incluindo os seguintes:

- aumento de nossa vulnerabilidade a condições econômicas, financeiras e setoriais negativas em geral;
- necessidade de que dediquemos uma parte substancial de nossos fluxos de caixa das operações para o serviço da dívida, reduzindo assim a disponibilidade de nossos fluxos de caixa para o financiamento de despesas de capital;

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

- limitação de nossa flexibilidade no planejamento ou reação a mudanças em nossas atividades e no setor em que atuamos; e
- limitação de nossa capacidade de tomar emprestado recursos adicionais conforme necessário.

Nossa geração de caixa decorrente das operações poderá não ser suficiente para pagar o valor de principal, juros e outros valores devidos relacionados a nossas dívidas atuais e futuras e, nesse caso, poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo de fazê-lo para refinarciar nossa dívida tão logo vencida ou se torne devida. Caso incorramos em dívidas adicionais, os riscos relacionados às nossas dívidas, incluindo nossa inadimplência com relação aos prazos de nossas dívidas, poderão aumentar. Na hipótese de estarmos inadimplentes nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores nos termos desses contratos (incluindo principal, juros e quaisquer multas) poderão ser antecipados, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplimento cruzado nos termos dos nossos outros contratos de financiamento e, em vista de nosso nível significativo de endividamento, afetar substancial e negativamente nossa situação financeira. Na hipótese de antecipação de qualquer uma de nossas dívidas, poderemos não conseguir pagar o saldo devedor dessa dívida, o que poderá ter um efeito prejudicial relevante sobre nossos negócios e situação financeira.

Nosso negócio exige despesas de capital substanciais e dependemos de fluxos de caixa de nossas operações e da disponibilidade contínua de financiamento de terceiros para implementar nosso programa de despesas de capital.

A manutenção de nossos ativos, nossa infraestrutura e nossos equipamentos exigem despesas de capital substanciais. Nossas despesas de capital (investimentos) foram de R\$1.021,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 e R\$ 645,9 milhões em 31 de dezembro de 2018. Devemos continuar a investir capital para manter os níveis de distribuição de energia conforme demanda do mercado e para aumentar nossa eficiência operacional. Não podemos garantir que conseguiremos obter recursos suficientes para concluir nosso programa de investimento em bens de capital ou atender outras exigências de liquidez e recursos de capital. A não obtenção dos recursos necessários pode atrasar ou impedir a conclusão de nosso programa de investimento em bens de capital e outros projetos, o que poderá ter um efeito negativo relevante sobre a operação e o desenvolvimento de nosso negócio.

Caso não consigamos controlar com sucesso as perdas de energia, os resultados de nossas operações e nossa condição financeira poderão ser adversamente afetados.

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são perdas causadas pelo consumo de elementos dentro de redes de distribuição, como a resistência interna dos transformadores e cabos elétricos, e ocorrem no curso normal de nossa distribuição de energia. As perdas comerciais resultam de conexões ilegais, fraude, deficiência na medição, erros de cobrança e questões semelhantes. Em virtude de condições econômicas e tarifas de energia, especialmente nos locais onde o fornecimento de energia é limitado, sofremos aumentos nas perdas de energia causadas por conexões ilegais, furto e fraude por parte de consumidores tentando evitar os limites de consumo ou burlar a medição real. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, registramos uma perda de energia de 21,1% sobre o total de energia adquirida, em comparação a 20,4% no período correspondente em 2017.

A implementação de programas de redução de perdas exige investimentos substanciais e não podemos garantir que teremos à disposição os recursos necessários para esses investimentos. Também não podemos garantir que as estratégias que implementamos para combater as perdas

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

de energia serão efetivas. Qualquer falha no combate efetivo às perdas de energia pode afetar substancial e negativamente nossos negócios e resultados financeiros e operacionais. A Companhia 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 Companhia.

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 parcela de nossas perdas de energia que for superior às perdas permitidas pela ANEEL não pode ser repassada por meio de aumentos nas tarifas. Aumentos nas perdas de energia não repassados a nossos clientes podem afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais. Além disso, não há garantia de que nossa perda máxima de energia permitida para fins regulatórios não será reduzida no futuro pela ANEEL, ou que as medidas do Governo em resposta a uma possível escassez de energia no futuro ou outros parâmetros relacionados a perdas de energia poderão ser impostos em resposta a uma possível escassez de energia no futuro, em cada caso afetando nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

As tarifas que cobramos pelas vendas de energia a Consumidores Cativos e as tarifas pela utilização do sistema de distribuição que cobramos dos Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL de acordo com um contrato de concessão com o governo brasileiro; assim, nossas receitas operacionais podem ser afetadas negativamente caso a ANEEL tome decisões em relação às nossas tarifas que não sejam favoráveis à Companhia.

A ANEEL estabelece as tarifas que poderemos cobrar de nossos consumidores, de acordo com uma fórmula já estabelecida em nosso contrato de concessão, que podem variar de acordo com novas metodologias de cálculo implementadas por lei e/ou por resoluções da ANEEL.

Nosso contrato de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que permite três tipos de ajustes 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 tarifário 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.

A ANEEL realiza, periodicamente, revisão tarifária que tem por objetivo compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores e incentivar as concessionárias a atingirem melhores níveis de eficiência. Dessa forma, a RTP 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo). Para maiores informações sobre os reajustes tarifários, ver item 7.5 deste Formulário de Referência.

Não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas adequadas que permitam que os custos de aumentos nas tarifas sejam integralmente ou parcialmente repassados aos consumidores. Além disso, à medida que qualquer um desses ajustes não seja feito pela ANEEL quando necessário, nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais poderão ser afetados negativamente. Além disso, a ANEEL poderá não autorizar a recuperação de todos os custos relacionados a nossos investimentos de capital e poderá exigir que as quantias recuperadas anteriormente sejam reembolsadas aos consumidores caso seja determinado que nossos investimentos de capital não foram prudentes ou foram resultantes de falhas em nossos controles internos, como a falha em registrar adequadamente o investimento de capital. 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.

O critério da ANEEL para revisão das nossas tarifas, bem como possíveis alterações na metodologia utilizada para calcular correções tarifárias periódicas, geram incerteza na operação de nossos negócios e poderá resultar em tarifas inferiores do que as que solicitamos ou previmos.

Caso não consigamos analisar de forma precisa a demanda de energia em nossa área de concessão, poderemos ser forçados a comprar energia no mercado de curto prazo por preços substancialmente mais elevados, quando comparados aos nossos contratos de compra de longo prazo, para atender a demanda, e poderemos não conseguir repassar totalmente a nossos clientes todos os custos de nossas compras de energia. Alterações no preço utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado de curto prazo poderão afetar negativamente as companhias no setor de energia elétrica, incluindo a nossa.

Segundo a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, uma distribuidora de energia deve contratar com antecedência, por meio de licitações públicas, 100% de suas necessidades projetadas de energia para distribuição a suas áreas de concessão, estando autorizada a repassar o custo de até 105% dessa energia aos consumidores. Superestimar ou subestimar a demanda pode ter consequências negativas. Considerando os vários fatores que afetam nossas análises de demanda de energia, incluindo crescimento econômico e populacional, não podemos garantir que nossa demanda projetada por energia será precisa. Caso analisemos incorretamente a demanda e compremos menos ou mais energia do que precisamos e sejamos responsabilizados de acordo com a regulamentação aplicável, poderemos ser impedidos de repassar integralmente os custos de nossas compras de energia aos consumidores e também poderemos ser forçados a entrar no mercado de curto prazo para comprar energia por preços substancialmente mais elevados que os estabelecidos nos nossos contratos de compra de longo prazo (ou vendê-la por preços substancialmente menores que os estabelecidos nos momentos das compras de energia em leilões públicos).

Desta forma, caso haja variações significativas entre nossas necessidades de energia e o volume de nossas compras de energia, nossos resultados operacionais poderão ser afetados negativamente.

O preço no mercado de curto prazo, ou PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), é calculado semanalmente para cada patamar de carga e por submercado, e tem como base o custo marginal da operação. Os submercados do sistema de energia elétrica brasileiro são: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O PLD é calculado em base *ex-ante* (considerando informações

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

fornecidas para disponibilidade de fornecimento e projeções de carga). O preço resultante desse cálculo é o preço base da liquidação de toda a energia não contratada entre os agentes.

Em dezembro de 2018, a ANEEL estabeleceu os valores mínimo e máximo do PLD para 2019 sendo R\$42,35/MWh e R\$513,89/MWh, respectivamente.

Os fatores que poderão afetar o PLD incluem (i) variações na oferta e demanda em um período determinado; (ii) reduções nos níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas; (iii) aumentos no despacho de usinas termelétricas; e (iv) atrasos no início das operações de novos geradores. A ocorrência de qualquer um desses fatores poderá levar a uma variação substancial do PLD, o que poderá resultar no aumento de custos na comercialização de energia no curto prazo, o que poderá consequentemente afetar negativamente nosso fluxo de caixa no curto prazo.

A falta de proteção adequada contra riscos relacionados à cibersegurança pode nos afetar substancial e negativamente.

Estamos sujeitos a diversos riscos de cibersegurança, incluindo, entre outros: invasão de nossos sistemas e plataformas de tecnologia da informação por terceiros mal-intencionados, infiltração de *malware* (como vírus de computador) em nossos sistemas, contaminação (intencional ou acidental) de nossas redes e sistemas por terceiros com quem trocamos dados, acesso não autorizado a dados confidenciais de clientes e/ou informações de propriedade da Companhia por pessoas dentro ou fora de nossa empresa e ataques cibernéticos que causam a degradação dos sistemas ou a indisponibilidade de serviços, o que pode resultar em perdas comerciais.

Poderemos não conseguir proteger com sucesso nossos sistemas e plataformas de tecnologia da informação contra essas ameaças. Nos últimos anos, temos visto sistemas de computação de companhias e organizações serem alvos não apenas de cibercriminosos, mas também de ativistas e Estados párias. Fomos e continuamos sujeitos a vários ataques cibernéticos, como *denial of service*, *malware* e *phishing*. Ataques cibernéticos podem gerar perda de quantidades significativas de dados de clientes e de outras informações sensíveis, bem como níveis significativos de ativos líquidos (incluindo caixa). Além disso, ataques cibernéticos podem desativar nossos sistemas de tecnologia da informação utilizados para o atendimento a nossos clientes. À medida em que as tentativas de ataque continuam a evoluir em escopo e sofisticação, poderemos incorrer em custos significativos na tentativa de modificar ou aprimorar nossas medidas de proteção contra esses ataques, de investigar ou remediar qualquer vulnerabilidade ou consequente violação e de comunicar a nossos clientes sobre ataques cibernéticos.

Caso não consigamos gerenciar de maneira efetiva nossos riscos de cibersegurança, por exemplo, ao não atualizar nossos sistemas e processos em resposta a novas ameaças, isso poderá prejudicar nossa reputação e afetar negativamente nossos resultados operacionais, nossa situação financeira e nossas perspectivas, como decorrência das possíveis implicações tais como pagamento de indenização aos clientes, penalidades e multas regulatórias e/ou perda de ativos. Além disso, também poderemos estar sujeitos a ataques cibernéticos contra infraestruturas críticas do Brasil. Nossos sistemas de tecnologia da informação dependem dessa infraestrutura crítica e qualquer ataque cibernético contra essa infraestrutura crítica pode afetar negativamente nossa capacidade de atender nossos clientes. Temos capacidade limitada de proteger nossos sistemas de tecnologia da informação dos efeitos prejudiciais desses ataques cibernéticos. Dessa forma, caso qualquer dos fatores acima venha a ocorrer, nossos negócios e resultados financeiros podem ser adversamente impactados.

A falta de proteção de informações pessoais e confidenciais pode nos afetar negativamente.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Gerenciamos e mantemos informações pessoais confidenciais de clientes pessoas físicas no curso normal do nosso negócio e, portanto, nossas atividades estão sujeitas às regras de proteção de dados previstas na Constituição Federal, Código de Defesa do Consumidor e, a partir de 2020, na Lei Geral de Proteção de Dados. Divulgações não autorizadas, violações de segurança ou quaisquer infrações à legislação aplicável podem nos sujeitar a ações judiciais, bem como a danos que podem afetar substancial e negativamente nossos resultados operacionais, nossa situação financeira e nossas perspectivas. Além disso, nossas atividades estão expostas a possíveis riscos de inobservância de políticas, conduta imprópria de funcionários ou negligência e fraude, o que poderá resultar em graves danos reputacionais ou financeiros. Nem sempre é possível desencorajar ou impedir a conduta imprópria de funcionários e as precauções que tomamos para detectar e prevenir essa atividade poderão nem sempre ser efetivas. Qualquer interrupção ou desaceleração substancial de nossos sistemas pode resultar na perda ou entrega de informações a nossos clientes com atrasos ou erros, incluindo dados relacionados a solicitações dos clientes, o que pode reduzir a demanda por nossos serviços e, conseqüentemente afetar substancial e negativamente nossos negócios e resultados operacionais.

Nossa operação depende da nossa capacidade de atrair e manter equipe técnica e administradores altamente qualificados.

Somos altamente dependentes do conhecimento da nossa equipe técnica e membros da nossa administração para a execução de nossas estratégias comerciais, o desenvolvimento e a implementação de nossos projetos e o gerenciamento de nossas operações. Há uma demanda alta por equipes técnicas e enfrentamos uma concorrência significativa por esses funcionários no mercado global de serviços. Oportunidades de trabalho atrativas no Brasil e no mundo poderão afetar nossa capacidade de contratar ou manter funcionários necessários. Caso não seja possível manter as pessoas-chave, precisaremos atrair e treinar equipes técnicas adicionais, que poderão não estar prontamente disponíveis ou só poderão estar disponíveis com um aumento significativo dos custos e depois de treinamentos demorados. Caso não seja possível atrair a tempo e/ou manter as pessoas-chave, poderemos não conseguir gerenciar nosso negócio de forma eficiente, o que poderá ter um efeito prejudicial substancial sobre nós.

Podemos não ser capazes de implementar completamente nossa estratégia de negócios.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de vários fatores, dentre os quais 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, de maneira que não podemos assegurar que cumprimos com sucesso estes e outros objetivos. Qualquer falha na implementação bem-sucedida de nossas estratégias de negócios pode ter um efeito negativo relevante sobre nossos negócios.

(b) aos controladores, diretos e indiretos, da Companhia

Os interesses de nosso acionista controlador poderão ser conflitantes com os interesses dos demais acionistas.

A Enel SpA e a Enel Américas, acionistas controladores indiretos da Companhia, exercem influência significativa sobre a Companhia por meio da Enel Brasil S.A., e detém poderes de voto suficientes para nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia, 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

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

de outros valores mobiliários de emissão da Companhia. O acionista controlador da Companhia poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações de ativos, parcerias, busca de financiamentos, ou tomar outras decisões que podem ser conflitantes com os interesses dos demais acionistas e que podem não resultar em melhorias de nossos resultados operacionais, o que pode afetar adversamente a cotação de nossa ação.

(c) aos acionistas da Companhia

Entendemos que não estamos sujeitos a riscos relevantes cujas fontes sejam nossos acionistas.

(d) às controladas e coligadas da Companhia

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

(e) aos fornecedores da Companhia

Falhas na transmissão de energia podem afetar a distribuição de eletricidade e afetar nossos negócios e reputação.

As companhias de transmissão elétrica são responsáveis por transmitir substancialmente toda a eletricidade distribuída por nós. Qualquer falha no fornecimento ou transmissão de eletricidade pode afetar nossa distribuição de eletricidade e afetar adversamente nossos negócios, reputação e relacionamentos com os clientes. Além disso, as falhas na distribuição de energia elétrica podem nos sujeitar à responsabilidade civil e penalidades do poder concedente na forma da regulamentação. Destaca-se que, no caso de suspensão de fornecimento, a ANEEL não faz distinções sobre a responsabilidade pelo evento, cabendo exclusivamente às distribuidoras ressarcirem os consumidores por eventuais danos, o que, conseqüentemente, pode afetar adversamente nossos negócios e resultados financeiros.

A terceirização de certas operações pode ter um efeito adverso relevante sobre nós se considerarmos que estabelecemos uma relação de trabalho com nossos prestadores de serviços terceirizados de acordo com a legislação aplicável ou se nossos acordos com nossos prestadores de serviços terceirizados forem contestados nos tribunais trabalhistas brasileiros.

Nós terceirizamos certas operações para prestadores de serviços no curso normal de nossos negócios. Se os prestadores de serviços terceirizados que contratamos não atendem a quaisquer obrigações trabalhistas, previdenciárias e/ou tributárias, podemos ser judicialmente obrigados a cumprir tais obrigações, na medida em que seus empregados sejam considerados nossos empregados pela legislação trabalhista, o que pode nos afetar negativa e substancialmente.

As concessionárias de serviços de energia elétrica, tal como a Companhia, 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. Em 31 de março de 2017, foi promulgada a Lei 13.429 permitindo a terceirização de "atividades principais".

Existe controvérsia 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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 Companhia poderão ser impactados de forma adversa.

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

(f) aos clientes da Companhia

A Companhia tem responsabilidade objetiva por quaisquer perdas e danos resultantes do serviço inadequado de distribuição de energia elétrica por nossas unidades de distribuição ou de falhas que não poderão ser atribuídas a nenhum outro agente específico do setor de energia.

Segundo as leis brasileiras e regulamentação da ANEEL, como prestadores de um serviço público, a Companhia 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, falhas, interrupções ou perturbações em nossos sistemas de distribuição. Além disso, poderemos ser responsabilizados por perdas e danos causados a terceiros devido a interrupções ou perturbações no sistema de distribuição de energia que não forem atribuídos a nenhum membro identificável do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). 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.

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

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode afetar negativamente nosso negócio, nossos resultados operacionais e/ou nossa situação financeira.

Em 31 de dezembro de 2018, o saldo de nossos recebíveis (consumidores, revendedores e outros e contas a receber – acordos, circulante e não circulante) era de R\$949,0 milhões, o que pode afetar adversamente nossos negócios e situação financeira, caso não sejam pagos. Caso parte deste valor não seja pago, os nossos negócios e situação financeira poderão ser adversamente afetados.

O saldo total das contas vencidas em 31 de dezembro de 2018 era de aproximadamente R\$221,0 milhões e o índice de “cobrança” da Companhia, medido pelo valor arrecadado sobre valor faturado nos últimos doze meses, foi de 98,2%.

O nível de inadimplência dos nossos consumidores poderá ser afetado por fatores econômicos como níveis de renda, desemprego, taxas de juros, inflação e o preço da energia. A deterioração contínua ou futura da economia brasileira, especialmente nas áreas atendidas por nossas concessões, poderá afetar negativamente o setor de energia, inclusive a capacidade de pagamento de nossos consumidores e, conseqüentemente, nossos negócios e resultados financeiros. Além disso, interrupções no fornecimento de energia por companhias de distribuição em caso de

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

inadimplência dos consumidores têm sido contestadas na justiça. Atualmente, as companhias de eletricidade no Brasil estão autorizadas a interromper o fornecimento de energia quando os clientes possuem uma dívida recente. Há, no entanto, uma discussão no Superior Tribunal de Justiça do Brasil (pedido de revisão nº REsp 1412433 / RS) questionando se tal conduta é legal. Decisões judiciais contra companhias de distribuição ou novas regulamentações favoráveis a consumidores inadimplentes poderão afetar substancial e negativamente nossos negócios.

Adicionalmente, o corte de fornecimento de energia pela Companhia em caso de inadimplemento dos seus clientes pode ser questionado na justiça e, ainda, discute-se no legislativo a possibilidade de alteração nos procedimentos de corte de energia permitido às distribuidoras de energia, sendo que não há como assegurar que decisões judiciais contrárias à Companhia 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 Companhia.

A Companhia não pode assegurar que conseguirá implementar todas as ações necessárias para reduzir o inadimplemento de seus clientes, e tampouco que, uma vez implementadas, tais medidas garantirão a eliminação da inadimplência. Em cada revisão tarifária, a ANEEL define o montante de receita para cobertura da inadimplência que cada distribuidora irá cobrar de seus clientes. Caso a despesa com inadimplência ultrapasse esse limite, as empresas não poderão repassar a totalidade desses custos por meio de reajustes de tarifa. O aumento dos índices de inadimplência além dos limites repassados às tarifas pode afetar negativamente a Companhia.

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

(g) aos setores da economia nos quais a Companhia atua

Condições hidrológicas desfavoráveis podem afetar substancialmente nossos resultados operacionais.

A energia hidrelétrica é a principal fonte de energia do Brasil. A capacidade operacional das usinas hidrelétricas no Brasil depende dos níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, da quantidade de chuva. Períodos de escassez severa de chuvas ou índices pluviométricos constantes abaixo da média, como no estado de São Paulo em 2014 e 2015 e nos anos anteriores a 2001 nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil, podem resultar em baixos níveis de reservatório, baixa capacidade operacional das hidrelétricas e escassez de energia.

Em resposta a qualquer escassez de energia, o governo brasileiro poderá criar programas de racionamento para limitar o consumo de energia. Na hipótese de um racionamento que limite o consumo industrial, comercial e residencial, o volume de energia adquirido por distribuidoras será forçadamente reduzido proporcionalmente ao consumo reduzido. Períodos de escassez intensa de chuvas ou índices pluviométricos constantes abaixo da média, resultando em escassez de energia, poderão afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Além disso, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pode, periodicamente, exigir cortes de energia temporários a fim de gerenciar a demanda de curto prazo por energia. O aumento na frequência ou duração desses cortes pode resultar no consumo reduzido de energia e em uma redução concomitante de nossa receita operacional bruta.

Caso o Brasil passe por outro período de escassez real ou potencial de energia (uma situação que pode acontecer e não podemos controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

políticas ou medidas semelhantes para resolver a escassez, como programas de conservação de energia, incluindo reduções obrigatórias no consumo de energia, e campanhas públicas de sensibilização geral para a população para incentivar a redução do consumo de eletricidade.

A escassez futura de energia resultante de condições hidrológicas ou de políticas ou medidas do governo brasileiro, como programas de racionamento de energia e campanhas públicas, poderá resultar em uma redução obrigatória ou voluntária no consumo de energia e pode consequentemente nos afetar substancial e negativamente em diferentes níveis.

Estamos sujeitos à regulamentação abrangente de nossas atividades pelo governo brasileiro e não podemos ter certeza do efeito que alterações na legislação poderão causar em nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais.

Nossas atividades estão sujeitas a uma regulamentação intensa por diversas autoridades reguladoras brasileiras, especialmente a Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. A ANEEL regulamenta e supervisiona diversos aspectos de nossas atividades, incluindo os termos e as condições dos contratos de compra de energia que estamos autorizados a celebrar, visto que eles estão atrelados a leilões públicos federais e estabelecem nossas tarifas. Desde 2004, o governo brasileiro implementou alterações fundamentais na regulamentação do setor de energia. Em 15 de março de 2004, o governo brasileiro promulgou a Lei Federal nº 10.848, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As principais reformas nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluíram:

- a criação de um Ambiente de Contratação Regulada para a compra e venda de energia por meio do qual as distribuidoras devem contratar com antecedência, por meio de licitações públicas, no mínimo 100% e no máximo 105% de suas necessidades de energia projetadas para períodos de cinco anos;
- uma proibição geral às distribuidoras de desempenhar quaisquer atividades além da distribuição de energia, incluindo a geração ou transmissão de energia, exceto conforme estabelecido por lei ou pelo contrato de concessão da distribuidora;
- uma proibição às distribuidoras de atenderem suas necessidades de abastecimento de energia por meio da compra de energia de afiliadas, exceto nos termos dos contratos bilaterais existentes e previamente aprovados pela ANEEL ou assinados no Ambiente de Contratação Regulada; e
- uma proibição às distribuidoras de vender energia a clientes livres por preços livremente negociados, exceto pelas vendas na área de concessão das distribuidoras nas mesmas condições aplicáveis a clientes cativos.

A ANEEL tem amplos poderes de regulamentação nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico sobre as atividades das companhias no setor de energia elétrica no Brasil e, em alguns casos, os procedimentos de regulamentação da ANEEL incluem levar em consideração as opiniões das companhias em operação no setor de energia e do público em geral. As normas da ANEEL podem ter um impacto significativo sobre as operações das companhias de distribuição, incluindo as da nossa própria companhia. Esses poderes de regulamentação poderão afetar diferentes aspectos de nossas atividades, incluindo nossas tarifas, indicadores de qualidade, continuidade de serviços e sanções. Caso sejamos obrigados pela ANEEL a fazer investimentos de capital adicionais e inesperados, e não nos permitam ajustar adequadamente nossas tarifas, ou caso a ANEEL modifique os regulamentos relacionados aos ajustes tarifários ou às correções tarifárias, poderemos ter nossos negócios afetados negativamente.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Além disso, tanto a implementação de nossa estratégia de crescimento como de nossas atividades comuns poderão ser afetadas negativamente por ações governamentais como alterações na legislação vigente, o encerramento de programas federais e estaduais de concessão, a criação de critérios mais rígidos para a qualificação em leilões públicos de energia ou um atraso na correção e implementação de novas tarifas anuais.

Nossa incapacidade de prever, influenciar ou responder adequadamente a mudanças na lei ou na regulamentação, incluindo qualquer incapacidade de obter aumentos esperados ou contratados nas tarifas de energia ou ajustes nas tarifas para refletir o aumento das despesas, bem como determinar a possibilidade e as condições para a prorrogação do prazo da nossa concessão, pode afetar negativamente nossos resultados operacionais. Além disso, alterações na legislação ou alterações na aplicação ou interpretação de disposições regulatórias no Brasil, onde as tarifas de energia estão sujeitas à análise ou aprovação regulatória, podem afetar negativamente nossas atividades, incluindo, entre outros, por meio de:

- alterações na determinação, definição ou classificação de custos a serem incluídos como custos reembolsáveis ou de repasse a serem incluídos nas tarifas que cobramos de nossos clientes;
- alterações na determinação do que é uma taxa de retorno sobre o capital investido adequada ou uma determinação de que nosso lucro operacional ou de que as tarifas que cobramos dos clientes são muito elevadas, resultando na redução das tarifas ou descontos aos clientes;
- alterações na definição ou determinação de custos gerenciáveis e não gerenciáveis;
- alterações prejudiciais nas leis tributárias;
- alterações na definição de acontecimentos que podem ou não ser qualificados como alterações no equilíbrio econômico;
- alterações nas legislações estaduais e municipais;
- alterações na regulamentação impondo investimentos não previstos como, por exemplo, um programa de enterramento de rede elétrica;
- alterações nas interpretações das regulamentações pelas autoridades governamentais;
- alterações nos momentos de ajustes ou correções das tarifas; ou
- outras alterações relacionadas a licenciamento ou permissão que afetem nossa capacidade de conduzir nossas atividades.

Não há garantia de que nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais não sejam afetados negativamente por reformas ou mudanças na maneira como nossas tarifas são regulamentados pela ANEEL. O cenário regulatório está em constante mudança e pode ser difícil prever o impacto desses regulamentos sobre nosso negócio. Caso alterações regulatórias exijam que conduzamos nosso negócio de forma substancialmente diferente de nossas operações atuais, nossos resultados operacionais e financeiros poderão ser afetados negativamente.

A estrutura regulatória na qual operamos está sujeita a um questionamento jurídico.

Embora a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico esteja atualmente em pleno vigor, questionamentos a respeito da constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes no Supremo Tribunal Federal. Na data deste Formulário de Referência, não existe nenhuma

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

estimativa para o proferimento de uma decisão final. Caso toda ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja considerada inconstitucional, haveria consequências incertas para a validação da regulamentação existente e o futuro desenvolvimento da estrutura regulatória. É difícil prever o resultado do processo judicial, porém ele pode ter um impacto prejudicial sobre todo o setor de energia, incluindo sobre nossos negócios e resultados operacionais.

Nossos controles internos poderão ser insuficientes para evitar ou detectar violações da legislação aplicável ou de nossas políticas internas dentro de nossa companhia.

Nossos procedimentos de *compliance* e controle internos podem não ser suficientes para evitar ou detectar todas as condutas impróprias, fraudes ou violações de leis aplicáveis por parte de nossos funcionários e membros de nossa administração. Caso nossos funcionários ou outras pessoas relacionadas a nós se envolvam em práticas fraudulentas, corruptas ou desleais ou violem leis e regulamentos aplicáveis ou nossas políticas internas, poderemos ser responsabilizados por qualquer uma dessas violações, o que pode resultar em penalidades, multas ou sanções que podem afetar substancial e negativamente nossos negócios e imagem.

Alterações na legislação tributária, incentivos e benefícios fiscais ou diferentes interpretações das legislações fiscais podem prejudicar nossos resultados operacionais.

As mudanças nas leis tributárias, legislações fiscais, interpretações das autoridades fiscais e normas contábeis tributárias no Brasil podem resultar em alíquotas maiores de impostos sobre nossos resultados, o que pode reduzir significativamente nossos lucros e fluxos de caixa operacionais. Além disso, nossos resultados operacionais e condição financeira podem reduzir se certos incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Nós podemos não ter conhecimento de todas as alterações que afetem nossos negócios e, portanto, podemos falhar no recolhimento de impostos e taxas aplicáveis ou no cumprimento das legislações fiscais, o que poderá resultar em liquidações fiscais adicionais e penalidades para nós.

Ademais, estamos envolvidos em procedimentos fiscais fundados em diferentes interpretações entre nós e as autoridades fiscais brasileiras a respeito da legislação tributária que, caso sejam julgados desfavoravelmente a nós, podemos ser obrigados a arcar com o pagamento de impostos em grandes montantes, que podem afetar adversamente nossos negócios e resultados financeiros.

Não podemos garantir que obteremos ou renovaremos todas as permissões de operação necessárias para a condução do nosso negócio ou que todos os imóveis utilizados em nossa operação estão com titularidade regularizada.

As licenças e autorizações exigíveis e aplicáveis às atividades da Companhia são emitidas por órgãos públicos como prefeituras, agências ambientais e/ou Corpo de Bombeiros e devem ser mantidas válidas. Quando necessário, essas licenças e autorizações devem renovadas com as autoridades públicas apropriadas. Atualmente, existem imóveis utilizados pela Companhia, tais como subestações, bases operacionais e lojas que (i) possuem pendências a serem superadas para a emissão ou renovação das referidas licenças e autorizações ou (ii) cuja titularidade não está em nome da Companhia.

Nós não podemos garantir que obteremos todas as licenças, autorizações, licenças ambientais e/ou licenças de uso e operação necessárias para a operação das nossas atividades. A demora ou indeferimento, por parte dos órgãos licenciadores, na emissão ou na renovação de licenças, assim como eventual impossibilidade da Companhia em atender às exigências estabelecidas por tais órgãos no curso do processo de licenciamento, poderão afetar adversamente os seus resultados operacionais.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A falta de obtenção ou renovação dessas licenças e/ou autorizações pode resultar na aplicação de multas e na interdição de nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção de nossas atividades. Ainda, na possibilidade de fechamento ou interrupção temporária de qualquer uma de nossas unidades, os nossos negócios e resultados poderão ser afetados negativamente. A não obtenção ou renovação do auto de vistoria do Corpo de Bombeiros implica não só na possibilidade de multas e de interrupção das atividades, como também no risco da respectiva seguradora não indenizar à Companhia em caso de sinistro. Por fim, caso eventual sinistro venha a ocorrer em imóvel sem o auto de vistoria do Corpo de Bombeiros e resulte em vítimas ou feridos, poderá agravar a responsabilidade civil (da Companhia e administradores) e criminal (dos administradores) pelo acidente, e ainda resultar em dano à imagem da Companhia, afetando negativamente os seus negócios e resultados.

(i) aos países estrangeiros em que a Companhia atua

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

(j) questões socioambientais

O não cumprimento da legislação ambiental aplicável ou de determinações judiciais ou administrativas relacionadas à Companhia referentes aos 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 ampla 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. 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.

As atividades da Companhia estão sujeitas a Portaria nº 80, de 14 de outubro de 2005, da SVMA (Secretaria do Verde e do Meio Ambiente), que estabelece o licenciamento ambiental para as atividades de reforma com ampliação de tensão ou de corrente nominal e de implantação de novas unidades de Linhas de Transmissão e Subestações dos sistemas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro.

Esta mesma Portaria estabelece o Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA) a ser apresentado no processo de licenciamento ambiental para sistemas lineares com tensão nominal de 69 kV a 230 kV, o que é aplicável à Companhia e que a torna mais restritiva do que as demais normas legais, ao prever a adoção de medidas de precaução, estruturais, operacionais e técnicas que visem à diminuição dos campos elétricos e magnéticos gerados nas áreas de livre acesso à população em geral, mediante limites extremamente restritivos. Caso a Companhia não tenha êxito em seguir os termos da referida Portaria, estará sujeita à aplicação das sanções previstas na Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, e no Decreto Federal nº 6.514, de 22 de julho de 2008. Adicionalmente, a emissão das licenças ambientais poderá ficar comprometida, impossibilitando a

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

operação e a realização das obras de expansão, manutenção e melhoria do sistema. Projetos especiais para atendimento aos limites da Portaria (tais como o alteamento de estruturas, linhas subterrâneas e faixas de segurança mais largas) tendem a tornar as obras mais caras, impactando negativamente no orçamento da Companhia.

Além disso, as atividades do setor de distribuição de energia podem causar danos ao meio ambiente, dentre eles: contaminações ambientais decorrentes do manuseio de equipamentos isolados a óleo, emissão de ruído na operação de transformadores, intervenção em áreas ambientalmente protegidas, poda e manejo inadequado de vegetação.

A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental.

O pagamento de substanciais despesas para recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso sobre os resultados da Companhia. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão ou renovação das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, podendo causar atrasos em cronogramas de implantação de projetos. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

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

Em linha com a política de contratação de seguros da Companhia, contratou-se apólice de seguro de Responsabilidade Civil Ambiental até 31/10/2019. A referida apólice garante cobertura para a Companhia e as demais empresas do Grupo Enel Brasil. Seu limite pode não ser suficiente e este seguro pode não estar disponível no futuro.

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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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.

(k) riscos macroeconômicos

O governo federal brasileiro exerce influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, podem nos afetar adversamente.

O governo federal brasileiro frequentemente influencia de forma significativa a economia do país e ocasionalmente realiza mudanças significativas em políticas e regulamentações. As ações do governo do Brasil para controlar a inflação e outras políticas e regulamentações frequentemente envolvem, entre outras medidas, aumentos nas taxas de juros, mudanças nas políticas tributárias, controles de preços, controles cambiais, desvalorizações da moeda, controles de capital e limites às importações. Não temos controle e não podemos prever que medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro. Nós e o preço de mercado de nossos valores mobiliários poderemos ser afetados negativamente por mudanças nas políticas governamentais, bem como por fatores econômicos gerais, incluindo, entre outros:

- crescimento ou desaceleração da economia brasileira;
- taxas de juros e políticas monetárias;
- taxas de câmbio e flutuações cambiais;
- inflação;
- liquidez dos mercados domésticos de capital e de empréstimos;
- controles de importação e exportação;
- controles cambiais e restrições a remessas para o exterior;
- modificações na legislação segundo interesses políticos, sociais e econômicos;
- políticas fiscais e mudanças nas leis tributárias;
- instabilidade econômica, política e social;
- regulamentos trabalhistas e previdenciários;
- escassez e racionamento de energia;
- intervenção, ou modificação, ou rescisão de concessões de energia existentes pelo governo brasileiro; e
- outros acontecimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

A incerteza com relação a se o governo federal brasileiro implementará mudanças nas políticas ou regulamentos que afetam esses ou outros fatores no futuro poderá afetar o desempenho econômico e contribuir para a incerteza econômica no Brasil, o que poderá ter um efeito prejudicial sobre nós e nossas ações ordinárias. Não podemos prever que medidas o governo federal brasileiro tomará frente ao acúmulo das pressões macroeconômicas ou outros fatores. A recente instabilidade política e econômica resultou em uma percepção negativa da economia brasileira e em volatilidade no

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

mercado de valores mobiliários brasileiro, o que também poderá afetar negativamente a Companhia e nossas ações ordinárias.

Incerteza econômica e instabilidade política no Brasil e no exterior poderão nos afetar negativamente e o preço de nossas ações ordinárias.

O cenário político do Brasil influenciou historicamente, e continua a influenciar, o desempenho da economia do país. As crises políticas afetaram e continuam afetando a confiança dos investidores e do público em geral, resultando historicamente em desaceleração econômica e alta volatilidade dos valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.

A instabilidade econômica recente no Brasil contribuiu para uma queda na confiança do mercado na economia brasileira, bem como para uma deterioração do cenário político. A incerteza sobre a possibilidade de o atual governo brasileiro implementar mudanças em políticas ou regulamentos no futuro poderá contribuir para a incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. A incerteza política pode ter um efeito prejudicial substancial sobre a economia brasileira e, conseqüentemente, sobre nós e o preço de nossas ações ordinárias.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é afetado pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em diferentes graus, pelas condições de mercado em outras regiões emergentes, bem como nos Estados Unidos, China, União Europeia e em outros países. Ainda que a conjuntura econômica desses países seja significativamente diferente da conjuntura econômica brasileira, a reação dos investidores a eventos e crises estrangeiras poderá afetar negativamente o valor de mercado dos valores mobiliários da Companhia, à medida em que as condições dos mercados ou da economia global deterioram. Crises políticas e instabilidade em outros países podem reduzir a demanda dos investidores por valores mobiliários brasileiros, como nossas ações ordinárias.

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

O Governo Federal regularmente implementa alterações no regime fiscal, que afetam os participantes do mercado de energia. Essas alterações incluem mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas poderão resultar em um aumento da nossa carga tributária, o que poderá, por sua vez, influenciar nossa lucratividade e afetar adversamente os preços de nossa energia vendida e do nosso resultado financeiro. Não há garantias de que seremos capazes de obter um reajuste tempestivo e integral das nossas receitas e, por conseqüência, nem de que conseguiremos manter nossos preços, nosso fluxo de caixa projetado e nossa lucratividade. Caso não haja o repasse desses tributos adicionais aos consumidores em valores suficientes e prazo hábil, os resultados operacionais e condição financeira da Companhia podem ser adversamente afetados.

A deficiência de infraestrutura e mão de obra no Brasil poderá afetar o crescimento econômico e ter um efeito prejudicial substancial sobre nós.

Nosso desempenho depende do bem-estar geral da economia brasileira. O crescimento contínuo pode ser limitado por infraestrutura inadequada, incluindo potencial escassez de energia e um setor de transporte deficiente, ou por falta de força de trabalho qualificada, o que pode contribuir para níveis baixos de produtividade e eficiência. Dependendo da intensidade e duração, esses fatores podem levar à volatilidade do emprego e, em geral, a menores níveis de renda e consumo, o que pode limitar nosso crescimento, resultando em taxas maiores de inadimplência e de perdas comerciais e poderá ter um efeito adverso relevante em nossos negócios.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Risco de crédito

A Companhia está sujeita a riscos de crédito relacionados à (i) caixa e equivalente de caixa; (ii) títulos e valores mobiliários; (iii) instrumentos financeiros derivativos; (iv) consumidores e outras contas a receber; (v) ativo financeiro setorial; e (vi) ativo indenizável.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A tabela abaixo demonstra a exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2018:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Caixa e equivalentes de caixa	267.076	305.915
Títulos e valores mobiliários	81.777	120.091
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	112.130	6.966
Consumidores e outras contas a receber	949.042	813.540
Ativo financeiro setorial	229.300	75.332
Ativo indenizável (concessão)	3.378.495	2.864.913
	<u>5.017.820</u>	<u>4.186.757</u>

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possuía a seguinte exposição em riscos de contrapartes financeiras, segundo classificação de risco de crédito pela agência Standard & Poor's (escala nacional):

<u>Caixa e equivalente de caixa e Títulos e valores mobiliários</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
AA-	-	271.710
AAA	177.090	-
A+	-	2.401
AA+	89.349	78.463
Banco Central do Brasil	43.633	36.330
Numerário em trânsito	38.100	36.224
Não avaliado	681	878
Total Geral	<u>348.853</u>	<u>426.006</u>
<u>Instrumentos financeiros derivativos</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
AA-	98.833	(46.972)
Total Geral	<u>98.833</u>	<u>(46.972)</u>

Riscos de aceleração de dívidas (vencimento antecipado)

A Companhia tem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas ("covenants") normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Os *covenants* financeiros preveem um limite máximo de 3,50 vezes o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, sob pena de eventual vencimento antecipado da dívida em caso de descumprimento por dois trimestres consecutivos.

A Companhia não pode garantir que continuará cumprindo com todos os índices econômico-financeiros e que, caso um descumprimento venha a ocorrer, que as suas dívidas não serão aceleradas, causando um impacto adverso negativos em seus negócios e resultados operacionais.

Risco de moeda

A Companhia está exposta ao risco de variação cambial, atrelado à valorização de moeda estrangeira frente ao real, principalmente, ao dólar norte-americano, o que levaria a um aumento das despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados ao dólar e aos pagamentos de energia adquirida da usina de Itaipu

O risco referente a energia adquirida de Itaipu decorre das diferenças verificadas entre a taxa de câmbio considerada pelo órgão regulador quando da homologação dos reajustes tarifários e aquelas efetivamente verificadas nos pagamentos no decorrer do ano tarifário. No exercício social encerrado de 2018 representou 20% da nossa de energia comprada.

Pode ocorrer descasamento do fluxo de caixa expondo a empresa a restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio.

Dessa forma, podemos sofrer impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia e não é possível mensurar antecipadamente tais impactos em nossos negócios e resultados operacionais.

Risco de Taxas de Juros e Inflação (encargos da dívida)

A elevação das taxas de juros e inflação poderão impactar adversamente o resultado da Ampla 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 Ampla também aumentarão, podendo afetar negativamente a sua capacidade de pagamento e seus resultados.

Em 31 de dezembro de 2018, do total de R\$3.512.816 mil em empréstimos e financiamentos da Companhia, 59% era indexado ao CDI; 9% ao IPCA; 11% à TJLP; 17% em taxas pré-fixadas; e 4% à Selic.

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 futura desses indicadores. Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável, conforme tabela abaixo em R\$ mil:

Ativos	Risco	Base 31/12/2018	Cenários projetados - DEZ. 2019		
			Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	16.346	(1.027)	(776)	(521)
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	248.383	(15.601)	(11.784)	(7.913)
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pre-fixado	12.896	-	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	3.378.495	(83.501)	(62.626)	(41.751)
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	(462.378)	(33.242)	(40.261)	(47.185)
Instrumentos financeiros derivados	Pre-fixado	(463.812)	(34.123)	(34.123)	(34.123)
Instrumentos financeiros derivados	Alta da Libor	765.582	82.024	261.172	411.041
Instrumentos financeiros derivados	Alta do Dólar	259.441	28.764	87.739	136.745
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pre-fixado	(83.031)	(5.320)	(5.320)	(5.320)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do Dólar	(299.146)	(31.331)	(99.297)	(155.775)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(374.286)	(38.212)	(44.120)	(49.944)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Selic	(110.593)	(10.222)	(11.854)	(13.464)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(1.624.964)	(133.148)	(158.995)	(184.472)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(303.672)	(33.175)	(35.371)	(37.553)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(815.957)	(85.987)	(276.904)	(436.621)
			(394.101)	(432.520)	(466.856)

Risco de preço

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 consequentemente, 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

O risco de liquidez acontece com a dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas. Caso a Companhia não seja capaz de liquidar suas obrigações nos prazos acordados, a cobrança de multas, ou qualquer ação de cobrança por parte de seus credores podem afetar adversamente a situação financeira da Companhia.

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.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

A tabela abaixo apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2018 (valores expressos em milhares de reais):

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
31 de dezembro de 2018					
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	8.532	4.670	26.844	387.479	427.525
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	17.443	337.466	420.149	978.109	1.753.167
Debêntures	(86)	(173)	42.586	645.196	687.524
Empréstimos com Parte Relacionada	-	-	1.098.146	-	1.098.146
	<u>25.889</u>	<u>341.963</u>	<u>1.587.725</u>	<u>2.010.784</u>	<u>3.966.362</u>
31 de dezembro de 2017					
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	8.180	5.365	29.200	393.055	435.800
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	15.853	41.870	284.860	1.031.954	1.374.537
Debêntures	-	-	44.792	702.466	747.258
Empréstimos com Parte Relacionada	63.132	695.473	10.755	193.611	962.971
	<u>87.165</u>	<u>742.708</u>	<u>369.607</u>	<u>2.321.086</u>	<u>3.520.566</u>

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

A Companhia está atualmente envolvida em processos judiciais e administrativos sobre diversas questões legais, regulatórias e administrativas, inclusive processos relacionados a aumentos de tarifa, responsabilidade civil, responsabilidade fiscal, obrigações trabalhistas, previdenciárias e questões ambientais, sendo que a maioria destes processos se originou do curso regular dos negócios da Companhia. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia figurava em 32.040 demandas judiciais, sendo: (i) 29.056 processos judiciais cíveis (direito do consumidor, responsabilidade civil, regulatório e imobiliário); (ii) 492 processos judiciais e administrativos fiscais e (iii) 2.492 são processos judiciais, trabalhistas e judiciais e administrativos previdenciários.

Em 31 de dezembro de 2018, o valor total envolvido nos litígios com chance de perda provável é de R\$ 589,1 milhões, com chance de perda possível é de R\$ 3.318,9 milhões, e com chance de perda remota é de R\$ 6.352,7 milhões, dos quais R\$ 602,2 milhões provisionados.

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. 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.

Para os fins deste item 4.3, foram considerados como processos individualmente relevantes: (i) processos com valor individual igual ou superior a R\$70,0 milhões; e (ii) processos que individualmente tenham potencial de impacto financeiro adverso, de dano à imagem e/ou às atividades da Companhia. A Companhia apresenta a seguir uma breve descrição dos processos mais relevantes em que figura como parte, segregados por sua natureza.

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 de natureza trabalhista e previdenciária

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia era parte em 2.492 disputas trabalhistas.

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2018, o valor total envolvido nos processos trabalhistas com chance de perda provável, possível e remota era, conjuntamente, de R\$ 1.044,9 milhões, dos quais R\$ 279,9 milhões foram classificados com chance de perda provável, R\$ 295,8 milhões possível e R\$ 469,1 milhões remota. O montante provisionado para esses processos era de R\$ 283,3 milhões.

A maioria dos processos de natureza cível em que a Companhia figura no polo passivo envolvem, em sua grande maioria, reclamações de ex-funcionários próprios e empregados de empresas terceirizadas que pleiteiam vínculo empregatício com a Companhia e posterior equiparação em direitos aos empregados desta ou eventuais verbas inadimplidas por suas empresas.

Dentre os processos de natureza trabalhista individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de dezembro de 2018, destacam-se os seguintes:

Processo nº 884/89 / 0088400-80.1989.5.01.0241

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

a. juízo	1ª Vara do Trabalho de Niterói
b. instância	Tribunal Superior do Trabalho
c. data de instauração	01/04/1989
d. partes no processo	Autor: Sind. Trab. Ind. de Energia Elétrica de Niterói – STIEEN Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 97.713.767,44
f. principais fatos	Em abril de 1989 o Sindicato de Niterói, em representação de 2841 empregados interpôs ação reclamando diferenças salariais de 26,05% desde fevereiro de 1989, que lhes corresponderiam em virtude do plano econômico instituído pelo Decreto-Lei Nº 2.335/87 “Plano Verão”. Inicialmente, o processo teve sentença parcialmente desfavorável à Ampla, determinando o pagamento das diferenças salariais solicitadas desde 1º de fevereiro de 1989, bem como honorários advocatícios de 15%. A Cia interpôs vários recursos, sem êxito. Dentre eles, foi interposto um Recurso Extraordinário. Iniciada a execução, o Tribunal ordenou a realização de uma audiência de conciliação, que foi realizada sem sucesso. Em paralelo, a Ampla apresentou Exceção de Pré-Executividade com base na jurisprudência do Supremo Tribunal Federal, que declarou previamente a inexistência de um direito adquirido ao reajuste requerido, Unidade de Referência de Preços (“URP”), originado pelo Decreto-Lei nº 2.235 de 1987. Em primeira instância, a Ampla obteve a declaração de inexigibilidade do título legal. Contra essa decisão, foi apresentado um Agravo de Petição que obteve êxito em parte, ficando devidos os valores limitados às diferenças salariais referentes à data-base (outubro de 1989). Em setembro de 2014, o tribunal rejeitou os recursos de agravo de instrumento apresentados por ambas as partes, bem como embargos de declaração. Em junho de 2015, a Ampla apresentou contra-razões ao Recurso Extraordinário apresentado pelo Sindicato. Em dezembro de 2015, o Recurso Extraordinário foi enviado ao Supremo Tribunal Federal para julgamento. Em 29 de agosto de 2016, foi emitida decisão para suspender a execução da sentença. Em dezembro de 2016, o recurso extraordinário foi julgado desfavoravelmente à Ampla e favor do recurso do Sindicato dos Trabalhadores, afirmando que a empresa era devedora do valor das diferenças salariais (URP) para o período de fevereiro de 1989 a outubro de 1989. Contra essa ação a Cia propôs ação rescisória junto ao STF, que foi julgada desfavorável à Ampla. A estratégia judicial está sendo definida.
g. chance de perda	Provável
h. análise do impacto em caso de perda	Impacto em caixa e em resultado

Processos de natureza tributária

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia era parte em 492 disputas tributárias.

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2018, o valor total envolvido nos processos tributários com chance de perda provável, possível e remota era, conjuntamente, de R\$ 3.445,2 milhões, dos quais R\$ 21,1 milhões referentes a processos com chance de perda provável, R\$ 1.816,6 milhões possível e R\$ 1.608,5 milhões remota. O montante total provisionado era de R\$ 30,8 milhões.

Dentre os processos de natureza tributários individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de dezembro de 2018, destacam-se os seguintes:

Processo de Execução Fiscal nº 10730.002730/2003-13 / 0001271-81.2014.4.02.5102	
a. juízo	5ª Vara Federal de Niterói
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	07/07/2003
d. partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: Ampla

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 166.068.326,92
f. principais fatos	Auto de Infração lavrado contra a Ampla a título de COFINS, sob a alegação de que a empresa teria recolhido a menor a referida contribuição no período de 12 de janeiro a 06 de fevereiro.
g. chance de perda	Possível.
h. análise do impacto em caso de perda	Impacto em caixa e em resultado

Processo de Execução Fiscal nº 0001097-72.2014.4.02.5102	
a. juízo	5ª Vara Federal de Niterói
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	27/06/2014
d. partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.271.518.598,30
f. principais fatos	Suposta falta de recolhimento do Imposto de Renda na Fonte sobre juros remetidos ao exterior, em decorrência de Fixed Rate Notes (FRN) emitidos pela Companhia em 1998. A Receita Federal interpretou que a suposta remessa de juros não estava amparada pelo inciso IX do artigo 691 do RIR/99. A Companhia segue discutindo o tema através de ação judicial
g. chance de perda	Possível.
h. análise do impacto em caso de perda	Impacto em caixa e em resultado

Auto de Infração nº 03.396671- 4 / E-04/059.587/2012	
a. juízo	Secretaria de Fazenda do Estado
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	21/12/2012
d. partes no processo	Autor: Estado do Rio de Janeiro Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 176.130.572,24
f. principais fatos	Auto de Infração lavrado para cobrança do ICMS supostamente devido. O Estado entende que em razão das perdas comerciais (furto de energia) a cadeia do diferimento do ICMS foi quebrada, sendo devido o recolhimento do ICMS pela distribuidora.
g. chance de perda	Remoto.
h. análise do impacto em caso de perda	Impacto em caixa e em resultado

Processo Administrativo Fiscal nº 10872-720163/2018-34	
a. juízo	Delegacia da Receita Federal do Brasil no Rio de Janeiro - RJ
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	19/11/2018
d. partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: Ampla

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.153.388.443,52
f. principais fatos	Autos de infração de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS lavrados em razão da suposta majoração indevida dos custos incorridos pela Impugnante em relação à consecução de suas atividades no ano-calendário de 2014, em especial aqueles relacionados à compra de energia elétrica.
g. chance de perda	Remoto.
h. análise do impacto em caso de perda	Impacto em caixa e em resultado

Processos de natureza cível e outros

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia era parte em 29.056 disputas cíveis.

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2018, o valor total envolvido nos processos cíveis com chance de perda provável, possível e remota era, conjuntamente, de R\$ 5.769,7 milhões, dos quais R\$ 288,1 milhões referentes a processos com chance de perda provável, R\$ 1.206,5 milhões possível e R\$ 4.275,1 milhões remota. O montante provisionado era de R\$ 288,1 milhões.

A maioria dos processos de natureza cível em que a Companhia figura no polo passivo envolvem, em sua grande maioria, 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

Dentre os processos de natureza cível individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de dezembro de 2018, destacam-se os seguintes:

Processo nº 0000628-48.2004.4.02.5111	
a. juízo	Vara Federal Única de Angra dos Reis
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	15/08/2006
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal de Angra dos Reis – Ambiental Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Não é possível estimar os valores envolvidos na presente data.
f. principais fatos	Ação Civil Pública, entablada em seguimento à ação cautelar nº 2004.51.11.000628-0 (Ministério Público Federal x Ampla, FEEMA e Província de Rio de Janeiro) em vistas da suspensão dos efeitos da Licença de Instalação nº FÉ006191, pela qual FEEMA autorizou que Ampla instalasse rede de distribuição de energia elétrica em Ilha Grande, municipalidade de Angra dos Reis.
g. chance de perda	Possível.
h. análise do impacto em caso de perda	Eventual condenação implicará na obrigação de proceder a substituição integral do sistema aéreo de transmissão e distribuição implantados na Ilha pelo sistema subterrâneo; além do pagamento de indenização no montante de R\$ 1.000.000,00.

Processo nº 0012193-97.2008.4.02.5101

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

a. juízo	17ª Vara Federal do Rio de Janeiro
b. instância	Instância Superior
c. data de instauração	14/02/2008
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Não é possível estimar os valores envolvidos na presente data.
f. principais fatos	Trata de Ação Civil Pública que tem por base a averiguação administrativa da Ampla sobre os medidores eletrônicos. Requer, precautionariamente, que a Ampla se abstenha (i) de emitir fatura ou realizar qualquer cobrança com base em medições realizadas pelos medidores eletrônicos versões CS 5.0.2, 6.0.1 y 6.0.2; (ii) de interromper o subministro de energia aos usuários que estão em débito com relação as faturas emitidas com base nos medidores eletrônicos versões CS 5.0.2, 6.0.1 y 6.0.2; (iii) de ingressar nos registros restritivos de créditos os nomes dos usuários que estão em débito.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Eventual condenação no presente caso não teria efeito prático para a empresa, vez que, conforme arguido em nossa defesa, não há instalado nenhum medidor eletrônico nas versões 5.0.2, 6.0.1 e 6.0.2, que foram retirados pela Cia. e substituídos pelas versões 5.0.4 e 6.0.4. No entanto, o impacto de uma condenação seria no tocante a abertura de precedente jurisdicional, que possibilitaria o ajuizamento de novas ações coletivas e individuais e possíveis condenações para a não aplicação da medição eletrônica.

Processo nº 0160198-28.2008.8.19.0001

a. juízo	2ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro
b. instância	Instância Superior
c. data de instauração	24/06/2008
d. partes no processo	Autor: AFCONT – Associação Fluminense do Consumidor e Trabalhador Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Não é possível estimar os valores envolvidos na presente data.
f. principais fatos	Ação civil pública – Aplicação de TOI “”. A demandante solicita que os consumidores não tenham sua energia interrompida sob a alegação de existência de irregularidade no seu medidor, constatada unilateralmente pela demandada, pedindo: (i) suspensão imediata do procedimento adotado pela demandada, sob pena de multa diária de R\$ 500 mil; (ii) indenização por danos morais e patrimoniais causados aos consumidores do Estado de RJ; e (iii) seja declarada ilegal a conduta da demandada, com efeito erga omnes para todo o Estado.
g. chance de perda	Provável
h. análise do impacto em caso de perda	Eventual condenação implicará na suspensão da aplicação do procedimento relativo ao TOI, hoje adotado pela Cia, além da indenização de danos morais e materiais causados aos consumidores da Ampla.

Processo nº 0346929-98.2009.8.19.0001

a. juízo	1ª Vara Empresarial de Rio de Janeiro
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	13/11/2009
d. partes no processo	Autor: Comissão de Defesa do Consumidor da Assembleia Legislativa (ALERJ) Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Não é possível estimar os valores envolvidos na presente data.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada em decorrência do apagão ocorrido em 10 de novembro de 2009. Através da presente ação a Comissão – autora aduz que o restabelecimento da energia ocorrido após o apagão do dia 10 de novembro de 2009 gerou danos aos produtos eletrônicos dos consumidores. Requer, liminarmente, que seja fixada multa pelo descumprimento do pedido principal e, no mérito, que as rés sejam condenadas na obrigação de (i) calcularem desde a data da suspensão o valor da tarifa mínima das faturas de cobrança que se referem ao período de fornecimento do serviço de energia elétrica que engloba os dias em que o fornecimento permaneceu suspenso e (ii) repararem os danos causados em todos os produtos eletrônicos que tenham sido danificados no evento; e, na impossibilidade de reparo, indenizarem os consumidores prejudicados em valor equivalente ao do bem danificado.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	Eventual condenação implicará no pagamento de indenização pelos danos morais (a ser designado pelo juízo) e danos materiais (danos nos produtos eletrônicos) causados aos consumidores em decorrência do evento ocorrido no dia 10 de novembro de 2009.

Processo nº 0012146-80.2014.8.19.0001	
a. juízo	1ª Vara Empresarial de Rio de Janeiro
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	10/11/2009
d. partes no processo	Autor: Comissão de Defesa do Consumidor da Assembleia Legislativa (ALERJ) Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Não é possível estimar os valores envolvidos na presente data.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, através da qual a Comissão questiona as constantes interrupções de energia elétrica. Para tanto, a Comissão - autora requer (i) a condenação da Ampla e da Light na obrigação de não interromperem o fornecimento de energia elétrica, salvo quando provarem a ocorrência de uma das hipóteses que permitem a suspensão do serviço; (ii) a condenação da ANEEL na obrigação de aplicar a multa prevista no artigo 3º, X, da Lei nº 9.427/96; (iii) a condenação da Ampla e da Light na obrigação de repararem os supostos danos materiais e morais
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Eventual condenação implicará no pagamento de indenização pelos danos morais (a ser designado pelo juízo) e danos materiais (danos nos produtos eletrônicos) causados aos consumidores em decorrência das constantes interrupções de energia elétrica, além de pagamento de multa administrativa à ANEEL.

Processo nº 0026725-92.2009.4.01.3800	
a. juízo	3ª Vara Federal da Comarca de Belo Horizonte/MG
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	27/10/2009
d. partes no processo	Autor: Associação de Defesa de Interesses Coletivos - ADIC Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Não é possível estimar os valores envolvidos na presente data.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Coletiva, através da qual, baseada em análise do Tribunal de Contas da União, a autora alega que as concessionárias de energia elétrica se apropriam indevidamente de ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda por energia elétrica, em razão da ausência de neutralidade na metodologia da fórmula utilizada para cálculo do reajuste tarifário anual.
g. chance de perda	Possível

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

h. análise do impacto em caso de perda	Eventual condenação implicará na obrigatoriedade de a Aneel revisar a fórmula de reajustes das tarifas, de forma que a tarifa não absorva indevidamente ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda; que estes ganhos de escala sejam repassados para o consumidor, reestabelecendo imediatamente o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; bem como de indenizar a todos os consumidores pelos danos materiais correspondente ao dobro do reajuste indevidamente realizado, reservando à autora o direito de promover a execução em benefício do "Fundo Especial" de despesa e reparação de interesses difusos lesados na hipótese de ausência de habilitação de algum interessado.
---	--

Processo nº 0046853-36.1998.8.19.0001	
a. juízo	9ª Vara de Fazenda Pública de Rio de Janeiro
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	01/04/1998
d. partes no processo	Autor: Meridional Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.542.596.203,19
f. principais fatos	Em 1 de abril de 1998, a Meridional S.A. Serviços Empreendimentos propôs Ação Monitória contra o Estado do Rio de Janeiro e a Ampla, objetivando a constituição de título executivo e posterior cobrança de débitos, que teriam origem em uma proposta de acordo entabulada com o Estado do Rio de Janeiro.
g. chance de perda	Remota
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.

Processo nº 0008419-28.2006.8.19.0023 / 0001258-06.2002.8.19.0023 / 0022546-10.2002.8.19.0023 / 0000559-15.2002.8.19.0023 / 0005405-80.1999.8.19.0023 / 0007373-09.2003.8.19.0023	
a. juízo	1ª Vara Cível da Comarca de Itaboraí
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	02/08/2006
d. partes no processo	Autor: Cibran - Companhia Brasileira de Antibióticos Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 505.394.576,75
f. principais fatos	Ação ordinária na qual a Demandante requer a indenização por perdas e danos sofridos com a perda de produtos e matérias primas, rotura de maquinaria, entre outros, ocorridos devido ao mau serviço fornecido por Ampla, entre 1987 e maio de 1994, bem como indenização por danos morais.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.

Processo nº 0000014-28.1998.8.19.0073	
a. juízo	Vara Única da Comarca de Guapimirim
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	13/10/1998

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

d. partes no processo	Autor: Cibrapel Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 190.075.035,61
f. principais fatos	A demandante alega nessa ação que: (i) no ano de 1986 a demandada realizou o reajuste das tarifas de energia elétrica, com base nas portarias 38 e 45 do DNAEE (tarifaço), em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil, e que esta ilegalidade afeta inclusive as suas faturas de energia atuais. (ii) a energia elétrica constitui insumo básico para o funcionamento das atividades industriais da demandante, e que a demandada emprestou um serviço de péssima qualidade, caracterizado por reiteradas interrupções desde 1991, o que acarreta a demandante inúmeros prejuízos. Assim requer: (i) a declaração de inexistência de relação jurídica que obrigue a autora ao pagamento da tarifa de energia com a majoração implementada pelas portarias 38 e 45 do DNAEE, com a compensação ou devolução em dobro dos valores pagos, excluindo as majorações das tarifas atuais; (ii) condenação ao pagamento e indenização por perdas e danos no valor de MMR\$9; (iii) condenação ao pagamento de danos morais, de acordo com o critério do juízo; (iv) condenação ao pagamento de indenização por lucros cessantes de R\$4 milhões.
g. chance de perda	Provável
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.

Processo nº 0075440-50.2007.8.19.0002

a. juízo	4ª Vara Cível da Comarca de Niterói
b. instância	Instância superior
c. data de instauração	19/12/2007
d. partes no processo	Autor: Astec Assessoria de Serviço Técnicos e Tributários Ltda. Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 150.239.030,08
f. principais fatos	Trata de ação judicial, através da qual alega a Demandante que a ré teria descumprido cláusulas contratuais do contrato assinado entre as partes, para prestação de serviços de assessoria. Ainda segundo a Demandante, entre os serviços contratados, estava a assessoria para investigação, identificação e levantamento ou utilização de créditos de ICMS a ceder-se a Ampla, nos termos da lei estadual 3.572/01, sendo iniciada a execução de dito serviço, através de contatos e citações com representantes da Construtora Norberto Odebrecht S.A., detentora de créditos de ICMS aptos a transferir-se a Ampla. Por fim, alega a Demandante que teria conseguido créditos tributários que efetivamente foram adquiridos e utilizados pela Ampla, no valor de R\$206.141.600,83 (custo sem correção plena), sem que lhe fossem pagos os honorários devidos em razão da assessoria prestada.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.

Processo nº 0075440-50.2007.8.19.0002

a. juízo	9ª Vara Cível da Comarca de Niterói
b. instância	Instância superior
c. data de instauração	29/12/2005

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

d. partes no processo	Autor: SMD - Serviços de Medição e Distribuição de Documentos LTDA Réu: Ampla
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 995.601.555,41
f. principais fatos	SMD foi contratada pelo Ampla para prestar serviços de leitura de consumo de energia e entrega de faturas. A demandante pretende condenar a Ampla por danos morais e lucros cessantes, em virtude de pressuposta "quebra de contrato sem prévio aviso". Ampla alega em sua defesa que o contrato foi rescindido por culpa da SMD, que não prestava o serviço segundo as condições pactuadas.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	Eventual condenação implicará no pagamento de danos morais, danos materiais e lucros cessantes à SMD, em razão da suposta quebra de contrato alegada.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

4.3.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.3

A Companhia é parte em diversos processos judiciais no desenvolvimento normal de suas atividades. Para os processos descritos no item 4.3 acima, foram provisionados R\$ 602,2 milhões. O cálculo dos valores a serem provisionados reflete a melhor expectativa de perda das ações judiciais, apurado conjuntamente pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos.

Não há como assegurar que o valor provisionado será suficiente para cobrir eventuais condenações. Ademais, há ações cujo valor não pode ser estimado de modo que não foi realizada provisão. O efeito de uma decisão desfavorável nessas ações pode ter um impacto negativo sobre o negócio da Companhia.

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não é parte de quaisquer processos judiciais, administrativos e arbitrais cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia.

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

4.4.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.4

Não aplicável, tendo em vista que nenhum dos processos descritos no item 4.4 deste Formulário de Referência teve valor provisionado.

4. Fatores de risco / 4.5 - Processos sigilosos relevantes

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas não figuravam como partes em processos sigilosos relevantes que não tenham sido divulgados nos itens anteriores.

4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

Para os fins deste item 4.6, foram considerados como processos que tenham potencial de impacto financeiro adverso, de dano à imagem e/ou às atividades da Companhia. A Companhia apresenta a seguir uma breve descrição dos processos repetitivos ou conexos mais relevantes em que figura como parte, segregados por sua natureza.

Processos de natureza cível e outros

Processo Cível – Acidente (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	339,1
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Ações ajuizadas contra a Companhia, em função dos acidentes sofridos por terceiros, tais como: (i) morte por eletroplessão; (ii) danos físicos causados por acidente na rede; (iii) acidentes de trânsito.
c. número de ações	385
d. valor provisionado	29,2

Processo Cível – Ações Patrimoniais (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	70,1
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Se tratam de ações ajuizadas pela Companhia para (i) obter desapropriação plena, quando forem necessárias para a implantação das subestações de energia elétrica, ou (ii) para fins de servidão, para passagem de linhas de transmissão de energia elétrica.
c. número de ações	40
d. valor provisionado	34,7

Processo Cível – Tarifaço (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	21,4
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Ações ajuizadas contra a Companhia, em razão do reajuste das tarifas de energia elétrica aplicado pela Ampla, com base nas portarias 38 e 45 do DNAEE ("Tarifaço"), em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil.
c. número de ações	5
d. valor provisionado	1,0

Processo Cível - Relação de consumo (R\$ Milhões)	
a. valores envolvidos	977,7
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	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.
c. número de ações	29.702
d. valor provisionado	158,5

4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos***Processos de natureza tributária***

Processo Tributário – ICMS/Ativo Fixo (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	126,2
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Autos de infração lavrados para exigir ICMS, em virtude de suposto crédito a maior relativo a aquisição de bens destinados ao ativo fixo. Defende-se que tais ativos dão direito a crédito.
c. número de ações	8
d. valor provisionado	6,1

Processo Tributário – ICMS/Demanda Contratada e Alíquota (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	91,2
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Alguns clientes da empresa ajuizaram contra o Estado do Rio de Janeiro ações questionando a procedência do ICMS sobre a demanda de potência contratada, bem como a redução da alíquota aplicada na energia elétrica. Apesar de a empresa não figurar no polo passivo dessas ações, o Estado do Rio de Janeiro lavrou autos de infração cobrando diferenças do ICMS por entender que algumas decisões judiciais favoráveis aos clientes foram aplicadas de forma indevida pela Companhia.
c. número de ações	188
d. valor provisionado	0

Processo Tributário – ICMS/Perdas Comerciais (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	319,7
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Autos de infração lavrados para a cobrança de ICMS supostamente devido sobre as perdas comerciais.
c. número de ações	5
d. valor provisionado	0

4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

4.6.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.6

O valor total provisionado em, 31 de dezembro de 2018, dos processos descritos no Item 4.6 é de R\$229,5 milhões.

4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

Não existem outras contingências relevantes que não tenham sido divulgadas neste item 4 do Formulário de Referência.

4. Fatores de risco / 4.8 - Regras-país origem/país custodiante

(a) restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(b) restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(c) hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(d) hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desses direitos, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

(a) Política formalizada de gerenciamento de riscos

A Companhia segue as políticas de gerenciamento de riscos definidas por seu acionista controlador indireto (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 de Administração da Companhia, 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: (i) 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; (ii) controles de segundo nível, os quais são executados por áreas corporativas específicas e que visam monitorar e gerir tipos específicos de riscos; (iii) 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) Objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos

O objetivo da Política de Gestão de Riscos é o de indicar as diretrizes, responsabilidades, mecanismos e procedimentos internos para a gestão de fatores de riscos inerentes aos negócios da Companhia, de maneira a monitorar e mitigar tais riscos de forma eficaz.

(i) Riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para os seguintes riscos:

- **Financeiros:** 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:** 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;
- **Estratégicos:** riscos relacionados a inovação, planos de investimento, novos clientes, novos players, *cyber security*, retenção de pessoal, continuidade do negócio;
- **Socioambientais:** riscos de gestão socioambientais, com foco nas mudanças climáticas, descarbonização, redução de emissão de CO₂, relacionamento com a comunidade;
- **Reputação:** riscos de imagem; e

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

- **Legais:** riscos que podem ser definidos como a possibilidade de perdas decorrentes de multas, penalidades ou indenizações resultantes de ações de órgãos de supervisão e controle, bem como perdas decorrentes de decisão desfavorável em processos judiciais ou administrativos (ações cíveis, estratégicas, consumidor, ambientais, rescisões contratuais, processos trabalhistas e fiscais)

(ii) 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.

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.

Estratégicos: Representam os riscos que afetam a estratégia de negócio ou os objetivos estratégicos de uma organização. Esses riscos são gerenciados pela área de *Risk Control South America* através da matriz de riscos que contem riscos estratégicos, cenário, operativo, legal, fiscal, regulatório, *cyber security*, sustentabilidade e reputacional classificados de acordo com sua probabilidade e impacto, que pode ser quantitativo e/ou qualitativo, que são revisados mensalmente em reuniões de acompanhamento com os responsáveis pelo monitoramento e mitigação dos mesmos (*Country Managements* e *Risk Owners*).

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 SGA, que

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

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: 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 pelo 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 09 de dezembro de 2016.

Legais: Há acompanhamento dos processos judiciais ou administrativos pelas áreas jurídicas da Companhia. Além disso, para processos com chance de perda provável, provisões são estabelecidas de forma a minimizar o impacto financeiro de eventuais perdas. Para processos com chance de perda possível ou remota não são estabelecidas provisões.

(iii) Estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

O grupo Enel possui um comitê global de gerenciamento de riscos, o qual possui as seguintes atribuições: (i) aprovar as políticas de riscos propostas pelo *Controller* de risco da holding Enel Brasil S.A.; (ii) aprovar os limites de exposição propostos; (iii) autorizar quebras de limites; (iv) definir estratégias de riscos identificando planos de ação e instrumentos para mitigar os riscos; e (v) supervisão global do gerenciamento e controle de riscos.

A função de *Risk Control South America* atende a todos, e cada um dos países dentro da América do Sul, onde é responsável pela gestão dos principais riscos relacionados a *Commodity, New Investments, Modeling, Counterparts, Credit, Guarantees, Regulatory, Legal, Tax, Environmental, Foreign Exchange, Interest Rate*, bem como, identificar outros riscos de forma ex-ante e definir em conjunto com os *Risk Owners* e *Risk Assessors*, as ações de mitigação, quantificação, planos de ação para controlar os riscos (endógenos e exógenos) inerentes em cada negócio para continuar no processo ex post com a contínua gestão de riscos, com a finalidade de eliminar, reduzir ou tratar os riscos associados e identificados, que impactam as *Business Line de Infra-estrutura & Networking (I&N), Trading Generation (TGx), Geração (GT), Enel Green Power (EGP)* e Enel X.

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

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

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 como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos. Essa área atende a todos requisitos de acompanhamento periódico da Lei Sarbanes Oxley, inclusive com certificação semestral desses controles por auditoria externa.

(c) Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

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

A 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 Companhia dispõe de um canal de denúncias em seu website, que garante o anonimato de seus delatores.

A Companhia entende que a sua estrutura operacional e de controles internos é adequada para a verificação da efetividade da política adotada.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

(a) Política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado

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

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

(b) Objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia tem como objetivos de gerenciamento de riscos: (i) manter um nível mínimo de caixa para assegurar a disponibilidade de recursos financeiros e minimizar riscos de liquidez; (ii) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge exclusivamente para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

(i) os riscos de mercado para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para os seguintes riscos:

Risco de crédito: possibilidade de a 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.

Risco de câmbio: decorrente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio que afetem a Companhia via: (i) despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados a moedas estrangeiras; e (ii) preço da energia comprada de Itaipu, o qual é estabelecido em dólares americanos, sendo que as variações das taxas de câmbio desse contrato são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA.

Risco de taxas de juros e inflação: possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado.

Risco de liquidez: devido principalmente à variação de receita (mercado) e aos impactos regulatórios, que podem resultar na variação do preço de energia.

(ii) a estratégia de proteção patrimonial

Uma vez identificados os riscos a serem mitigados, a Companhia poderá buscar os instrumentos mais adequados para proteção patrimonial. Os principais fatores que deverão direcionar a decisão do instrumento a ser utilizado estão listados a seguir:

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

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

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

Os instrumentos financeiros mais utilizados pela Companhia visando à proteção patrimonial são SWAPs e Contratos a Termo para proteção (*hedge*) contra o risco de taxa de juros e moeda estrangeira em certas obrigações atreladas à moeda não funcional.

Definido o objeto do *hedge* e o instrumento a ser utilizado, a Companhia precifica tais operações sempre seguindo as metodologias de mercado vigentes. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, a Companhia havia contratado R\$ 1.025 milhões em instrumentos financeiros derivativos (SWAPs) para proteção de operações financeiras (empréstimos e financiamentos) em moeda estrangeira.

(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 Enel listadas a seguir:

Risco de crédito

Em relação a perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus clientes, 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. Além disso, é estabelecida provisão para créditos de liquidação duvidosa em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

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 € 5,0 milhões (cinco milhões de euros) a no máximo € 80,0 milhões (oitenta milhões de euros). 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

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.

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):

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

- 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.

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

Risco de 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 pela Diretoria e pelo Conselho de Administração da Companhia quando necessário.

Risco de liquidez

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

Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a Companhia utiliza-se de linhas de crédito para capital de giro, imediatamente disponíveis por meio de contratos firmados com bancos cujo montante, em 31 de dezembro de 2018, era de R\$ 200 mil.

Além disso, a Companhia possui limites de mútuos com sua Controladora Enel Brasil aprovado pela Aneel totalizando até R\$ 2,2 bilhões, dos quais em 31 de dezembro de 2018, R\$ 835 milhões haviam sido utilizados. Adicionalmente em 11 de dezembro de 2018, por meio do despacho nº 2.979, a Aneel emitiu anuência prévia para a Companhia celebrar com seus controladores novos contratos de mútuos no valor de até R\$ 1,7 bilhão pelo prazo de até quatro anos.

O colchão de liquidez tem sido utilizado pela Companhia com o objetivo de cobrir o déficit de caixa ocasionado principalmente para financiamento de investimentos.

(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 (*hedge*).

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

(vi) a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

No grupo Enel, a estrutura organizacional de controle e gerenciamento de riscos se inicia no Conselho de Administração da Enel SpA (acionista controlador indireto) com a aprovação das políticas que estabelecem os riscos e seu respectivo monitoramento. A estrutura conta ainda com o Comitê de Controles e Riscos que dá suporte à avaliação e decisões do Conselho de Administração da Companhia, relativas aos controles internos e sistema de gestão de riscos, conforme riscos e diretrizes estabelecidos em política.

A nível regional a área de *Risk Control South America* atende a todos, e cada um dos países dentro da América do Sul, incluindo a Companhia, a qual é responsável pela gestão dos principais riscos de mercado, entre outros riscos, identificando-os de forma ex-ante e definindo em conjunto com *Risk Owners* e *Risk Assessors*, as ações de mitigação, quantificação, planos de ação para controlar os riscos (endógenos e exógenos) inerentes em cada negócio para processo ex-post com a contínua gestão de riscos, buscando eliminar, reduzir ou tratar os riscos associados e identificados.

Na Companhia, o Diretor Financeiro 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 holding da Companhia no país, Enel Brasil S.A.

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 na Companhia.

A Companhia conta, ainda, com uma área de Controles Internos (ICFR – *Internal Control over Financial Reports*) que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das demonstrações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos. Essa área atende a todos requisitos de acompanhamento periódico da Lei Sarbanes Oxley.

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

Conforme citado acima, a Companhia executa o monitoramento da gestão dos riscos por meio da implantação de controles internos, que mitigam os riscos que podem impactar nos resultados financeiros da Companhia, bem como através de testes de efetividade destes controles. A área de Controles Internos tem a função de assegurar a implantação e continuidade dos controles e os testes de efetividade são efetuados pela área de auditoria interna.

A Companhia entende que a sua estrutura operacional e de controles internos é adequada para verificação da efetividade da política de risco adotada.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

A Companhia implementou e mantém controles internos relacionados às suas demonstrações contábeis e demais informações financeiras, pautando-se, para tanto, em regras contábeis emitidas por órgãos e entidades nacionalmente reconhecidas, tais como os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), previamente aprovados e referendados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), bem como as normas contábeis emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

Os processos e controles que impactam as demonstrações financeiras da Companhia são auto avaliados semestralmente, pelos *Control Owners* (executor controle) e *Process Owners* (dono dos processos), e testados por uma empresa de consultoria independente, para garantir o cumprimento das exigências da Lei Sarbanes Oxley e Lei Italiana 262/05 e garantir a eficácia e eficiência de seus processos e controles em linha com as boas práticas de governança corporativa.

(a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

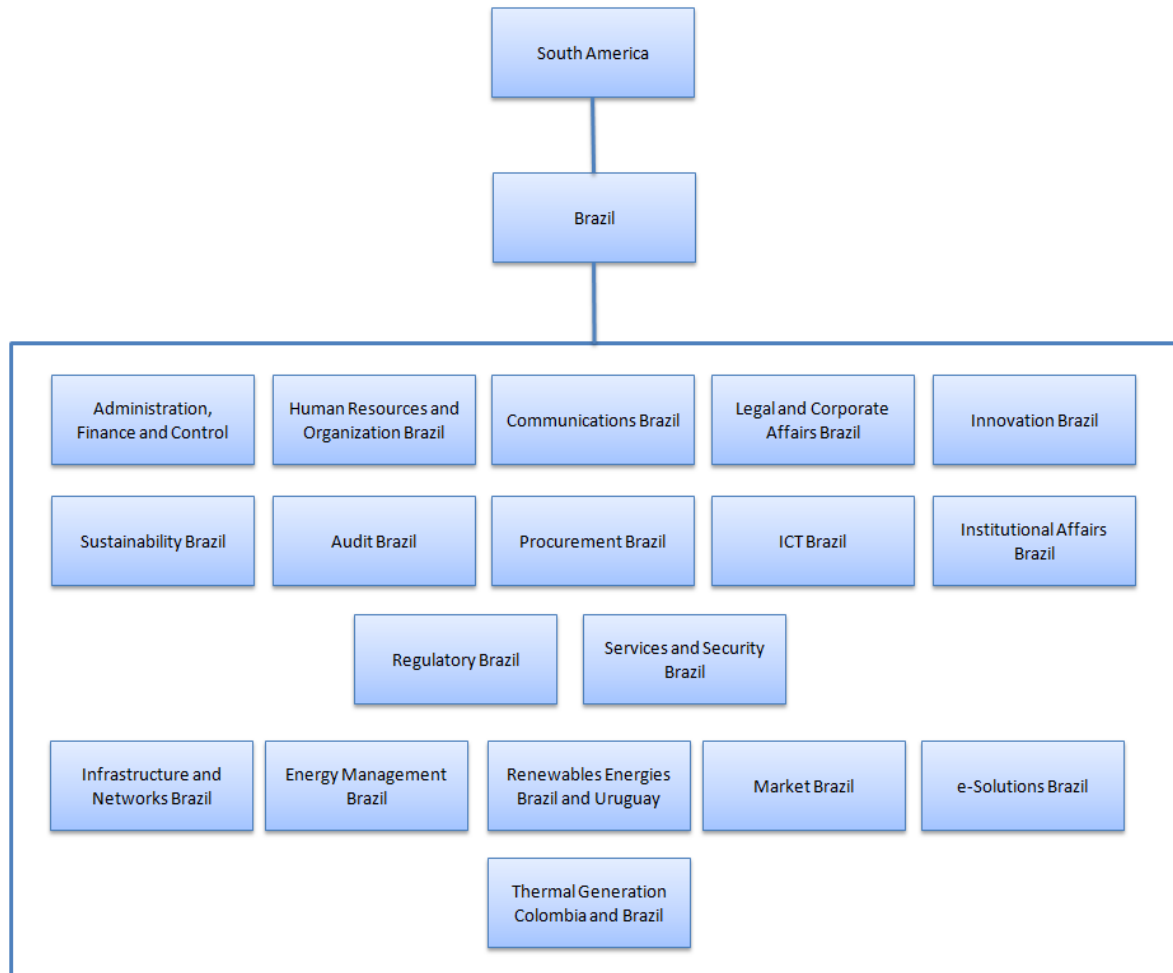
A Companhia possui uma área de Controles Internos, em conformidade com a Lei Sarbanes Oxley, que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos e das boas práticas de Governança Corporativa.

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

(b) estruturas organizacionais envolvidas

A Companhia possui 18 estruturas organizacionais, conforme abaixo. Todas essas estruturas são contempladas e envolvidas no processo de monitoramento da eficácia do ambiente de controle interno da Companhia. Essas estruturas participam semestralmente da Certificação do ambiente de controles interno através da avaliação de eficácia dos controles desenhados para mitigar os riscos relacionados aos seus processos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos



(c) forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

Os processos e controles que impactam as demonstrações financeiras da Companhia são auto avaliados semestralmente, pelos *Control Owners* e *Process Owners* dos processos, e testados por uma empresa de consultoria independente para garantir o cumprimento das exigências da Lei Sarbanes Oxley e Lei Italiana 262/05.

A área de auditoria interna da Companhia 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 de que o controle interno e do sistema de gestão de risco eficientemente gerido, contribui para a realização dos objetivos da Companhia com uma gestão de riscos adequada.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presente no relatório do auditor independente

Os auditores externos, durante a execução de seus trabalhos de auditoria das demonstrações financeiras, não identificaram deficiências de controle que pudessem ser consideradas significativas e/ou com impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao último exercício social. A Companhia analisou todas as oportunidades de melhorias reportadas pelos auditores independentes na carta de recomendação e definiu planos de ação para a implementação das recomendações que julgou pertinentes. A implementação dos planos de ação vem sendo acompanhada pela área de Controles Internos. A carta de recomendação relacionada ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 dos Auditores Independentes não observou pontos relevantes de controle.

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

A administração da Companhia concorda com a maior parte das recomendações da carta de recomendação dos auditores independentes sobre os controles internos da Companhia relacionados ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018.

De acordo com a avaliação da administração, nenhuma das melhorias reportadas pelos auditores apresentam probabilidade ou magnitude com relação a distorções que possam surgir nas demonstrações financeiras.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

(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 deste Formulário de Referência, visa, dentre outros objetivos, à proteção de riscos de reputação e imagem. Além disso, a Companhia possui regras, políticas e procedimentos para prevenir e detectar a ocorrência de irregularidades, incluindo irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, descritos abaixo.

A Companhia também segue o Programa de Integridade aprovado por seu Conselho de Administração em 09 de dezembro de 2016 que visa garantir aderência aos requisitos da Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013, através do qual se estabelece uma série de medidas preventivas relacionadas a responsabilidade penal corporativa. Além disso, a Companhia adota, conforme aprovação pelo Conselho de Administração em 09 de dezembro de 2016, o Programa Global de Compliance do grupo Enel que foi criado para todas as sociedades do grupo Enel no mundo e 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

Os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados pela Companhia são:

- **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 a Companhia.
- **Plano de Tolerância Zero Corrupção:** 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 colaboradores 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.
- **Conduta em caso de Conflito de Interesses:** Orienta em como identificar e proceder em situações de conflito de interesses. Essa conduta aplica-se a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.
- **Política de Presentes e Entretenimento:** Define padrões e limitações sobre a oferta e a

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

aceitação de presentes e entretenimento. Essa política aplica-se a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.

- **Política de Contribuições e Doações de Qualquer Natureza:** Orienta na realização de contribuições e doações de qualquer natureza em nome da Companhia. Essa política aplica-se a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia. No que tange doações a partidos políticos, a Companhia não financia partidos políticos, nem seus representantes ou candidatos, nem no Brasil nem em outros países e não patrocina nenhum acontecimento cujo fim exclusivo seja a propaganda política.
- **Ações de Comunicação:** Ao longo do ano são realizadas ações de comunicação em parceria com a área de Comunicação Interna da Companhia. Essas ações incluem mensagens sobre os temas de *Compliance* através dos meios de comunicação disponíveis como e-mails, murais e TV.
- **Condução de Treinamentos:** De modo a garantir que todos os colaboradores da Enel tenham um entendimento correto do Código de Ética, a Diretoria de Recursos Humanos preparará e implantará, em coordenação com a Auditoria Interna, um plano de treinamento anual focado no conhecimento dos princípios e normas éticos.
- **Canal de Denúncias:** A Companhia disponibiliza um canal de comunicação para receber denúncias sobre possíveis violações às leis e ao Código de Ética da Companhia. As denúncias podem ser feitas através do e-mail do Canal Ético da Enel (<http://www.ethicspoint.com/>), pelo número de telefone 0800-892-0696, 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. É garantido o anonimato da pessoa informante, sem prejuízo das obrigações legais previstas e a defesa dos direitos da empresa ou das pessoas envolvidas no testemunho.
- **Gestão de Riscos:** A função de *Risk Control Enel South América* é responsável pela gestão dos principais riscos relacionados a *Commodity, New Investments, Modeling, Counterparties, Credit, Guarantees, Regulatory, Legal, Tax, Environmental, Foreign Exchange, Interest Rate*, bem como, identificar outros riscos e definir em conjunto com os *Risk Owners* e *Risk Assessors*, as ações de mitigação, quantificação, planos de ação para controlar os riscos (endógenos e exógenos) inerentes em cada negócio para continuar no processo *ex post* com a contínua gestão de riscos, com a finalidade de eliminar, reduzir ou tratar os riscos associados e identificados, que impactam as *Business Lines*.
- **Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários públicos e autoridades públicas:** O relacionamento do grupo 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

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

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.

(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

A Companhia possui um funcionário responsável pela auditoria interna formalmente nomeado pelo Conselho de Administração da Companhia 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 Companhia. 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 *Compliance Officer* conta com o apoio dos diretores jurídicos, através do suporte formal da 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 suas controladas. Para isso, o Comitê: (i) fiscaliza o cumprimento das disposições do Programa de Integridade e das normas éticas aplicáveis; (ii) verifica a eficiência do Programa de Integridade para prevenir a ocorrência de quaisquer situações contrárias ao mesmo ou à legislação vigente; (iii) atualiza periodicamente o Programa de Integridade com o intuito de adaptá-lo às necessidades das controladas e às mudanças legais; e (iv) analisa descumprimentos éticos identificados e determina 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 as 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.

(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 contidos no Código de Ética da Companhia são aplicáveis aos membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, de outros órgãos de controle da Companhia

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

e do grupo Enel e das demais companhias do grupo, como também responsáveis e colaboradores ligados à Companhia e ao grupo Enel por meio de relações contratuais de qualquer natureza, incluindo contratos ocasionais e temporários. Além disso, as companhias do grupo Enel exigem que seus principais fornecedores e parceiros conduzam suas atividades de acordo com os princípios gerais deste Código de Ética. Esses compromissos estão formalmente refletidos nos contratos assinados com intermediários, fornecedores e prestadores de serviços.

(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

Anualmente são feitos treinamentos para garantir conhecimento quanto a governança corporativa da Companhia bem como aos temas de ética e *compliance*.

(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

Todas as alegações recebidas através do Canal Ético do grupo Enel são apuradas e, caso seja identificado o descumprimento de algum valor e/ou política da Companhia, medidas disciplinares são aplicadas.

(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 foram aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia em 16 de dezembro de 2010 e estão disponíveis no site da Companhia (<https://www.enel.com.br/pr/investidores/a201612-comportamento-etico.html>) e no site da intranet do grupo Enel.

(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 de denúncias 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 de denúncias 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

A recepção das manifestações é feita por uma empresa terceirizada para garantir total isenção no acolhimento de toda e qualquer manifestação. Por outro lado, a gestão e o tratamento, das remediações está sob responsabilidade da auditoria interna da Companhia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

(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 recebimento de denúncias de quaisquer pessoas, incluindo empregados e terceiros.

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

O contato com o canal de denúncias pode ser feito de forma anônima e as informações são tratadas de forma confidencial, sem prejuízo das obrigações legais previstas e a defesa dos direitos da Companhia ou das pessoas envolvidas no testemunho.

Além disso, a Companhia tem o compromisso de manter um ambiente de trabalho em que todos se sintam à vontade para esclarecer dúvidas, expressar preocupações e fazer sugestões apropriadas quanto às práticas de negócio. Por esse motivo, a Companhia não tolera nenhum tipo de retaliação contra quem fizer algum questionamento ou demonstrar alguma preocupação, ou, de boa-fé, denunciar um comportamento possivelmente inadequado.

(iv) órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

As indicações enviadas ao canal de denúncias são apuradas pela equipe da auditoria interna da Companhia e da Enel.

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

A Companhia realiza verificações sobre risco de práticas irregulares, como parte das atividades de *due diligence* realizadas durante processos de fusão, aquisição e reestruturação societária, verifica se são dadas as condições mínimas necessárias para cumprir as diretrizes dos códigos éticos seguidos pela Companhia.

(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. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

Não houve alterações significativas nos três últimos exercícios sociais.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 6.

6. Histórico do emissor / 6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM

Data de Constituição do Emissor	03/06/1909
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	15/08/1969

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

O começo da operação da Companhia no setor elétrico remonta ao início do século passado, quando em 1908 foi inaugurada a hidrelétrica de Piabanha, em Entrerios, município conhecido como Três Rios. Nesta época, Cândido Gaffrée e Eduardo Palassin Guinle criaram a Guinle e Companhia. No mesmo ano, a empresa torna-se a principal fornecedora de energia elétrica do Estado do Rio de Janeiro, abastecendo Niterói, São Gonçalo e Petrópolis.

Em 1909, a Companhia passa a ser controlada pela recém-fundada Companhia Brasileira de Energia Elétrica ("CBEE"), posteriormente adquirida, em 1927, pela American and Foreign Power Company Inc. A nova empresa inicia suas atividades no país adquirindo dezenas de concessionárias, principalmente no interior do Estado de São Paulo. Em 1930, ela interliga seu sistema às empresas Rio de Janeiro Trainway, Light and Power Company Limited e Rio Light a fim de aumentar sua capacidade de atendimento.

Em 1963, paralelamente à história da CBEE, é iniciado processo de consolidação do setor elétrico pelo estado do Rio de Janeiro, com a fundação da empresa Centrais Elétricas Fluminense Sociedade Anônima ("CELF"), holding então composta pela Empresa Fluminense de Energia Elétrica ("EFE"), o Centro Fluminense de Eletricidade ("CEFE"), a Empresa Força e Luz Iber-Americana e a Companhia Norte Fluminense de Eletricidade. Em 1967, a Celf incorpora as empresas sobre as quais tinha influência, passando a fornecer energia a 62,7% do Estado.

Em 1977, a CELF é adquirida pela CBEE, cujo controle passa a ser estatal. Em 1980, a CBEE tem passa se chamar Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro ("CERJ").

Em novembro de 1996, a CERJ foi privatizada, sendo então adquirida por um consórcio de empresas formado pelo Grupo Endesa (Espanha), Chilectra e Enersis (Chile), e EDP Brasil (Portugal). A Companhia, dentre diversas companhias do setor, participou do processo de privatização ocorrido na década de 90 a partir da sanção da Lei nº 8.031/1990, que cria o Programa Nacional de Desestatização (PND).

Em 1998, a Companhia participou do processo de privatização da COELCE (Companhia Energética do Ceará), adquirindo-a por meio do consórcio Distriluz, formado por Enersis, Chilectra e CERJ, em leilão público realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro.

Em 2005, a Companhia teve aprovada em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada no dia 27 de abril, mudança de sua denominação social para Ampla Energia e Serviços S.A. ("Ampla"), em substituição a "CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro".

Ainda em 2005, a Companhia comunicou esforços para desverticalização das atividades de geração e distribuição de energia elétrica desenvolvidas pela Companhia, nos termos determinados pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Esse processo culminou com a posterior segregação da participação acionária indireta detida pela Companhia na COELCE, em 29 de dezembro de 2005, e na venda do seu parque gerador de energia elétrica, por meio da transferência de suas ações de emissão da Ampla Geração S.A. para Sabricorp Participações Ltda. em 26 de junho de 2006.

Em 2009, o grupo Enel adquiriu o da Acciona ações representativas de 25,01% do capital social e votante do grupo Endesa, controlador indireto da Companhia. Em razão dessa operação, o grupo Enel consolidou sua posição de acionista controlador da Endesa, passando a deter então 92,06%

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

do capital social e votante desta última e, desta forma, tornando-se controlador indireto da Companhia.

Em 2011, a Endesa, por meio da Endesa Latinoamérica, S.A., adquiriu 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social de nossa Companhia. Este processo levou ao lançamento, em 03 de novembro de 2011, de Oferta Pública objetivando a aquisição da totalidade das ações, processo este concluído em 19 de abril de 2012, data da liquidação, com a aquisição de 10.354.610 ações ordinárias de emissão da Companhia.

Em 2016, as acionistas indiretas Endesa Américas e Chilectra Américas, controladas pelo grupo Enel, foram incorporadas pela Enersis Américas S.A., de controle do mesmo grupo. Após incorporação, a Enersis Américas teve sua denominação alterada para Enel Américas S.A. Neste mesmo ano, em 08 de novembro de 2016, com o objetivo de padronização à marca de seu controlador, a Companhia teve o seu nome fantasia alterado para Enel Distribuição Rio, sem alteração em sua denominação social.

Em 20 de dezembro de 2016, a ANEEL abriu Audiência Pública 095/2016 para discussão das condições de eventual termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, de caráter opcional conforme Despacho nº 2.194, de 16 de agosto de 2016. Após concluída a Audiência, a Companhia optou, em 14 de abril de 2017, pela assinatura do termo aditivo ("Aditivo") com o objetivo de contribuir para a sustentabilidade da atividade de concessão da Companhia e seu equilíbrio econômico-financeiro.

Dentre os principais temas do Aditivo, foram contemplados: (i) a trajetória para adequação dos indicadores de qualidade do serviço que deverão ser atendidos pela Companhia; (ii) a trajetória de perdas não-técnicas que compõe as tarifas, até 2019; e (iii) a antecipação da Revisão Tarifária de março de 2019 para março de 2018.

Em 23 de novembro de 2017, o grupo Enel, por meio da Enel Brasil S.A., passou a deter 97.707.384 ações de emissão da Companhia, correspondentes a 99,64%, decorrente do aumento de capital realizado na mesma data, subscrito e integralizado pela Enel Américas S/A mediante o aporte de 51.728.877 ações de emissão da Companhia, até então de sua propriedade.

6. Histórico do emissor / 6.5 - Pedido de falência ou de recuperação

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, não houve pedido de falência ou de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

6. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 6.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Visão geral

A companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em 66 municípios no Estado do Rio de Janeiro (65) e Minas Gerais (1) e nossa área de concessão abrange 32.615 km², correspondendo a 75% de todo o Estado. Fornecemos energia elétrica para, aproximadamente, 3,1 milhões de unidades consumidoras em uma população de mais de 8,0 milhões de habitantes. Além disso, a Companhia possui um sistema elétrico composto por 56.045 km de linhas de distribuição, 3.907 km de linhas de transmissão e 126 subestações.



A Companhia encerrou o ano de 2018 com 3.107.905 unidades consumidoras, um aumento de 2,6% no número de consumidores em relação ao registrado no ano de 2017.

Essa evolução evidencia o crescimento vegetativo do mercado cativo da Companhia, com reflexo nos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Nos últimos 12 meses, esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 239,3 milhões.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, nossa receita operacional líquida foi de R\$ 5.338,3 milhões com a distribuição de 11.431 GWh de energia elétrica para aproximadamente 3,0 milhões de unidades de consumo faturadas. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, nossa receita operacional líquida foi de R\$ 5.460,9 milhões com a distribuição de 11.417 GWh de energia elétrica para aproximadamente 3,1 milhões de unidades de consumo faturadas.

A tabela abaixo indica o consumo de energia em GWh nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016:

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Consumo - GWh	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Variação	
	2018	2017	2016	2018/2017	2017/2016
Residencial	4.756	4.852	4.859	-1,9%	-0,1%
Comercial	1.930	1.892	2.102	2,0%	-10,0%
Industrial	274	361	639	-24,2%	-43,5%
Consumidores livres ⁽¹⁾	2.430	2.313	1.888	5,0%	22,5%
Outros ⁽²⁾	2.028	2.013	2.074	0,7%	-2,9%
Total	11.417	11.431	11.562	-0,1%	-1,1%

(1) "Consumidores livres" são consumidores que compram eletricidade de participantes do mercado fora do Ambiente de Contratação Regulada, mas que contam com nossos serviços e nossa rede de distribuição de eletricidade que eles compram.

(2) "Outros consumidores" são consumidores rurais e consumidores de energia para o setor público, assim como energia para revenda

A tabela a seguir indica o número de unidades consumidoras nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016:

Número de Unidades Consumidoras	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de			Variação (%)	
	2018	2017	2016	2018/2017	2017/2016
Residencial	2.428.518	2.437.937	2.374.369	-0,3%	2,6%
Comercial	151.896	138.399	146.128	9,8%	-5,3%
Industrial	3.784	3.979	4.317	-4,9%	-7,8%
Livres	353	260	177	0,1%	46,9%
Outros ⁽¹⁾	523.354	449.176	534.508	16,5%	-15,9%
Total	3.107.905	3.029.751	3.059.498	2,6%	-0,9%

(1) Inclui consumidores rurais, consumidores de energia para o setor público, revenda, consumo próprio e consumidores ativos não faturados

Objeto Social

Focada na sustentabilidade, nossa estratégia coloca clientes, comunidades e colaboradores no centro dos esforços, utilizando a digitalização para abrir novas possibilidades de engajamento e de comunicação com o público atendido.

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;

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

- (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.

Nossa Estratégia

Focada na sustentabilidade, nossa estratégia coloca clientes, comunidades e colaboradores no centro dos esforços, utilizando a digitalização para abrir novas possibilidades de engajamento e de comunicação com o público atendido. Nossa estratégia, é amparada pelo Plano de Sustentabilidade, no Plano Estratégico de Negócios do grupo Enel, nos contextos social, ambiental e econômico em que estamos inseridos e nos diversos compromissos assumidos.

Para a efetividade da estratégia, as iniciativas seguem o conceito de criação de valor compartilhado, com envolvimento de todas as áreas e acompanhamento da evolução por meio de indicadores ambientais, sociais e de governança. Assim, atuamos pautada pelo bem-estar da comunidade, proteção do meio ambiente e segurança das pessoas, com foco no desenvolvimento de projetos tecnicamente inovadores.

Relacionamento com os Clientes

A busca pela eficiência na prestação dos serviços e no aprimoramento contínuo do atendimento ao consumidor é um reflexo da importância que a Companhia dá a qualidade em sua 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 Companhia. 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.

Adicionalmente, o website da Companhia (www.eneldistribuicao.com.br/rj) oferece a agência virtual, que é um espaço seguro no qual os clientes residenciais e corporativos podem verificar todas as informações sobre seu contrato, solicitar assessoramento e segunda via de contas. Ainda é possível informar falhas no fornecimento de energia, trocar sua titularidade e saber sobre o cronograma de desligamentos programados. A Companhia conta ainda com o Projeto Renova, que 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 ideia é automatizar a comunicação com o público, tornando-a mais eficiente e melhorando sua relação de custo/benefício para a Companhia.

7. Atividades do emissor / 7.1.a - Infs. de sociedade 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. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais

(a) produtos e serviços comercializados

A Companhia possui um único segmento operacional passível de reporte em suas demonstrações contábeis, qual seja, a distribuição de energia elétrica. A atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com o Contrato de Concessão nº 005/1996 firmado com a União por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com vigência até 09 de dezembro de 2026, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com a ANEEL, por período igual, ou seja, de 30 anos, nos termos da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013. De acordo com as regras vigentes para a concessão da Companhia, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão, o Estado do Rio de Janeiro.

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

A tabela a seguir apresenta a receita operacional líquida proveniente do único segmento operacional da Companhia, bem como sua participação na receita operacional líquida da Companhia, para os três últimos exercícios sociais:

Em R\$ milhões (exceto %)	2018		2017		2016	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Receita Operacional Líquida	R\$5.460.889	100%	R\$5.338.280	100%	R\$4.466.989	100%

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

A tabela a seguir apresenta o lucro (prejuízo) líquido proveniente do único segmento operacional da Companhia para os três últimos exercícios sociais. Ressalta-se que os valores de 2016 e 2017 foram reapresentados, conforme explicado no Item 3.2:

Em R\$ milhões (exceto %)	2018	2017	2016
Lucro (Prejuízo) Líquido	171.246	(102.977)	(221.832)

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

(a) características do processo de produção

A Companhia não produz a energia que distribui. A Companhia adquire toda a sua energia principalmente por meio de: (i) cotas de energia, a exemplo de Itaipu e usinas de Angra; e cotas de garantia física; (ii) compra em leilões regulados de energia; e (iii) o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("PROINFA").

Para o atendimento do seu mercado, a Companhia firma contratos de compra de energia de longo prazo. Atualmente, a Companhia possui contratos até o ano de 2053. 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.

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

(b) características do processo de distribuição

Área de Concessão e Processo de Distribuição de Energia

A distribuição de energia elétrica consiste no transporte da energia da fronteira com a rede básica e com outros sistemas de distribuição até o ponto de entrega aos consumidores finais.

O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia, em 31 de dezembro de 2018, abrangia uma área de concessão de, aproximadamente, 32.615 km², abrangendo 66 municípios no Estado do Rio de Janeiro (65) e Minas Gerais (1).

A Companhia distribui energia na sua área de concessão, que engloba aproximadamente 73% do Estado do Rio de Janeiro. A área de concessão da Companhia cobre aproximadamente 3 milhões de habitantes do Estado do Rio de Janeiro que tem um total de aproximadamente 8 milhões de habitantes. O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia em sua área de concessão consiste na transferência da energia para consumidores por meio de sistemas de distribuição, conforme apresentados a seguir.

Transmissão e Subtransmissão

O sistema nacional de transmissão, possibilita a integração das instalações de geração existentes aos sistemas de distribuição das concessionárias de distribuição, que realizam a transferência em grande volume de energia em tensões iguais ou superiores a 230kV para os sistemas de subtransmissão e distribuição. Tal sistema é composto pelas linhas de transmissão e subestações das concessionárias de transmissão. Desta forma, as linhas de transmissão da Companhia transmitem energia elétrica dos pontos de fronteira (rede básica e outros sistemas) para as subestações de energia, entre subestações e de subestações para consumidores.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

No estado do Rio de Janeiro, o tronco de alimentação é, principalmente, de propriedade da Furnas Centrais Elétricas. Os pontos de conexão são subestações que transformam as tensões de transmissão em tensões de subtransmissão.

O sistema de transmissão/subtransmissão da Companhia consiste em 3.907 quilômetros de linhas e a este sistema são conectadas as 136 subestações de distribuição de energia da Companhia. Essas subestações, por seu turno, rebaixam a tensão para as tensões de distribuição. A Companhia faz o acompanhamento da evolução da carga além das projeções de crescimento de mercado. A Companhia realiza estudos técnicos como forma de garantir o atendimento ao mercado de energia, em condições normais de operação.

Distribuição

Por fim, das subestações de distribuição derivam os circuitos de distribuição. A Companhia atende seus clientes por meio de uma rede de 56.162 km, predominantemente aérea. Os grandes consumidores industriais recebem energia elétrica em faixas de alta tensão, enquanto os consumidores industriais e comerciais de menor porte e os consumidores residenciais e das demais classes recebem energia elétrica em faixas de tensão menores, abastecidos pelos sistemas de média e baixa tensão.

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

Desempenho do Sistema de Distribuição

A tabela a seguir mostra informações a respeito das perdas de energia elétrica conforme apuradas pela Companhia, não incluindo perdas de transmissão (rede básica) relacionadas à sua rede e a frequência e duração de interrupções de energia por cliente por ano, nos três últimos exercícios sociais:

Indicadores de Desempenho	2018	2017	2016
Total de perdas de energia elétrica	21,1%	20,3%	19,4%
Interrupções			
Frequência de interrupções por cliente por ano (em número de vezes)	8,13	9,87	12,5
Duração média de interrupções por cliente por ano (em horas)	14,1	18,2	22,3

A Companhia está sujeita a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que determina o pagamento de compensações financeiras aos consumidores da área de concessão quando houver violação dos indicadores individuais de qualidade do fornecimento de energia elétrica.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

(c) características dos mercados de atuação

(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 Companhia 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.

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possuía 353 unidades consumidoras faturadas classificadas como consumidores livres, representando 0,01% do total de consumidores faturados dentro da área de concessão da Companhia.

(ii) condições de competição nos mercados

A Companhia obteve concessões exclusivas para distribuir energia elétrica nos Estados do Rio de Janeiro (65 municípios) e Minas Gerais (1 município). A Companhia não sofre concorrência no seu ramo de atividade, tendo em vista que sua prestação de serviços ocorre sob o regime de concessão. A Companhia poderá enfrentar concorrência no futuro em novo processo licitatório para renovação de tal concessão.

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 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.

Os grandes consumidores, que atenderem 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.

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

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- Atividades Restritas: Distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN não podem (i) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (ii) vender energia a consumidores livres, (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (iv) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.
- Eliminação do *self-dealing*: Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30,0% de suas necessidades de energia por meio da aquisição de energia de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia em que empresas afiliadas atuem concomitantemente; e
- Limitações à Participação: Em 2008, a ANEEL estabeleceu novas regras à concentração de certos serviços e atividades no setor energético, com base na Resolução 378/09. De acordo com essas regras a ANEEL analisará, quando entender pertinente, os atos e concentrações no âmbito do setor de energia.

(d) eventual sazonalidade

O consumo e, conseqüentemente, a venda de energia elétrica (GWh) oscilam em decorrência da variação de temperatura e da atividade comercial e industrial. Assim, as vendas da Companhia são maiores no primeiro e quarto trimestre devido ao verão, em razão das temperaturas elevadas, e à proximidade das festas de final de ano, razão do aumento da atividade industrial e comercial.

Abaixo segue uma tabela demonstrando quanto de energia foi requerida em cada trimestre nos últimos três exercícios sociais:

Trimestre	Energia requerida pelo sistema (GWH)							
	2018	TRI (%)	2017	TRI (%)	2016	TRI (%)	Média (GWh)	Média (%)
1º TRI	4.048	27,9%	4.097	28,5%	4.007	27,9%	4.051	28,1%
2º TRI	3.428	23,7%	3.335	23,2%	3.447	24,0%	3.403	23,6%
3º TRI	3.296	22,7%	3.205	22,3%	3.261	22,7%	3.254	22,6%
4º TRI	3.719	25,7%	3.740	26,0%	3.643	25,4%	3.700	25,7%
Total	14.490	100%	14.377	100%	14.359	100%	14.408	100%

Adicionalmente, nos meses de janeiro e fevereiro, o negócio da Companhia apresenta um impacto sazonal negativo em função:

- do faturamento dos últimos ciclos de dezembro (que são mais fracos devido aos feriados e faturados somente em janeiro);
- de ser um período de férias onde uma parte significativa da população viaja e conseqüentemente, deixa a área de concessão; e
- de grande concentração de feriados, com destaque para o carnaval.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

(e) principais insumos e matérias primas, informando:

O principal insumo da Companhia é a energia elétrica, proveniente predominantemente de fontes de energia hidrelétrica. Adicionalmente, a Companhia também adquire seu principal a partir de fontes de energia proveniente de combustíveis fósseis, energia nuclear e de energia proveniente de fontes alternativas (energia eólica, energia solar, biomassa etc.).

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

As relações mantidas pela Companhia com fornecedores ocorrem dentro de um setor regulado, que segue normas e parâmetros de venda de energia, conforme abaixo descritas.

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 e dos Contratos Bilaterais anteriores ao Novo Modelo do Setor Elétrico, existem ainda os contratos de Cotas do PROINFA e da Usina Hidrelétrica de Itaipu, ambos geridos pela ELETROBRAS, das Usinas Nucleares de Angra I e II (firmados com a Eletronuclear) e de Cotas de Garantia Física, este último relativo à Usinas que tiveram a concessão renovada pelo Governo. A Companhia não pode prever os eventuais efeitos da renegociação das disposições contratuais dos contratos celebrados por ela e mencionados neste item.

Compra de Energia em 2018

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

De acordo com as diretrizes dessa regulamentação:

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

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

As distribuidoras devem definir os montantes a serem contratados por meio dos leilões, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do MME. Além disso, as empresas de distribuição são obrigadas a especificar a parte do montante que pretendem contratar para atender seus consumidores potencialmente livres, ou seja, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção.

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

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

Os Leilões de Energia Elétrica

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

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

Os editais para os leilões são preparados pela CCEE, em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME, notadamente a utilização do critério de menor tarifa no julgamento. Cada empresa geradora que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um Contrato de Comercialização de Energia no ambiente Regulado ("CCEAR") com cada empresa distribuidora, proporcionalmente à demanda estimada da distribuidora.

Leilões de energia Existente

Os Leilões de Energia Existente estão previstos no artigo 19 do Decreto n.º 5.163/04.

Os leilões de energia existente complementam os contratos de energia nova para cobrir assim 100% da carga. Seu objetivo é recontratar periodicamente a energia existente, por meio de leilões anuais de contratos com duração de 1 a 15 anos. A entrega da energia pode ser feita até 5 anos após o leilão, conforme produtos criados no edital do certame. Os leilões A-1 possuem limites máximos de compra de energia.

O preço do CCEAR de energia existente é determinado em leilão promovido pela ANEEL pelo lance do vendedor. Os reajustes de preços dos CCEARs de energia existente dependem do edital de cada leilão. Nos leilões de energia de 2017 e 2018, por exemplo, apesar da duração de 2 anos de suprimento não há reajuste de preços após o primeiro ano de suprimento. Todos os leilões anteriores de energia existente com mais de 1 ano de suprimento previram esse reajuste de preços.

O repasse de preços destes leilões às tarifas das distribuidoras é integral.

Além da duração, os contratos de energia existente têm outras características especiais que os diferenciam dos contratos de energia nova: a quantidade de energia existente contratada pode ser

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

gerenciada através de diversas modalidades de Mecanismo de Cessão de Sobras e Déficits (MCSD). Ao todo, existem quatro opções de MCSD de energia existente, sendo elas:

- MCSD Mensal: referente à migração de consumidores potencialmente livres do mercado cativo para o livre, desde que a migração se dê por fonte convencional. A energia não cedida entre distribuidoras é devolvida aos geradores;
- MCSD Trocas Livres: é derivado de outros desvios de mercado e limitado até a equalização dos montantes declarados de sobras e déficits. Não é feita devolução de montantes ao gerador, e as cessões dependem de haver distribuidoras com sobras e outras com déficits de energia;
- MCSD 4%: a quantidade de energia contratada pode ser reduzida a critério da distribuidora, em até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às projeções de demanda;
- MCSD Ex-post: ocorre anualmente e se dá apenas para compensação para fins de lastro, ou seja, não há cessão ou redução de contratos.

Leilões de Energia Nova

Segundo a regulamentação em vigor, cabe à ANEEL promover, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), observando as normas gerais de licitações e concessões e as diretrizes fixadas pelo MME. Os leilões de energia nova ("EN") têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras.

Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (20 a 25 anos para termelétricas e outras fontes e 30 anos para hidrelétricas) são oferecidos pelos geradores candidatos.

A cada ano, ao menos dois tipos de leilões de EN são realizados: (i) leilão A-6 ou A-5, que oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação em cinco anos ou seis anos após o leilão. (ii) leilão A-4 ou A-3, que oferecem contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos e com entrada em operação em 4 ou 3 anos após o leilão. O objetivo é a criação de um complemento para o leilão A-5 ou A-6 realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda. Cabe ressaltar que o processo de leilão é conduzido separadamente de acordo com o tipo de empreendimento: se termelétrico ou hidrelétrico.

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

Especificamente, para a classificação dos empreendimentos de fontes termelétrica ou alternativa, os preços ofertados em leilão são baseados em um índice custo-benefício ("ICB"), que leva em

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

consideração o custo associado à previsão de geração das usinas. O preço efetivo da energia é composto por uma remuneração fixa (RF, em R\$/ano), que compensa seu investimento e demais custos fixos e por uma remuneração variável que inclui o reembolso dos custos operativos da usina, quando ela é gera energia ou os custos de compra de energia no mercado de curto prazo, quando a usina não gera energia. Portanto, o ICB resultante do leilão é um preço de referência, que pode ser diferente do valor efetivamente pago pelas distribuidoras às usinas contratadas.

Independente da fonte de geração, a distribuidora conta com a possibilidade do repasse integral dos custos de aquisição de energia às tarifas de fornecimento, desde que respeitados os limites de contratação de energia estabelecidos pelo Decreto n.º 5.163/2004. Até a presente data, a Companhia assegurou o repasse integral dos custos de aquisição de energia às suas tarifas de fornecimento, pendente apenas de decisão da ANEEL a sobra de energia do ano de 2016.

Após a realização do leilão de energia nova, há a possibilidade de troca ou redução de montantes contratos nos mecanismos de MCSD Energia Nova, que ocorrem trimestralmente, com cessões de energia entre distribuidores ou reduções contratuais com os geradores. No caso de cessão entre distribuidores, a cessão ocorre até o final do ano civil, ou anualmente, com cessões a partir do ano civil seguinte até o 4º ano subsequente. No caso de redução do contrato do gerador, a duração desta redução pode ser até o final do ano civil ou a rescisão contratual total.

Leilões de Ajuste

Esse tipo de leilão tem o objetivo de fazer um “ajuste fino” entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos com início de suprimento para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como “A-0”. A distribuidora poderá comprar até 5% do total de sua energia contratada. Da mesma forma que os contratos de geração distribuída, os custos de aquisição desta energia também serão limitados para efeitos de repasse para os consumidores cativos pelo maior valor entre a média móvel do Valor de Referência (VR) atualizado dos últimos 5 anos e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) previsto para o mesmo período de suprimento.

Leilões de Energia de Fontes Alternativas

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

Leilões de Geração Distribuída (GD)

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de geração distribuída localizada em sua área de concessão (tensões abaixo de 230 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar do processo, o gerador deve respeitar algumas restrições: (i) eficiência mínima de 75% para empreendimentos termelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), (ii) limite máximo de capacidade de 30MW para hidrelétricas, entre outros. A Companhia não promoveu esse tipo de leilão até a presente data.

Leilão de Projetos Estruturantes

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

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

além da usina de Belo Monte licitada em 2010.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

A compra de energia da distribuidora é exclusivamente através de leilões públicos pela CCEE por delegação da ANEEL e MME através da publicação de editais nos quais todos os geradores do país podem participar.

Desta forma, a Companhia não tem dependência de fornecedores, pois pode adquirir energia de todos os geradores nacionais de energia por meio destes sistemas de leilão, lhe dando acesso ao mercado regulado nacional. O preço resultante, dentro dos limites de contratação regulada, é repassável para os consumidores finais de forma a garantir a neutralidade do distribuidor.

(iii) eventual volatilidade em seus preços

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu a contratação de compra de energia por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia e cotas compulsórias de energia regulada. A referida lei introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando: (i) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e (ii) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica ou por meio da aquisição de energia com preços regulados.

Os preços da energia são resultantes desses leilões públicos ou das quotas compulsórias de energia. As cotas de garantia física podem sofrer variações de preços devidos a decisões regulatórias, como alterações no valor da garantia física das usinas ou a realização de leilões de outorgas de usinas com concessões não renovadas.

7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes**(a) montante total de receitas provenientes do cliente**

Não aplicável, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018, 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, nenhum cliente representou mais de 10% da receita operacional líquida da Companhia.

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Não aplicável, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018, 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, nenhum cliente representou mais de 10% da receita operacional líquida da Companhia.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estando sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e do Ministério de Minas e Energia (“MME”). A Companhia também está sujeita aos termos de seu contrato de concessão, celebrado com a ANEEL em 09 de dezembro de 1996, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 09 de dezembro de 2026, sendo que atividade operacional da Companhia depende exclusivamente dos direitos outorgados no âmbito do Contrato de Concessão (“Contrato de Concessão”). Nesse contexto regulação estatal provoca efeitos relevantes sobre as atividades da Companhia, regendo a concessão a ela outorgada, as tarifas que compõem sua receita, as tarifas e encargos a que está sujeita no exercício de sua atividade bem como as regras de compra de energia pela Companhia e os programas desenvolvidos para a diversificação da matriz energética brasileira.

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

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

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

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

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

Outro marco importante na reforma do setor foi a Lei nº 9.074/95, de 7 de julho de 1995, que estimula a participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com o conceito de consumidor livre, que é o consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica.

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Acrescente-se ainda a Lei nº 9.427/96, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a ANEEL, autarquia vinculada ao MME, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL veio a substituir (em parte) o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (“DNAEE”), recebendo deste o acervo técnico e patrimonial, as obrigações, os direitos e receitas, exceto aquelas decorrentes da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica (parte foi transferida para o MME, a rede hidrométrica e atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidráulica, e parte foi, posteriormente transferida para a Agência Nacional de Águas (ANA).

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

Em 1998, foi promulgada a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, ou a Lei do Setor Energético, com vistas a revisar a estrutura básica do setor elétrico. A Lei do Setor Energético determinou:

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

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- um programa para racionamento de consumo de energia nas regiões mais adversamente afetadas, a saber as regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil; e
- a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (“GCE”) que estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica pela Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, com objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. O CGE aprovou uma série de medidas emergenciais que estabeleceram metas para reduzir o consumo de energia pelos consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões afetadas, por meio de regimes tarifários especiais.

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

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

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

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

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847, pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 - Decreto do Novo Modelo de Comercialização de Energia Elétrica do Setor Elétrico. Tratou-se de um esforço para reestruturar o Setor de Energia Elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004 e está sujeita à regulamentação posterior emitida pela ANEEL e pelo MME, conforme detalhado mais adiante.

As Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, introduziram regras como a competição nos leilões de novos empreendimentos pelo menor valor da tarifa para o consumidor. O critério substituiu

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

o anterior que privilegiava o maior ágio pago ao Governo. As usinas passam a ser licitadas com a concessão da licença prévia. Contratos de longo prazo e a compra centralizada contribuem para maior segurança do abastecimento. O setor público reassume o planejamento do setor elétrico e cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A CCEE substitui os antigos Mercado Atacadista de Energia e Mercado Brasileiro de Energia e assume a liquidação dos contratos de compra e venda de energia elétrica e o sistema para aquisição de eletricidade em conjunto pelas distribuidoras.

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

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

Em 30 de agosto de 2012, o Governo Federal publicou a Medida Provisória n° 577, posteriormente convertida na Lei n° 12.767, de 27 de dezembro de 2012, por meio do qual definiu as condições para extinção e intervenção em concessões de serviço público no setor elétrico, e dentre outras disposições, indicou que concessionárias de serviço público não poderiam mais se submeter ao regime de recuperação judicial ou extrajudicial.

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória n° 579 (posteriormente convertida na Lei n° 12.783, de 11.01.2013) disciplinando condições para a renovação de concessões alcançadas pelos artigos 17, § 5º, 19 e 22 da Lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995, as indenizações correspondentes e redução de determinados encargos setoriais, buscando contribuir para a modicidade tarifária.

As principais alterações que permitiram a redução da tarifa de distribuição foram:

- Alocação de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessão renovadas, com reduções de preço;

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Redução dos custos de transmissão;
- Redução dos encargos setoriais;
- Retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto do Tesouro Nacional por meio da CDE.

O Setor Elétrico novamente passou por alterações por meio da Lei nº 13.360/2016, conversão da Medida Provisória nº 735/2016, a qual alterou 16 leis que estavam em vigor e promoveu mudanças significativas no setor, a saber:

a) Objetivos Originais da MP nº 735/2016 e que foram mantidos integralmente:

- Transferir para a CCEE a responsabilidade de gerir a RGR, CCC e CDE a partir de 1º de maio de 2017;
- Aperfeiçoar a gestão da Reserva Global de Reversão (RGR), da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Adequar o custeio da CDE às disponibilidades orçamentárias e financeiras; antecipar de 2035 para 2030 o prazo para o fim da assimetria regional nas cotas; estabelecer que as cotas serão fixadas conforme o nível de tensão e com vistas a proteger os consumidores de baixa renda de impactos tarifários; isentar da CDE os consumidores beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica;
- Permitir que a União licite as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica alcançadas pela Lei nº 12.783/2012, junto com a transferência do controle acionário da concessionária controlada pela União;
- Ampliar os descontos nas tarifas de uso suportados pela CDE, incluindo, além da TUSD, também a TUST (consumidores ligados diretamente na rede básica).

b) Incrementos no Custeio da CDE

- Custear pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, com destinação ao MME de 3% dos recursos;
- Realizar empréstimos destinados ao custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada pela União;
- Prover recursos para os dispêndios da CCEE na administração da CDE, CCC e RGE;
- Prover recursos para compensar impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal distribuidora supridora, na forma a ser definida pela ANEEL.

c) Transferência do controle societário da concessionária

- Permitir a transferência do controle societário da concessionária, como opção à caducidade da concessão, para grupo com habilitação técnica e financeira para garantir a prestação adequada do serviço. Para tanto, deverá haver aprovação da ANEEL a partir da demonstração da viabilidade da troca de controle e do benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.

d) Venda de excedentes contratuais pelas distribuidoras

- Autoriza a venda de excedentes contratuais pelas distribuidoras aos consumidores livres, sem restringir tal venda à respectiva área de concessão;

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

e) Liberalização do mercado

- Poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer fornecedor a partir de 2019, os consumidores existentes em julho de 1995 com carga ≥ 3 MW, atendidos em tensão inferior a 69 kV;
- Poder Concedente poderá antecipar esses prazos.

f) Antecedência de contratação pelas distribuidoras

- Para a energia de empreendimentos de geração existentes, o início de entrega poderá ser no mesmo ano ou até no 5º ano subsequente ao da licitação e o prazo de suprimento de no mínimo 1 e no máximo 15 anos;
- Para a energia de novos empreendimentos de geração, o início de entrega poderá ser a partir do 3º e até o 7º ano após a licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 15 e no máximo 35 anos.
- Ou seja, a mudança amplia do 2º para o 5º ano a possibilidade de entrega da energia existente licitada no ACR e do 5º para o 7º ano a energia nova. Logo, aumenta as incertezas oriundas do processo de compra de energia por parte das distribuidoras, embora favoreça as construções das usinas, minimizando a ocorrência de atrasos na entrega da energia.

g) Extensão da Outorga dos Geradores

Em caso de atrasos no início da operação comercial caracterizado pela ANEEL como excludentes de responsabilidade, o prazo da outorga de geração ou transmissão de energia elétrica será recomposto pela ANEEL por meio da extensão da outorga pelo mesmo período do excludente de responsabilidade, bem como será feito o adiamento da entrega de energia caso o empreendedor tenha um contrato de venda em ambiente regulado - CCEAR.

Por fim, cumpre destacar que recentemente o MME abriu consultas públicas para apresentação de contribuições no sentido de aprimorar o setor elétrico, com a definição de novo marco legal (Consultas Públicas MME nº 32 e 33/2017). A nova proposta tem como propósito a recuperação da economia real, com a atração de investimentos e atenção a desafios atuais enfrentados pelo setor, tal como solucionar sobras de energia no segmento de distribuição e parcelar débitos judiciais pendentes.

Em 12 de dezembro de 2017 foi editada a Resolução Normativa n.º 797, que estabelece os procedimentos para o compartilhamento de infraestrutura de Concessionárias e Permissionárias de Energia Elétrica com agentes do mesmo setor, bem como com agentes dos setores de Telecomunicações, Petróleo, Gás, com a Administração Pública Direta ou Indireta e com demais interessados.

Ambiente De Contratação Regulada – ACR

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

- Contratos na modalidade “Quantidade de Energia”: a vendedora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. Cabe acrescentar ainda que os volumes anuais dos CCEARs são definidos no leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação da energia para efeito de contabilização na CCEE.

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

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a previsão de mercado de cada Distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema e as Distribuidoras são obrigadas a celebrar contratos para garantir o atendimento de 100% de suas necessidades projetadas de energia, e não mais os 95,0% estabelecidos pelo modelo anterior. O não atendimento da totalidade dos seus requisitos pode resultar em penalidades às Distribuidoras. Devido ao risco inerente às previsões de mercado, as distribuidoras têm assegurado o repasse de até 105% do nível de contratação em relação a carga, possibilitando uma certa margem em caso de desvios decorrentes do comportamento do mercado consumidor nos anos posteriores à decisão de contratação sinalizada no momento dos leilões.

A partir de 2013, A Lei 12.783 instituiu o regime de comercialização de energia por meio de cotas de garantia física para as usinas cuja concessão foi renovada a partir de então. Nesse regime, o preço é regulado e corresponde ao custo de operação e manutenção, bonificação pela outorga e remuneração por investimentos em melhorias. O risco hidrológico é assumido pelos distribuidores e repassado aos consumidores finais.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

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

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

Consumidores potencialmente livres são aqueles cuja demanda excede 3 MW, em tensão, igual ou superior a 69 kV ou em qualquer nível de tensão, se o fornecimento teve início após a edição da Lei 9.074/95. Estes consumidores potencialmente livres poderão optar por mudar de fornecedor de eletricidade, desde que notifiquem a distribuidora a respeito de sua intenção de rescindir o contrato, com antecedência mínima de 180 dias do vencimento do mesmo, sob pena de renovação automática e multa contratual caso opte pela saída antes da nova validade. Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser servidos por

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

fornecedores, que não sua empresa local de distribuição, contratando energia de empreendimentos de geração por fontes incentivadas, tais como eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas, denominados consumidores especiais. Vale destacar que a Portaria do MME nº 514/2018 reduziu o limite para migração ao Mercado Livre para 2,5 MW a partir de 1º de julho de 2019 e 2,0 MW a partir de 1º de janeiro de 2020.

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

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

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

Contratos Assinados Antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

Renovação das Concessões e a MP 579

Em setembro de 2012 o Governo editou a Medida Provisória nº 579, depois convertida na Lei nº 12.783/13, que estabeleceu as regras para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição que não haviam sido licitadas na década de 90. Essa medida possibilitada aos agentes terem suas concessões renovadas sem a necessidade de se submeter ao um processo licitatório aberto a outros competidores. A contrapartida dessa medida era aceitar uma redução de até 70% da receita a partir de 2013 para geradores e transmissores.

Para as empresas de distribuição alcançadas pela Lei 12.783/13 as condições para a renovação da concessão eram a assinatura de um aditivo ao contrato de concessão que impunha novas obrigações para o atendimento dos índices de qualidade do serviço e de sustentabilidade econômico financeiro.

PRINCIPAIS AUTORIDADES

Ministério de Minas e Energia – MME

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

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

Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

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

O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, tendo como finalidade propor ao Presidente da República, políticas nacionais e medidas específicas destinadas a: a) Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país; b) assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País; c) rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País; d) estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, álcool, carvão e da energia termonuclear; e) estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado; f) propor critérios de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços; e g) propor critérios gerais de garantias de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

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

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

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Operador Nacional do Sistema – ONS

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

Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem:

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

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

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

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

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

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

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

A CCEE absorveu as funções e estrutura do MAE. Entre suas principais atribuições estão: (i) a realização de leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada por delegação da ANEEL; (ii) registrar o volume de todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações no Ambiente de Contratação Livre; (iii) contabilizar e liquidar a diferença entre os montantes efetivamente gerados ou consumidos e aqueles registrados nas transações de curto prazo; (iv) apuração do PLD, utilizado para valorar as transações no mercado de curto prazo; v) aplicar as respectivas penalidades pelo descumprimento de limites de contratação de energia elétrica; vi) efetuar a estruturação e a gestão do Contrato de Energia de Reserva; vii) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

da Conta no ACR; e vii) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

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

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

A EPE é uma empresa vinculada MME cuja finalidade é prestar serviços de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que visem o planejamento de expansão de geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental das usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA

A Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA é a agência reguladora e fiscalizadora dos serviços de energia, criada pelo Governo do Estado de Rio de Janeiro em 06 de junho de 2005 para regular e fiscalizar as concessionárias estaduais de energia elétrica e gás canalizado. Na área de energia elétrica, a AGENERSA exerce a fiscalização técnica, comercial e econômico financeira das concessionárias de distribuição de energia elétrica, que atuam no Estado do Rio de Janeiro, por meio de convênio de delegação e descentralização, firmado com a ANEEL.

PENALIDADES

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

Para cada infração que seja caracterizada como multa, os valores podem chegar a até 2,0% da receita operacional líquida da concessionária, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou estimados para um período de 12 meses, caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a 12 meses. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à falha das concessionárias em solicitar a aprovação da ANEEL, inclusive, sem limitação, no que se refere a:

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

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

ENCARGOS SETORIAIS

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, criou a CDE objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional) nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional. Os recursos da CDE são provenientes, dentre outras fontes, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, de multas aplicadas pela ANEEL e, desde 2003, de quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final no SIN, mediante encargo tarifário incluído na TUSD e na TUST. A CDE tem previsão de duração de 25 anos. A partir de 2013, a CDE passou adicionalmente a ter o objetivo de i) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos descontos das tarifas de determinadas classes de consumidores; ii) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; e iii) prover recursos e permitir a indenização da reversão das concessões.

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

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

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização foi criada pela Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto Federal nº 2.410, de 28 de novembro de 1997 e pela ANEEL. A Taxa de Fiscalização é uma taxa anual devida desde 1997 por todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas, equivalente a 0,4% do benefício econômico anual auferido, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

EER – Encargo de Energia de Reserva

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

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

ONS – Operador Nacional do Sistema

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

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A CFURH foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

CONTA-ACR

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

Para captação de recursos à Conta-ACR, a CCEE obteve financiamentos junto a um grupo de instituições financeiras.

Tais recursos devem ser repassados aos agentes da classe de distribuição, conforme determinado no Decreto nº 8.221/14 e na Resolução Normativa ANEEL nº 612/14.

Racionamento

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

TARIFAS

As tarifas que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o contrato de concessão da Companhia e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. O contrato de concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Para determinar as tarifas aplicáveis, cada cliente é colocado em um grupo específico de tarifa, definido por lei. Clientes do Grupo A são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação a partir de 2,3 kV ou mais, com a característica de possuírem Cabine Primária (Média Tensão) ou Estação de Transformação (Alta Tensão), e que, na sua maior parte, se qualificam como consumidores potencialmente livres nos termos da Lei do Modelo do Setor Elétrico (“Grupo A”).

Clientes do Grupo B, por sua vez, são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação inferior a 2,3 kV (Tensão Nominal de 115 / 230 V), sendo esse grupo de clientes subdividido em: clientes residenciais, residenciais de Tarifa Social, rurais, de iluminação pública e outras classes (comerciais, industriais, etc.) tendo cada um dos subgrupos uma tarifa específica (“Grupo B”).

As tarifas para clientes do Grupo A baseiam-se na tensão de atendimento e na hora do dia da utilização da energia. As tarifas deste grupo apresentam duas componentes: uma “tarifa de demanda” e uma “tarifa de energia”. A tarifa de demanda, refere-se à capacidade do sistema

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

alocada a cada cliente, expressa em Reais por kW, sendo faturada pelo maior valor entre (1) demanda firme contratada ou (2) demanda efetivamente registrada. A tarifa de energia, expressa em Reais por MWh, se baseia no volume de energia efetivamente consumido durante um período de fornecimento, que geralmente é de 30 dias.

No Grupo B, as tarifas são cobradas com base em apenas um componente: a energia efetivamente consumida expressa em Reais por MWh.

Clientes residenciais de baixa renda são considerados um subgrupo de clientes residenciais. De acordo com as regras atuais, correspondem às unidades consumidoras residenciais que consomem até 220kWh, desde que estejam aptos a receber benefícios de programas sociais para baixa renda do Governo Federal.

Para informações sobre o procedimento de faturamento das tarifas cobradas dos consumidores, vide item 7.3 “b” deste Formulário de Referência.

Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento) são reajustados anualmente pela ANEEL (“Reajuste Tarifário Anual”), revistas periodicamente (“Revisão Tarifária Periódica”) a cada quatro anos e, por fim, podem ser revistas em caráter extraordinário (“Revisão Tarifária Extraordinária”).

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

Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

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

Quando os preços dos itens não gerenciáveis definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária oscilarem positiva ou negativamente impactarão o fluxo de caixa da Companhia. Porém, as variações dos itens não gerenciáveis são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária.

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

- Retorno sobre os investimentos relacionados à concessão considerados na Base de Remuneração Regulatória determinada por ocasião das Revisões Tarifárias Periódicas;
- Custos de depreciação regulatória; e
- Custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

As distribuidoras de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que podem variar entre três e cinco anos (no caso da Companhia, a cada quatro anos). Nestas revisões (1) todos os custos da Parcela B são recalculados e (2) o Fator X é calculado para compartilhar ganhos de produtividade da concessionária, basicamente devido ao crescimento de mercado. Nos processos de reajustes tarifários a partir do terceiro ciclo, o Fator X será calculado com base nos componentes: (i) XP (produtividade) e (ii) XQ (qualidade) e (iii) XT (trajetória de custos operacionais).

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito a eventual Revisão Tarifária Extraordinária, a ser solicitada especificamente ao Poder Concedente e analisadas caso a caso. Tais solicitações serão aceitáveis em caso de significativo desequilíbrio econômico-financeiro causado por fatos imprevisíveis e não gerenciáveis pela empresa.

Metodologia do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas

Abaixo estão descritos, brevemente, alguns pontos da metodologia aprovada para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária, com base na documentação disponibilizada pela ANEEL.

- Procedimentos gerais: As principais mudanças nos critérios gerais de reposicionamento tarifário em relação aos adotados no 3º Ciclo de Revisão Tarifária referem-se a: i) Receita de Remuneração sobre Obrigações Especiais, calculada com 1,67% do valor das Obrigações Especiais Brutas e ii) Alteração no critério de Reversão Tarifária de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, que deixou de ser classificada como Obrigação Especial e passou a ser devolvida como componente financeiro em 4 parcelas anuais atualizadas monetariamente.
- Base de ativos ou base de remuneração regulatória: As principais mudanças com relação a metodologia do 3º Ciclo de Revisões Tarifárias foram: i) atualização Monetária dos ativos pelo índice IPCA, e não mais pelo IGP-M; ii) valoração dos Componentes Menores (COM) e Custos Adicionais (CA), por meio do Banco de Preços Referencial; iii) alteração da apropriação dos Juros sobre Obras em Andamento (JOA) e iv) atualização da Base de Anuidades Regulatórias (BAR), que engloba os custos de veículos, aluguéis e sistemas.
- Para fins de valoração do COM e CA, as distribuidoras foram classificadas em 5 grupos, de acordo com as variáveis ambientais que influenciam no custo de instalação do ativo. O Banco de Preços será válido para investimentos a partir de julho de 2016.
- WACC – Custo ponderado de capital: Para o 4º ciclo, o regulador definiu períodos padrão para as séries históricas dos parâmetros de risco Brasil (15 anos), prêmio de risco (20 anos), beta (5 anos) e risco de crédito (15 anos). O risco de crédito passou a ser a média de spread observado por empresas com o mesmo nível de classificação de crédito que as distribuidoras com rating no Brasil, e não mais das que possuíam o melhor nível de crédito. O nível de alavancagem das companhias foi alterado, passando de 55% para 49%. Assim, o valor do WACC a ser considerado no 4º ciclo e no 5º ciclo é de 8,09%.
- Custos operacionais regulatórios: Do ponto de vista dos custos operacionais regulatórios, o 4º ciclo terá uma transição entre o atual custo operacional contido nas tarifas vigentes da concessionária e aqueles decorrentes da aplicação da metodologia do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias. A metodologia estabelece uma comparação das distribuidoras do ponto de vista

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

de eficiência dos custos operacionais por meio de métodos de benchmarking. O benchmarking observa uma relação entre o total de produtos que uma distribuidora entrega em sua prestação de serviços (rede, mercado, consumidores, qualidade e combate a perdas) e seus custos operacionais. A eficiência repassada às tarifas do 4º Ciclo provém da média do setor, de 76%. O resultado dessa comparação é a definição de um intervalo de valores de custos operacionais eficientes o qual se espera que as companhias alcancem ao final do ciclo.

Caso o valor encontrado na primeira etapa esteja fora do intervalo encontrado na segunda etapa, esses valores serão utilizados no cálculo do componente T do Fator X. Esse componente é aplicado nos reajustes tarifários do 4º ciclo de forma a implementar a trajetória dos custos operacionais durante o ciclo. O limite máximo de ajuste anual é de 5% do Custo Operacional Regulatório.

- Fator X: A metodologia proposta para o cálculo do Fator X considera três componentes:
 - (Pd) Ganhos de produtividade da distribuição – é estimado a partir dos ganhos médios de produtividade das distribuidoras e do crescimento médio do mercado e número de unidades consumidoras das distribuidoras entre 2006 e 2012. Esse componente é calculado no momento da revisão tarifária e aplicado a cada reajuste tarifário. O crescimento de produtividade médio apurado no 4º Ciclo foi de 1,53%;
 - (Q) Qualidade na prestação do serviço – é apurada com a comparação das distribuidoras do ponto de vista do alcance dos limites anuais definidos pela ANEEL para os indicadores de qualidade do serviço (DEC e FEC) e do Atendimento Comercial (FER, IASC, INS, lab, ICO) e posterior análise da evolução desses indicadores no último ano civil. A aplicação desse componente busca premiar ou penalizar as distribuidoras de acordo com a evolução de seus indicadores de qualidade. O componente Q será calculado e aplicado a cada processo tarifário, incluindo a própria 4ª Revisão Tarifária Periódica. O mecanismo de incentivo a qualidade terá transição de metodologia do 3º Ciclo de 4 anos. No 4º Ciclo, passa a ter peso de até 2% da Parcela B, maior do que o limite de 1% da Parcela B do 3º Ciclo;
 - (T) Trajetória de eficiência - tem por objetivo implementar uma trajetória gradativa de custos operacionais eficientes. O componente T só será aplicado quando o valor atualmente previsto dos custos operacionais da tarifa não estiver dentro dos limites de eficiência definidos pelo método de benchmarking para o cálculo dos custos operacionais eficientes. Esse componente é calculado no momento da revisão tarifária e aplicado nos reajustes.
- Perdas não técnicas regulatórias: De uma forma geral, a metodologia para o 4º ciclo foi a mesma adotada durante o 3º ciclo, ou seja, que considera a construção de um ranking de complexidade socioeconômica, baseado nas características das áreas de concessão das distribuidoras. De acordo com esse ranking, será definido um benchmark para cada companhia. A meta de perdas não técnicas regulatórias é uma média ponderada entre as perdas da própria companhia e as perdas da companhia benchmark. Já a determinação da trajetória de perdas dentro do ciclo leva em consideração o nível de complexidade da área de concessão, além do porte e nível de perdas de cada companhia. As principais mudanças foram o estabelecimento de um piso de repasse tarifário de 7,5% do mercado de baixa tensão medido e uma transição de 1/8 da diferença entre o atual nível de repasse regulatório de perdas não técnicas e 7,5%.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Receitas irrecuperáveis: No 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a ANEEL adotou como base o percentual de inadimplência remanescente após 49 a 60 meses de atraso no pagamento da fatura. O percentual de inadimplência repassado a tarifa é definido como a mediana de um grupo de até 20 distribuidoras comparáveis a distribuidora avaliada de acordo com o ranking de complexidade socioeconômica mencionado no item de perdas não técnicas. O ranking é separado em dois grupos, de acordo com o porte das distribuidoras. A Receita Irrecuperável associada a receita necessária para fazer frente ao custo dos encargos setoriais é baseada nos próprios percentuais de perdas da distribuidora, limitados a um teto regulatório estabelecido para cada classe de consumidores.
- Outras receitas: Para o 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, 60% da Receita Bruta e revertida para a modicidade tarifária, exceção feita as atividades de Serviço de Comunicação de Dados, Micro e Mini Geração e Eficientização Energética.

Reajuste Tarifário Anual 2016

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 15 de março de 2016. A Resolução Homologatória nº 2.023 aprovou os resultados do Reajuste Tarifário da Ampla de 2016. O reajuste homologado representou um efeito médio para os consumidores de 7,59%, tendo a seguinte composição: (i) reposicionamento tarifário de 3,46%; (ii) adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 7,81%; e (iii) subtração de componentes financeiros do período 2014-2015, correspondentes a 3,68%. As novas tarifas passaram a vigorar em 15 de março de 2016.

Reajuste Tarifário Anual 2017

De acordo com o seu contrato de concessão, a Companhia teve seu reajuste tarifário em 15 de março de 2017. O reajuste tarifário médio foi de -6,51%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.207, de 14 de março de 2017. Para os consumidores de baixa tensão, o reajuste foi, em média, -6,24%. Já para os clientes de média e alta tensão, o índice foi, em média, -7,12%.

Revisão Tarifária 2018

A ANEEL aprovou provisoriamente a revisão tarifária da Ampla por meio da resolução Nº 2.377, de março/18. As tarifas foram reajustadas, em média, de 21,04% para todos os clientes da distribuidora. Para os consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, o reajuste foi de 21,44%. Já para os clientes que se conectam em média e alta tensão, o aumento foi, em média, de 19,94%. Os valores provisórios se referem aos valores de Base de Remuneração, que serão definidos pela ANEEL ao longo de 2018 e os efeitos incluídos no próximo reajuste, e a trajetória de perdas não técnicas.

Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL homologa tarifas pelo uso e acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão. As tarifas são (i) de distribuição (TUSD), e (ii) de transmissão (TUST), que compreende a Rede Básica e suas instalações auxiliares.

Além disso, as empresas de distribuição do sistema interligado no Sul e no Sudeste/Centro Oeste pagam tarifas específicas pela transmissão de eletricidade gerada em Itaipu.

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

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

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

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

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

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

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

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

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

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

Tarifa de repasse da potência de Itaipu

A ANEEL determina anualmente a tarifa de repasse de potência da usina de Itaipu, em Dólares. Em dezembro de 2018, a tarifa homologada para o exercício de 2019 foi estabelecida em US\$27,71/kW mês, aplicável aos faturamentos realizados de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2019, de acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 2501, de 18 de dezembro de 2018.

Limitação de Repasse

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

As regras estabelecem também limites para repasse dos custos com a compra de energia aos consumidores finais. O Decreto n.º 5.163 estabelece as seguintes restrições na capacidade de empresas de distribuição de repassar os custos aos consumidores:

- não repasse dos custos referentes aos volumes que excedam 105,0% da demanda real;
- repasse limitado dos custos para compras de energia feitas em um leilão “A-3”, se o volume da energia adquirida exceder 2,0% da demanda verificada nos 2 anos anteriores (ou seja, em A-5”);
- repasse limitado dos custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia se o volume recontratado por meio de CCEARs de instalações existentes de geração estiver abaixo do “Limite Inferior de Contratação” definido pelo Decreto n.º 5.163; e
- se as Distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar a energia necessária para o atendimento integral de suas demandas, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será equivalente ao menor valor entre o PLD e o VR.

Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº 547/2013 da ANEEL. O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Em maio de 2019 foram aprovados pela ANEEL os novos valores das bandeiras que entrarão em vigor a partir de junho de 2019, conforme detalhado a seguir:

- Bandeira verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: Condições de gerações menos favoráveis. O acréscimo na tarifa foi de R\$1,00 para R\$1,50 para cada 100 KWh consumidos.
- Bandeira vermelha: Condições mais custosas de geração. A partir de fevereiro de 2016, a Bandeira vermelha foi dividida entre Patamar 1 e Patamar 2. Para o Patamar 1, o acréscimo na tarifa foi de R\$3,00 para R\$4,00 para cada 100 KWh consumidos. E para o Patamar 2, o acréscimo na tarifa foi de R\$5,00 para R\$6,00 para cada 100 KWh consumidos.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

O faturamento dos adicionais de bandeira tarifária é neutro para o resultado da Companhia, visto que sua receita é computada como passivo regulatório, neutralizado no próximo reajuste ou revisão tarifária da concessionária.

A seguir é descrita a evolução do acionamento das bandeiras:

Entre janeiro e fevereiro de 2016, esteve em vigor o Patamar 1 da bandeira tarifária vermelha, com os valores dos acréscimos das bandeiras tarifárias passando para R\$3,00 para cada 100 kWh consumidos.

No mês de março de 2016, esteve em vigor a bandeira amarela, que acrescentou R\$1,50 para cada 100 kWh consumidos. Finalmente, em abril de 2016, entrou em vigor a bandeira tarifária verde, sem acréscimos à tarifa. A bandeira verde ficou vigente nos demais meses de 2016, com exceção do mês de novembro de 2016 que esteve em vigor a bandeira tarifária amarela.

Nos meses de janeiro e fevereiro de 2017 esteve vigente a bandeira tarifária verde, sem acréscimo a tarifa. Em março de 2017 foi aplicada a bandeira tarifária amarela, com acréscimo de R\$2,00 para cada 100 kWh consumidos e em abril de 2017 entrou em vigor a bandeira tarifária vermelha, patamar 1. A tabela a seguir mostra as bandeiras vigentes a partir de janeiro de 2017:

2017	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov*	Dez*
Bandeira Tarifária												
				Patamar 1	Patamar 1			Patamar 1		Patamar 2	Patamar 2	Patamar 1
CVU/PLD gatilho R\$/MWh	128,65	179,74	279,04	426,99	447,61	155,85	237,71	513,51	411,92	698,14	533,82	201,51

CVU: Custo variável da última término despachada, válido de de jan/17 a out/17; *PLD gatilho nov/17 e dez/17 (fonte: ANEEL)

Em 2018, a bandeira verde vigorou de janeiro a abril. Em maio, a bandeira amarela foi acionada e de junho a outubro vigorou a bandeira vermelha - patamar 2. Em novembro houve o retorno da bandeira amarela e finalmente em dezembro foi acionada a bandeira verde. A tabela a seguir mostra as bandeiras vigentes a partir de janeiro de 2018:

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Amarela	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	490,74	377,47	140,51	56,74

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

Em maio de 2018, um novo critério de acionamento das bandeiras tarifárias entrou em vigor, decorrente da audiência pública no 061/17, que discutiu a revisão da metodologia das bandeiras e dos valores de suas faixas de acionamento

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

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados entre elas por meio da CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"). Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os custos de geração e a exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora e (iii) a arrecadação de recursos financeiros por meio do faturamento das Bandeiras Tarifárias.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Risco Hidrológico

No ano de 2017, houve uma piora significativa das condições hidrológicas e a geração de usinas hidrelétricas foi significativamente inferior aos anos anteriores.

O custo do risco hidrológico é alocado aos distribuidores para os contratos de Cotas de Garantia Física e Potência, Itaipu e CCEARs que repactuaram o risco hidrológico a partir de 2015. Em 2017, o custo no setor de distribuição brasileiro até 31 de dezembro de 2017 chegou a R\$ 19,7 bilhões e em 31 de dezembro de 2018 chegou a R\$ 16,8 bilhões.

Para lidar com o cenário, a ANEEL tomou uma série de medidas de curto prazo. Houve a distribuição do Saldo de Energia de Reserva, redução da cota mensal da Conta-ACR e aumento do Adicional de Bandeira Tarifária de R\$35 / MWh para R\$50 / MWh em novembro de 2017.

No longo prazo, um Projeto de Lei fruto da Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia irá propor a volta da alocação do risco hidrológico para os vendedores de contratos de compra e venda de energia, com a consequente redução das cotas de garantia física. Caso aprovado, o movimento reduziria o risco hidrológico das distribuidoras, permitindo melhor gestão de caixa.

CONCESSÃO

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal e determinou normas para a prestação de serviços públicos. A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 estabeleceu regras específicas para o setor de energia elétrica e, dentre elas, permitiu a prorrogação das concessões de distribuição.

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

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

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

- Serviço adequado. A concessionária deve prestar adequadamente serviço regular, contínuo, eficiente e seguro.
- Servidões (uso de terrenos). O poder concedente pode declarar quais são os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública, nomeando-os de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária. O poder concedente, nesse caso, fica responsável pelas indenizações cabíveis.
- Responsabilidade objetiva. A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia, como no caso de interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem, independentemente de sua culpa.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Alterações do Controle Societário. O poder concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária.
- Intervenção pelo poder concedente. O poder concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais. Dentro de 30 dias da data do decreto autorizando a intervenção, o poder concedente deve dar início a um procedimento administrativo em que é assegurado à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o procedimento administrativo, um interventor nomeado pelo poder concedente passa a ser responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído dentro de 180 dias da data do decreto, a intervenção cessa e a administração da concessão é devolvida à concessionária, sendo necessária prestação de contas pelo interventor. A administração da concessão é também devolvida à concessionária se o interventor decidir pela não extinção da concessão e o seu termo final não tiver expirado.
- Término antecipado da concessão. O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste na retomada do serviço pelo poder concedente durante o prazo de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público que devem ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. A caducidade deve ser declarada pelo poder concedente depois de a ANEEL ou o MME ter emitido um despacho administrativo final indicando que a concessionária, entre outras coisas, (1) deixou de prestar serviços adequados e eficientes ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável; (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados; ou (3) que a concessionária não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente. A concessionária pode contestar a encampação ou caducidade em juízo e tem direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas contratuais e danos causados pela concessionária.
- Término por decurso do prazo. Com o advento do termo contratual, todos os ativos relacionados à prestação dos serviços de energia reverterem ao Governo Federal. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados.

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

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

Em setembro de 2012 o governo promulgou a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012, que versava acerca da renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição, vincendas entre 2015 e 2017 bem como da redução dos encargos setoriais.

A mencionada Medida Provisória foi aprovada no Congresso Nacional e convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013. O quadro apresenta um resumo dos prazos de concessão por segmento e por data de outorga:

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

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

Fonte: FitchRatings

Em seguida, o Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015 regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o artigo 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4o-B da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995. O referido decreto estabelece as condições para a prorrogação destas concessões de distribuição de energia elétrica, por 30 anos, condicionada ao atendimento e critérios de (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira; (iii) racionalidade operacional e econômica; e (iv) modicidade tarifária. O decreto também define que a prorrogação depende da aceitação expressa pela concessionária das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo ao contrato de concessão, bem como a responsabilidade da ANEEL em definir a minuta deste contrato de concessão ou termo aditivo que contemple as condições previstas neste Decreto.

Neste sentido, por meio do Despacho nº 3.540, de 20 de outubro de 2015, a ANEEL aprovou a minuta de termo aditivo ou de contrato de concessão das distribuidoras de energia elétrica cujo prazo das concessões se encerrava no ano de 2015, com vistas a prorrogar as concessões nos termos do Decreto nº 8.461, de 2015 e encaminhou os processos ao MME recomendando a prorrogação das outorgas.

Por fim, por meio do Despacho nº 2.194, de 16 de agosto de 2016, a ANEEL estendeu às demais concessionárias de distribuição, que não passaram por renovação, a possibilidade de optarem por aderir a todos os itens do novo modelo de contrato. Nesta condição, o contrato de concessão poderá contemplar nova data para realização das revisões e dos reajustes tarifários periódicos, enquanto os indicadores adotados para verificação da eficiência com relação à qualidade do serviço prestado devem ser objeto de audiência específica para cada concessionária.

A Companhia opera, nos termos de um contrato de concessão, o serviço de distribuição de energia elétrica. O contrato de concessão, com término em 09 de dezembro de 2026, impõe direitos e obrigações. Estas obrigações incluem manutenção e/ou aperfeiçoamento de determinadas normas de serviço, incluindo a frequência e a duração de interrupções no fornecimento de energia elétrica aos consumidores ou grupo de consumidores.

Existe, também, a obrigatoriedade de instalar dispositivos e equipamentos (por exemplo, redes de distribuição e medidores) para fornecer energia a novos clientes ou atender ao aumento de demanda dos clientes existentes. Sem este contrato, que representa uma outorga da União Federal, a Companhia não pode exercer as atividades de distribuição de energia e, conseqüentemente, seu faturamento se reduzirá a zero.

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

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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 operacional líquida (ROL) anual da Companhia por violação, excluído o ICMS e ISS, ou nos casos mais extremos, a revogação da outorga concedida, conforme Resolução Normativa 063/2004.

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

Da mesma forma como ocorre com a intervenção, a declaração de caducidade será precedida de processo administrativo e, caso reste comprovada a inadimplência da concessionária, a ANEEL poderá propor à União Federal a declaração de caducidade da concessão.

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

Equilíbrio Econômico-Financeiro

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

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 tarifárias 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. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

A prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica pela Companhia está autorizada até 09 de dezembro de 2026, por meio do Contrato de Concessão nº 005/1996 celebrado com a ANEEL em 09 de dezembro de 1996 (“Contrato de Concessão”).

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

Em 14 de março de 2017, a Companhia assinou o 6º Aditivo ao Contrato de Concessão com as novas regras conforme resultados das Audiências Públicas nº 095 e 058. Nessas audiências foram discutidas a regulamentação e a aplicação dos procedimentos tarifários a serem adotados para as distribuidoras que assinarem, por opção, o termo aditivo com as novas regras, de acordo com o Despacho nº 2.194/2016. Dentre os principais temas contemplados no Aditivo, que visa contribuir para a sustentabilidade da atividade de concessão da Companhia, estão: (i) a trajetória de perdas não técnicas que irá compor as tarifas até 2019; (ii) a trajetória para adequação dos indicadores de qualidade do serviço que deverão ser atendidos pela Companhia e (iii) a antecipação da próxima Revisão Tarifária de março de 2019 para março de 2018. As novas regras já foram aplicadas no reajuste tarifários de 2017.

(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**

A política do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Companhia foi estabelecida a partir do conhecimento dos aspectos de Meio Ambiente e perigos de Segurança e Saúde Ocupacional resultantes dos processos atingidos pelo sistema de gestão. Também foram levadas em consideração as diretrizes corporativas do Grupo Enel fornecendo estrutura para definição dos objetivos e metas disponíveis em nossos canais de comunicação.

A Companhia adota a seguinte Política:

Consciente da responsabilidade da proteção da vida e do meio ambiente, a Companhia, em suas operações de transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica, operando em sessenta e seis municípios no estado do Rio de Janeiro, estabelece os seguintes princípios:

- Assegurar o cumprimento da legislação de Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional e de outros requisitos pertinentes às suas atividades.
- Monitorar e avaliar periodicamente o desempenho em Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional de modo a assegurar a melhoria contínua de seu Sistema de Gestão.
- Prevenir a poluição, lesões pessoais e doenças e gerenciar os riscos de segurança, de modo a controlar os impactos decorrentes de supressão vegetal e riscos de choque elétrico.
- Levar seu compromisso com a Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional a todos os colaboradores.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Apoiar o desenvolvimento de ações ambientais racionais, dentro do conceito de desenvolvimento sustentável, buscando o compromisso na excelência da gestão ambiental e ações de proteção de câmbio climático e a biodiversidade.

Planejamento, Aspectos ambientais e Cumprimento da legislação ambiental

A Companhia considera como itens do Planejamento do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde a identificação dos aspectos ambientais e perigos de segurança e saúde ocupacional associados às atividades, serviços e produtos da organização, com a respectiva avaliação da significância dos impactos ambientais e riscos de segurança e saúde ocupacional bem como o levantamento e acompanhamento do atendimento dos requisitos legais e outros requisitos aplicáveis, o planejamento de ações gerenciais para controle operacional, medição e monitoramento, estabelecimento de objetivos e metas para mitigação e os planos de emergência para impactos e danos acidentais.

Os levantamentos de aspectos e impactos, perigos e danos das atividades são realizados de acordo com o procedimento PG-01 – Procedimento Geral de Avaliação de Aspectos/Perigos e Impactos/Riscos e Requisitos Legais que estabelece os critérios para identificação dos aspectos ambientais e perigos de Segurança e Saúde, classificando o grau de significância em significativo e não significativo. Para cada aspecto considerado significativo é definida alguma atuação, como por exemplo, o estabelecimento de medidas de controle operacional e o estabelecimento de objetivos e metas.

A Área de Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional é responsável pelo levantamento dos aspectos e impactos ambientais bem como os perigos e riscos a Segurança e Saúde.

A Companhia, através de seu procedimento PG-01 – Procedimento Geral de Avaliação de Aspectos/Perigos e Impactos/Riscos e Requisitos Legais, estabelece a sistemática para identificação, acesso, análise, atualização e avaliação periódica do atendimento aos requisitos legais e outros aplicáveis ao Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, com base nas atividades, produtos e serviços desenvolvidos, bem como determina como estes requisitos se aplicam aos seus aspectos/ impactos e perigos / riscos. O controle da legislação se dá através de um software denominado ProSigNet.

A fim de alcançar os resultados desejados, a Companhia estabelece objetivos, metas e programas baseados na política de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, nos objetivos e iniciativas estratégicas e em seus aspectos ambientais e riscos de segurança e saúde considerados significativos.

Ao estabelecer ou revisar seus objetivos e metas a Companhia considera:

- Os requisitos legais e outros requisitos;
- Seus aspectos e riscos significativos;
- Suas opções tecnológicas;
- Seus requisitos financeiros, operacionais e comerciais;
- Compatibilidade com a política de segurança, meio ambiente e saúde;
- Visão das partes interessadas;
- Comprometimento com a prevenção de poluição; e
- Medidas preventivas.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Os objetivos, metas e programas estabelecidos pela Companhia são de conhecimento de todos, estando disponíveis nos canais de comunicação. O PG-07 Procedimento Geral de Monitoramento e Medição estabelece o monitoramento de tais objetivos.

Estudos Ambientais, Licenças e Autorizações

A Companhia possui unidades (subestações, linhas de distribuição, e redes de distribuição) sujeitas ao licenciamento ambiental e/ou autorização dos órgãos ambientais competentes, demandando sinergia com diversas áreas da empresa, durante as fases de planejamento, projeto, obra e manutenção. Durante o processo de licenciamento, poderá haver necessidade de realização de estudos ambientais que exigem análise multidisciplinar considerando todas as interferências do empreendimento.

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

A Companhia é distribuidora de energia elétrica e depende da manutenção do Contrato de Concessão para o desenvolvimento de suas atividades. O sucesso da Companhia independe, de forma relevante, de patentes, marcas, franquias e contratos de transferência de tecnologia.

Marcas e Patentes

No Brasil, a propriedade de uma marca ou patente adquire-se pelo registro validamente expedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial ("INPI"), sendo assegurado ao titular o uso exclusivo da marca em todo território nacional pelo prazo determinado de 10 (dez) anos, passível de sucessivas renovações, e o direito de exploração exclusiva de patente pelo prazo de 20 (vinte) anos para patentes de invenção e de 15 (quinze) anos para modelos de utilidade, os últimos contados da data de depósito. Durante o processo de registro, o depositante tem apenas uma expectativa de direito de propriedade das marcas e patentes depositadas.

Atualmente a Companhia detém os direitos sobre a marca "AMPLA". Entretanto, a Companhia, comunicou no dia 08 de novembro de 2016, que passaria a utilizar a marca padronizada de seu acionista controlador, qual seja ENEL ou, ainda, ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO. A perda desses direitos não acarretaria efeito adverso relevante às operações e à condição financeira da Companhia.

Para mais informações referentes às marcas, patentes, *softwares* e domínios detidos pela Companhia, vide item 9.1.b deste Formulário de Referência.

7. Atividades do emissor / 7.6 - Receitas relevantes no exterior**(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor**

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferes receitas no exterior.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferes receitas no exterior.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferes receitas no exterior.

7. Atividades do emissor / 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros.

7. Atividades do emissor / 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 Ampla Energia e Serviços S.A. faz parte, faz o relato anual (Relatório de Sustentabilidade) de suas atividades, e este relatório faz referência e leva em conta os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS).

A Ampla mantém a sustentabilidade em sua estratégia, integrando o plano industrial com o seu plano de sustentabilidade. Desta forma, envolve todas as áreas da companhia para desenvolvimento sustentável do negócio e da sociedade. Seu planejamento estratégico é executado a partir das perspectivas dos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, colaboradores, sociedade e fornecedores e possui objetivos, metas e indicadores monitorados nas diversas áreas da empresa, em alinhamento com os 17 Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável (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).

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, as quais também são foco de sua atuação. A Ampla 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.

Os 42 projetos desenvolvidos na Ampla beneficiaram mais de 349 mil pessoas, com um investimento de R\$ 26,5 milhões. Também foram gerados mais de R\$ 1,6 milhão em renda extra para as comunidades por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo, trocadas 87.132 lâmpadas ineficientes por modelos econômicos e 1.706 refrigeradores antigos por modelos com selo A do Procel de forma totalmente gratuita. Entre os projetos realizados, 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. Em 2018 foram arrecadadas mais de 1.395 toneladas de resíduos, que geraram um bônus de R\$ 382 mil para 5.173 clientes.

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 trocar 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. Em 2018, foram concedidos cerca de R\$ 5 milhões em bônus, resultando em R\$ 266 mil em doações, que viabilizaram 10 projetos sociais. Esses bônus beneficiaram em torno de 10 mil clientes residenciais na troca de eletrodomésticos por modelos mais eficientes.

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. Em 2018, mais de 68 mil pessoas foram beneficiadas pelas diversas iniciativas do programa.

Enel Compartilha Energia na Escola – Escolas Criativas – As Escolas Criativas tem como objetivo promover ações artísticas e culturais em três escolas da rede municipal de ensino da cidade de Niterói-RJ, bem como a instalação de painéis fotovoltaicos e ações de eficiência energética nas unidades. As ações

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

são voltadas para o estímulo à sustentabilidade, interatividade e inovação a partir de novas tecnologias educativas.

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. O ano de 2018 foi marcado pelo lançamento da ação Mulheres de Energia, onde nossas colaboradoras engenheiras voluntárias se encontram com alunas de escolas e faculdades para encorajar as jovens a seguirem carreiras técnicas e de exatas, que são áreas, hoje, predominantemente masculinas e que carecem de mulheres atuantes. Além dessa ação, os voluntários também participaram de doação de alimentos, materiais de limpeza, brinquedos e agasalhos, festas do dia das crianças e de Natal. Na Ampla, 91 voluntários engajaram-se nas ações em 2018, beneficiando 969 pessoas. Especialmente no Natal, foram realizadas 4 festas beneficiando 352 crianças de instituições em Niterói, São Gonçalo, Cabo Frio e Campos.

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 2018, temas como direitos humanos, multiculturalidade, educação financeira, ética, voluntariado e cuidados com o meio ambiente, foram abordados nas 32 atividades, durante os quatro meses dedicados aos pilares Ser Humano, Ser Social, Ser Ambiental e Ser Econômico.

Em 2018, a companhia passou por um processo de recertificação das normas ISO 14001, OHSAS 18001 e ISO 9001, com ampliação de escopo nas três normas, acrescentando ainda a nova norma ISO 5001 (Gestão de Eficiência Energética), dentro de um sistema de gestão integrado.

Seguindo a prática do Relatório de Sustentabilidade, que é da sua *holding*, a Ampla 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 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 Ampla 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. 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;

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;

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

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. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Não há outras informações que sejam relevantes para a Companhia, além das descritas neste Item 7.

8. Negócios extraordinários / 8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante

Todos os eventos ocorridos que importem aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante se enquadram dentro da operação normal dos negócios da Companhia e já foram devidamente descritos no item 15.7 deste Formulário de Referência.

8. Negócios extraordinários / 8.2 - Alterações na condução de negócios

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

8. Negócios extraordinários / 8.3 - Contratos relevantes

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia ou por suas controladas que não sejam diretamente relacionados às atividades operacionais.

8. Negócios extraordinários / 8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 8.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante

Os ativos da Companhia consistem em imóveis próprios, linhas de transmissão, subestações de distribuição e redes de distribuição, localizados em 66 municípios, as quais abrangem 32.615 km².

A Companhia conta com 136 subestações de distribuição, com capacidade total de transformação de 5.360,7 MVA e 3.907 km de circuitos de linhas de transmissão. Para maiores informações, vide item 7.1 deste Formulário de Referência.

Além do já mencionado, os demais ativos imobilizados, patentes, marcas, licenças e participação em sociedades relevantes da Companhia estão descritos a seguir.

A tabela a seguir apresenta a descrição das subestações com maior potência instalada:

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante

Subestação	Município	Potência Instalada (MVA)	Quantidade Alimentadores (13,8 kV)
ALCÂNTARA	SÃO GONÇALO	265,9	15
VENDA DAS PEDRAS	ITABORAÍ	249,3	12
ROCHA LEÃO	CASIMIRO DE ABREU	231,5	2
PORTO DO CARRO	SÃO PEDRO DA ALDEIA	184	8
ENTRONCAMENTO ARARUAMA	ARARUAMA	167,3	5
MAGÉ	MAGÉ	166	0
ITALVA	ITALVA	153,5	3
NOVA FRIBURGO	NOVA FRIBURGO	134	0
MACABU	MACAÉ	129,1	2
RETIRO SAUDOSO	RESENDE	114,1	5
ARSENAL	SÃO GONÇALO	100	11
ZONA SUL	NITERÓI	100	11
DISTRIBUIDORA DE CAMPOS	CAMPOS DOS GOYTACAZES	99,9	17
GALO BRANCO	SÃO GONÇALO	99,9	15
SÃO LOURENÇO	NITERÓI	99,9	17
CAMPOS ELÍSEOS	DUQUE DE CAXIAS	83,3	17
GUAXINDIBA	SÃO GONÇALO	83,3	8
PARADA ANGÉLICA	DUQUE DE CAXIAS	81,6	12
PORTO DO AÇU	CAMPOS DOS GOYTACAZES	80	4
MAMBUCABA	PARATY	74,1	2
MACAÉ	MACAÉ	70	8
ENTRONCAMENTO DE RIO DA CIDADE	PETRÓPOLIS	67	0
CABO FRIO	CABO FRIO	66,6	9
IMBOASSICA	MACAÉ	66,6	10
ICARAÍ	NITERÓI	66,6	10
INGÁ	NITERÓI	66,6	11
PIRATININGA	NITERÓI	66,6	10
SANTA CRUZ DA SERRA	DUQUE DE CAXIAS	66,6	10
SETE PONTES	SÃO GONÇALO	66,6	9
AUGUSTO VIEIRA	MAGÉ	58,3	8
PORTÃO DO ROSA	SÃO GONÇALO	58,3	10
TAMOIOS	CABO FRIO	58,3	11
ITAPERUNA	ITAPERUNA	58	10
PALATINATO	PETRÓPOLIS	58	8
SANTO ANTÔNIO DE PÁDUA	SANTO ANTÔNIO DE PÁDUA	55	5
MURIQUI	MANGARATIBA	53,3	5
JACUACANGA	ANGRA DOS REIS	53,2	5
TROMBETAS	TERESÓPOLIS	53	8
ANGRA DOS REIS	ANGRA DOS REIS	50	7
BACAXÁ	SAQUAREMA	50	7
BÚZIOS	BÚZIOS	50	8
MARICÁ	MARICÁ	50	8
NOVA PARADA ANGÉLICA	DUQUE DE CAXIAS	50	5
NEVES	SÃO GONÇALO	50	8
RIO DAS OSTRAS	RIO DAS OSTRAS	50	7

9. Ativos 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 TANGUÁ	Brasil	RJ	Tanguá	Própria
Subestação TAPERÁ	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
Subestação TARITUBA	Brasil	RJ	Paraty	Própria
Subestação TERESÓPOLIS	Brasil	RJ	Teresópolis	Própria
Subestação TOCOS	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação TRAJANO DE MORAES	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
Subestação TROMBETAS	Brasil	RJ	Teresópolis	Própria
Subestação URURÁÍ	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação VAL DE PALMAS	Brasil	RJ	Macuco	Própria
Subestação VALÃO SECO	Brasil	RJ	São Francisco de Itabapoana	Própria
Subestação VENDA DAS PEDRAS	Brasil	RJ	Itaboraí	Própria
Subestação VILA NOVA	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação VILA VERDE	Brasil	RJ	Rio das Ostras	Própria
Subestação ZONA SUL	Brasil	RJ	Niterói	Própria
Subestação AREAL	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação BACAXÁ	Brasil	RJ	Saquarema	Própria
Subestação BINGEN	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação BOM JARDIM	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Subestação EUCLIDELÂNDIA	Brasil	RJ	Santo Antônio de Pádua	Própria
Subestação ITAMARATI	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação SANTA CRUZ DA SERRA	Brasil	RJ	Duque de Caxias	Própria
Subestação SÃO LOURENÇO	Brasil	RJ	Niterói	Própria
Subestação MARTINS LAGE	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação NOSSA SENHORA DA AJUDA	Brasil	RJ	Macaé	Própria
Subestação OUTEIRO	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação PAPUCAIA	Brasil	RJ	Cachoeiras de Macacu	Própria
Subestação POLO INDUSTRIAL RESENDE	Brasil	RJ	Resende	Própria
Subestação PONTE NOVA	Brasil	RJ	Teresópolis	Própria
Subestação CABIÚNAS	Brasil	RJ	Macaé	Própria

9. Ativos 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 CABO FRIO	Brasil	RJ	Cabo Frio	Própria
Subestação CACHOEIRAS DE MACACU	Brasil	RJ	Cachoeiras de Macacu	Própria
Subestação CAETÁ	Brasil	RJ	São João da Barra	Própria
Subestação CAMBUCI	Brasil	RJ	Cambuci	Própria
Subestação CAMPOS ELÍSEOS	Brasil	RJ	Duque de Caxias	Própria
Subestação CARAPEBUS	Brasil	RJ	Carapebus	Própria
Subestação CARDOSO MOREIRA	Brasil	RJ	Cardoso Moreira	Própria
Subestação CHAVE DO VAZ	Brasil	RJ	Santo Antônio de Pádua	Própria
Subestação COLETORA	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
Subestação CONCEIÇÃO DE MACABU	Brasil	RJ	Conceição de Macabu	Própria
Subestação CRUZAMENTO	Brasil	RJ	Itaperuna	Própria
Subestação DISTRIBUIDORA DE CAMPOS	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação ENTRONCAMENTO ARARUAMA	Brasil	RJ	Araruama	Própria
Subestação ENTRONCAMENTO CONSELHEIRO JOSINO	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação ENTRONCAMENTO DE RIO DA CIDADE	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação ENTRONCAMENTO RETIRO SAUDOSO	Brasil	RJ	Resende	Própria
Subestação FAGUNDES	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação FAROL	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação FRANCO AMARAL	Brasil	RJ	Itaperuna	Própria
Subestação GALO BRANCO	Brasil	RJ	São Gonçalo	Própria
Subestação GOITACAZES	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação GUARUS	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação GUAXINDIBA	Brasil	RJ	São Gonçalo	Própria
Subestação ICARAÍ	Brasil	RJ	Niterói	Própria
Subestação IGUABA	Brasil	RJ	Iguaba Grande	Própria
Subestação IMBOASSICA	Brasil	RJ	Macaé	Própria
Subestação INGÁ	Brasil	RJ	Niterói	Própria
Subestação INOÃ	Brasil	RJ	Maricá	Própria
Subestação ITAIPAVA	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação ITALVA	Brasil	RJ	Italva	Própria

9. Ativos 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 ITAMBI	Brasil	RJ	Itaboraí	Própria
Subestação ITAOCARA	Brasil	RJ	Itaocara	Própria
Subestação MARICÁ	Brasil	RJ	Maricá	Própria
Subestação BARRA ALEGRE	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Subestação BOM JESUS DE ITABAPOANA	Brasil	RJ	Bom Jesus do Itabapoana	Própria
Subestação BUENA	Brasil	RJ	São João da Barra	Própria
Subestação BÚZIOS	Brasil	RJ	Búzios	Própria
Subestação PONTINHA	Brasil	RJ	São João da Barra	Própria
Subestação PORTÃO DO ROSA	Brasil	RJ	São Gonçalo	Própria
Subestação PORTO DO AÇU	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação PORTO DO CARRO	Brasil	RJ	São Pedro da Aldeia	Própria
Subestação PORTO REAL	Brasil	RJ	Porto Real	Própria
Subestação QUISSAMÃ	Brasil	RJ	Quissamã	Própria
Subestação RETIRO SAUDOSO	Brasil	RJ	Resende	Própria
Subestação RIO BONITO	Brasil	RJ	Rio Bonito	Própria
Subestação RIO DA CIDADE	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação RIO DAS OSTRAS	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Própria
Subestação ROCHA LEÃO	Brasil	RJ	Casimiro de Abreu	Própria
Subestação SANTA BÁRBARA	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação SANTA CLARA	Brasil	RJ	São Francisco de Itabapoana	Própria
Subestação SANTA CRUZ DA SERRA	Brasil	RJ	Duque de Caxias	Própria
Subestação SANTO ANTÔNIO DE PÁDUA	Brasil	RJ	Santo Antônio de Pádua	Própria
Subestação SÃO FIDELIS	Brasil	RJ	São Fidélis	Própria
Subestação SÃO LOURENÇO	Brasil	RJ	Niterói	Própria
Subestação SÃO PEDRO DA ALDEIA	Brasil	RJ	São Pedro da Serra	Própria
Subestação SÃO ROQUE	Brasil	RJ	Paraty	Própria
Subestação SATURNINO BRAGA	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação SECRETÁRIO	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação SERRINHA	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria

9. Ativos 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 SEVERINA	Brasil	RJ	Macaé	Própria
Subestação SILVA JARDIM	Brasil	RJ	Silva Jardim	Própria
Subestação ITAORNA	Brasil	RJ	Angra dos Reis	Própria
Subestação ITAPERUNA	Brasil	RJ	Itaperuna	Própria
Subestação ITATIAIA	Brasil	RJ	Itatiaia	Própria
Subestação JACUACANGA	Brasil	RJ	Angra dos Reis	Própria
Subestação LIBERDADE	Brasil	RJ	Resende	Própria
Subestação MACABU	Brasil	RJ	Macaé	Própria
Subestação MACAÉ	Brasil	RJ	Macaé	Própria
Subestação MAGÉ	Brasil	RJ	Magé	Própria
Subestação MAMBUCABA	Brasil	RJ	Paraty	Própria
Subestação MIRACEMA	Brasil	RJ	Miracema	Própria
Subestação MOMBAÇA	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação MURIQUI	Brasil	RJ	Mangaratiba	Própria
Subestação NATIVIDADE	Brasil	RJ	Natividade	Própria
Subestação NEVES	Brasil	RJ	São Gonçalo	Própria
Subestação NOVA FRIBURGO	Brasil	RJ	Nova Friburgo	Própria
Subestação NOVA PARADA ANGÉLICA	Brasil	RJ	Duque de Caxias	Própria
Subestação PALATINATO	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação PARADA ANGÉLICA	Brasil	RJ	Duque de Caxias	Própria
Subestação PARADA MODELO	Brasil	RJ	Guapimirim	Própria
Subestação PARATI	Brasil	RJ	Paraty	Própria
Subestação PATRIMÔNIO	Brasil	RJ	Paraty	Própria
Subestação PIABANHA	Brasil	RJ	Petrópolis	Própria
Subestação PIRATININGA	Brasil	RJ	Niterói	Própria
Linha de Transmissão	Brasil	RJ		Própria
Terrenos remanescentes da UHE's	Brasil	RJ		Própria
Subestação ABADIA	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação ALCÂNTARA	Brasil	RJ	São Gonçalo	Própria
Subestação ALMEIDA PEREIRA	Brasil	RJ	Macaé	Própria

9. Ativos 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 ANGRA DOS REIS	Brasil	RJ	Angra dos Reis	Própria
Subestação ARARUAMA	Brasil	RJ	Araruama	Própria
Subestação SETE PONTES	Brasil	RJ	São Gonçalo	Própria
Subestação ARRAIAL DO CABO	Brasil	RJ	Arraial do Cabo	Própria
Subestação ARSENAL	Brasil	RJ	São Gonçalo	Própria
Subestação AUGUSTO VIEIRA	Brasil	RJ	Magé	Própria
Subestação TAMOIOS	Brasil	RJ	Cabo Frio	Própria
Subestação BAIXA GRANDE	Brasil	RJ	Campos dos Goytacazes	Própria
Subestação BARCELOS	Brasil	RJ	São João da Barra	Própria
Subestação BARRA	Brasil	RJ	Resende	Própria

9. Ativos 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	AMPLA	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 do 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. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não detinha participações em quaisquer sociedades no último exercício social.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

Em relação ao apresentado no item 9.1(b), a Companhia esclarece que apesar de deter o registro da marca AMPLA, passou a utilizar a marca padronizada de seu acionista controlador, adotando o nome fantasia Enel Distribuição Rio, conforme comunicado aos seus acionistas e ao mercado em geral no dia 08 de novembro de 2016.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As informações financeiras contidas nos itens 10.1 a 10.9 deste Formulário de Referência são derivadas de nossas demonstrações contábeis relativas aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016, elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil que compreendem a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (Lei das Sociedades por Ações), as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas demonstrações contábeis sobre a situação financeira da Companhia. A Diretoria da Companhia não pode garantir que a situação financeira e os resultados obtidos no passado venham a se reproduzir no futuro.

Os termos "AH" e "AV" constantes das colunas de determinadas tabelas neste item 10.1 em geral, especialmente no item 10.1 (h), significam "Análise Horizontal" e "Análise Vertical", respectivamente.

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, reforçadas pelo apoio de sua controladora para assegurar a sustentabilidade econômico-financeira. Considerando os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três anos, conforme tabela abaixo, a Administração entende que o nível de endividamento da Companhia é compatível com sua situação econômico-financeira e com a expectativa do mercado. Após o resultado da exitosa negociação de *covenants* realizada em dezembro de 2015 e o cumprimento dos compromissos de respaldo assumidos pela controladora, a estrutura de capital da Companhia foi readequada com o aumento de Capital no valor de R\$ 1.200 milhão realizado em dezembro de 2017. Esta posição se reflete em um nível de rating avaliado em brAAA (escala nacional), superior ao soberano do Brasil. A Companhia encerrou 2018 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)) de 0,50 e com o Índice Dívida Bruta / EBITDA (EBITDA acumulado nos últimos 12 meses) em 3,75.

O índice que relaciona a Dívida Líquida pelo EBITDA (Lucro operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização), encerrou em 3,38. O EBITDA acumulado dos 12 últimos meses referente a posição de 31 de dezembro de 2018 aumentou 47%, quando comparado com 2017.

Com o nível atual 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 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 Companhia de longo prazo na Escala Global de 'BB' para 'BB+' e na Escala Nacional Brasil de brAA- para 'brAAA'. A perspectiva dos ratings em ambas as escalas é estável. A Companhia também possui Rating Nacional de Longo Prazo AAA (bra) atribuído pela Fitch Ratings, com perspectiva Estável, reafirmado em 21 de setembro de 2018. Nesta data, também foi reafirmado o mesmo rating à 9ª emissão de debêntures da Companhia.

A Companhia mantém liquidez e acesso a créditos de mercado e intercompanhia para cobrir seus investimentos planejados, suas despesas, suas dívidas e outras obrigações. A Ampla Energia encerrou 2018 com o custo da dívida médio em 8,94% a.a., ou CDI + 2,32% a.a. (incluindo o custo de financiamento de longo prazo com recursos da Enel Brasil).

Indicadores de Endividamento	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
Dívida Bruta / EBITDA	3,75	4,94	8,66
Dívida Líquida / EBITDA	3,38	4,27	7,86
Dívida Bruta / (Dívida Bruta+PL)	0,50	0,48	0,59
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,48	0,45	0,57
Indicadores de liquidez	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
Liquidez Geral (Ativo Circulante+ativo não circulante)/(Passivo circulante+Passivo não circulante)	1,56	1,56	1,39
Liquidez Corrente (Ativo circulante/Passivo Circulante)	0,65	0,80	0,81
Liquidez Imediata (Caixa e equivalentes e Títulos e Valores Mobiliários/Passivo Circulante)	0,11	0,16	0,14

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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

- Instrumentos Fin. Derivativos SWAP, presente no ativo e passivo circulante e 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 e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

O objetivo dos Diretores da Companhia durante o processo de administração do capital é garantir a capacidade de continuidade das operações da Companhia, visando oferecer retorno aos acionistas, bem como manter uma estrutura de capital ideal para diminuir custos e manter o equilíbrio adequado. A estrutura de capital da Companhia referente aos três últimos exercícios sociais consiste nos saldos apresentados na tabela abaixo, calculada considerando relação: / (dívida líquida + patrimônio líquido):

	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
Capital Próprio = PL (R\$ mil)	3.495.551	3.356.968	2.269.847
Capital de Terceiros = Dívida Líquida (R\$ mil)	2.981.240	2.551.267	1.964.373
TOTAL (R\$ mil)	6.476.791	5.908.235	4.234.220
Capital Próprio (%)	53,97%	56,82%	53,61%
Capital de Terceiros (%)	46,03%	43,18%	46,39%

* Dívida Financeira Líquida considera a dívida total, excluindo a dívida com partes relacionadas (mútuos subordinados)

2018

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 2018, 53,97% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 46,03% oriundos de capital de terceiros. Conforme demonstram estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada.

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 2017, 56,82% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 43,18% oriundos de capital de terceiros. Conforme demonstram estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada.

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, 53,61% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 46,39% oriundos de capital de terceiros. Com estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital adequado.

c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Ao final do exercício de 2018, considerando o fluxo de caixa, a situação de liquidez das disponibilidades e o balanço patrimonial da Companhia, observa-se satisfatória capacidade de pagamento dos compromissos financeiros, refletida no cumprimento de todos os *covenants* financeiros assumidos pela Companhia em contratos de financiamentos e emissão de debêntures, conforme apresentados abaixo:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Obrigações Especiais Financeiras - Empréstimos e Financiamentos	Contrato	Valor Compromissado	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
Dívida Financeira Líquida* / EBITDA** (máximo)	BNDES 2011e 2017	3,50	2,68	3,15	3,03
Dívida Financeira Líquida* / (PL + Dívida Financeira Líquida*) (máximo)	BNDES 2011e 2017	0,60	0,46	0,43	0,46
Dívida Bancária Líquida* / EBITDA (máximo)	BNDES 2012 e 2014	3,50	165	186	2,11
Dívida Bancária Líquida* / (PL + Dívida Bancária Líquida*) (máximo)	BNDES 2012 e 2014	0,60	0,31	0,26	0,26
Dívida Financeira Líquida* / EBITDA** (máximo)	CITIBANK N.A.	3,50	2,68	3,15	3,03
Dívida Financeira Líquida* / (PL + Dívida Financeira Líquida*) (máximo)	CITIBANK N.A.	0,60	0,46	0,43	0,46
Dívida Financeira Líquida* / EBITDA** (máximo)	ITAUBBA PLC	3,50	2,68	3,15	3,03
Dívida Financeira Líquida* / (PL + Dívida Financeira Líquida*) (máximo)	ITAUBBA PLC	0,60	0,46	0,43	0,46

* Dívida Financeira Líquida considera a dívida total, excluindo a dívida com partes relacionadas (mútuos subordinados)

** EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências e para devedores duvidosos

Obrigações Especiais Financeiras - Debêntures	Contrato - Emissões de Debentures	Valor Compromissado	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
Dívida Financeira Líquida** / EBITDA*** (máximo)	6ª, 7ª e 8ª	3,50	-	3,15	3,03
EBITDA/Despesas Financeiras Líquidas* (mínimo)	6ª e 7ª	1,75	-	3,53	2,81
Dívida Financeira Líquida** / (PL + Dívida Financeira Líquida**) (máximo)	8ª	0,60	-	0,43	0,46
Dívida Financeira Líquida** / EBITDA*** (máximo)	9ª	3,50	2,68	-	-

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

** Dívida Financeira Líquida considera a dívida total, excluindo a dívida com partes relacionadas (mútuos subordinados)

*** EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências e para devedores duvidosos

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.

2018

Ao final do exercício de 2018, o indicador financeiro Dívida Financeira Líquida sobre EBITDA (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia fechou 2018, medindo 2,68, inferior ao seu limite referencial (máximo de 3,50), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e capacidade financeira suficiente para honrar com seus compromissos. Adicionalmente, conforme demonstrado pelo índice de alavancagem financeira (Dívida Financeira Líquida sobre Dívida Financeira Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou 2018 em 0,46 (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 capital de terceiros no futuro.

2017

Ao final do exercício de 2017, o indicador financeiro Dívida Financeira Líquida sobre EBITDA (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia fechou 2017, medindo 3,15, inferior ao seu limite referencial (máximo de 3,50), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e capacidade financeira suficiente para honrar com seus compromissos. Adicionalmente, conforme demonstrado pelo índice de alavancagem financeira (Dívida Financeira Líquida sobre Dívida Financeira Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou 2017 em 0,43 (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.

2016

Ao final do exercício de 2016, o indicador financeiro Dívida Financeira Líquida sobre EBITDA (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia fechou o ano, medindo 3,03, inferior ao seu limite referencial (máximo de 3,50), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e capacidade financeira suficiente de pagamento. Adicionalmente, conforme demonstrado pelo índice de alavancagem financeira (Dívida Financeira Líquida sobre Dívida Financeira Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou o exercício em 0,46 (versus um limite referencial de

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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 (EBITDA sobre despesas financeiras líquidas, demonstrado na tabela acima) o qual encerrou o período em 2,81, acima do limite mínimo de 1,75, que a companhia possui capacidade suficiente de pagamento dessas despesas.

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

Nos três últimos exercícios sociais (2016, 2017 e 2018), as necessidades de caixa da Companhia compreenderam: (i) pagamento dos custos operacionais; (ii) realização de investimentos; e (iii) pagamento de encargos e amortizações de dívidas;

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; (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos correntes (manutenção e expansão); (v) empréstimos contratados no mercado financeiro; e (vi) empréstimos intercompanhia realizados pela sua controladora (até R\$ 2.200 milhões já aprovados pela Aneel até dezembro de 2019).

Em 11 de dezembro de 2018, por meio do Despacho Nº 2.979, a Aneel emitiu anuência prévia para a Companhia celebrar com seus controladores novos contratos de mútuos por um valor de até R\$ 1,7 bilhão pelo prazo de até quatro anos. O colchão de liquidez tem sido utilizado pela Companhia com o objetivo de cobrir o déficit de caixa ocasionado principalmente para financiamento de investimentos.

Os fluxos de caixa provenientes das atividades operacionais têm sido suficientes para a cobertura de parte relevante das necessidades de recursos financeiros, incluindo investimentos. A Companhia 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 e refinanciamento de dívidas.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018

No exercício de 2018, foram captados o montante de R\$ 86.866 mil para financiamento de parte do plano de investimentos da Companhia com recursos oriundos de repasses do BNDES; e R\$ 320.000 mil foram oriundos de fontes bancárias de longo prazo para financiar capital de giro.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017

No exercício de 2017, foram captados o montante de R\$ 417.467 mil para financiamento de parte do plano de investimentos da Companhia com recursos oriundos de repasses do BNDES; R\$ 250.000 mil foram oriundos de fontes bancárias de longo prazo para financiar capital de giro; e R\$ 600.000 mil para financiar capital de giro e reperfillar as dívidas da Companhia.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016

No exercício de 2016, foram captados o montante de R\$ 235.546 mil para financiamento de parte do plano de investimentos da Companhia com recursos oriundos de repasses do BNDES; e R\$ 427.717 mil foram oriundos de fontes bancárias de longo prazo para financiar capital de giro.

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 2018, estas linhas de back-up financeiro somavam R\$ 200.000 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. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mutuo com sua Controladora Enel Brasil aprovado pela Aneel até 10 de dezembro de 2019 no valor de até R\$ 2.200.000 mil, dos quais, em 31 de dezembro de 2018, estavam disponíveis o montante de R\$ 1.364.501 mil. Tais opções têm se demonstrado plenamente acessíveis à companhia, em decorrência do seu perfil de riscos financeiros.

Além disso, em 11 de dezembro de 2018, por meio do Despacho Nº 2.979, a Aneel emitiu anuência prévia para a Companhia celebrar com seus controladores novos contratos de mútuos por um valor de até R\$ 1.700.000 mil pelo prazo de até quatro anos. Das dívidas classificadas no curto prazo, o montante de R\$ 914.662 mil refere-se a crédito com a Controladora Enel Brasil cuja exigibilidade é flexível, podendo ser renegociado por prazo suficiente até que a companhia demonstre capacidade financeira para liquidar essas dívidas sem comprometer seus índices de endividamento e capacidade de pagamento.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Para execução de investimentos, a Companhia utilizou financiamentos de longo prazo com instituições financeiras de desenvolvimento, como por exemplo, BNDES, e também a emissão de dívida no mercado de capitais.

f) Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:*i. Contratos de empréstimo e financiamento relevantes*

As informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional são:

Exercícios 2018, 2017 e 2016**Saldo das operações contratadas (valores em R\$ mil):**

Empréstimos (f)	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
Citibank N.A (II)	376.925	-	-
CITIBANK 4131 III	143.984	-	-
Itaú BBA International PLC	299.146	255.433	-
Citibank N.A.	-	125.400	126.054
Santander Chile	295.048	253.905	250.050
Total de Empréstimos	1.115.103	634.738	376.104

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Financiamentos	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
BNDES (CAPEX 2011) (a)	25.431	35.619	45.795
BNDES (CAPEX 2011) (a)	-	10.020	29.593
BNDES (CAPEX 2011) (a)	-	9.936	29.605
BNDES (CAPEX 2012 - 2013) (b)	36.510	44.780	53.047
BNDES (CAPEX 2012 - 2013) (b)	36.555	60.551	83.845
BNDES (CAPEX 2012 - 2013) (b)	36.568	60.578	83.879
BNDES (CAPEX 2012 - 2013) (b)	1050	1.566	2.066
BNDES (CAPEX 2014 - 2015) (c)	23.164	38.423	44.758
BNDES (CAPEX 2014 - 2015) (c)	89.159	113.104	140.027
BNDES (CAPEX 2014 - 2015) (c)	10.593	133.131	151.392
BNDES A1- ITAÚ (d)	144.811	109.966	-
BNDES B1- ITAÚ (d)	81.684	78.285	-
BNDES C1- ITAÚ (d)	18.770	12.620	-
BNDES A2- BRADESCO (d)	92.428	70.359	-
BNDES B2- BRADESCO (d)	52.278	50.105	-
BNDES C2- BRADESCO (d)	12.013	8.078	-
BNDES A3- SANTANDER (d)	66.433	50.563	-
BNDES B3- SANTANDER (d)	37.575	36.345	-
BNDES C3- SANTANDER (d)	8.634	5.822	-
Total de Financiamentos	873.656	929.851	664.007
Partes Relacionas			
Enel Brasil	94.662	936.119	1211976
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	108.791	-	-
Total de Empréstimos com Partes Relacionadas	1.023.453	936.119	1.211.976
Total de Empréstimos e Financiamentos	3.012.212	2.500.708	2.252.087
Resultado das Operações de Swap	-98.833	46.972	65.809
Total de Empréstimos e Financiamentos	2.913.379	2.547.680	2.317.896
Circulante	1.761.231	1.090.025	373.422
Não Circulante	1.250.981	1.410.683	1.878.665

Características das operações contratadas:

- Repasso BNDES FINEM/FINAME 2011 - Financiamento para o plano de investimento 2010/2011 da Companhia contratado em 15 de agosto de 2011, no montante total de R\$ 331.397.000,00, em operação sindicalizada para repasse de recursos das linhas de crédito FINEM (Financiamento a Empreendimentos) e FINAME (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) do BNDES.
- Repasso BNDES FINEM/FINAME 2012/2013 – Financiamento para o plano de investimento 2012/2013 da Companhia contratado em 21 de junho de 2013, no montante total de R\$ 450.170.685,00, em operação sindicalizada para repasse de recursos das linhas de crédito FINEM (Financiamento a Empreendimentos) e FINAME (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) do BNDES.
- Repasso BNDES FINEM/FINAME 2014/2015 – Financiamento para o plano de investimento 2014/2015 da Companhia contratado em 04 de setembro de 2015, no montante total de R\$ 476.612.954,00, em operação sindicalizada para repasse de recursos das linhas de crédito FINEM (Financiamento a Empreendimentos) e FINAME (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) do BNDES.
- Repasso BNDES FINEM/FINAME 2016/2017- Financiamento para o plano de investimento 2016/2017 da Companhia contratado em 15 de setembro de 2017, no montante total de R\$ 513.953.000,00, em operação sindicalizada para repasse de recursos das linhas de crédito FINEM (Financiamento a Empreendimentos) e FINAME (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) do BNDES.
- Empréstimos contraídos para atender à necessidade de capital de giro da Companhia

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Contrato com Citibank N.A – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 06 de janeiro de 2016, no montante total de USD 37.128.712,87, equivalentes a R\$ 150.000.000,00;
- Contrato de Abertura de Crédito com Banco Santander Chile (Nº 6.127-2016) – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 07 de março de 2016, no montante total de USD 75.000.000,00, equivalentes a R\$ 277.717.500,00;
- Contrato com Itaú BBA International – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 05 de julho de 2017, no montante total de USD 75.620.084,69, equivalentes a R\$ 250.000.000,00;
- Contrato com Citibank N.A (II) – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 28 de março de 2018, no montante total de USD 96.869.891,63, equivalentes a R\$ 320.000.000,00;
- Contrato com Citibank 4131 (III) – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 24 de dezembro de 2018, no montante total de USD 37.128.712,87, equivalentes a R\$ 143.580.445,54.

A curva de amortização dos empréstimos e financiamentos registrada no passivo não circulante, nos três últimos exercícios sociais, se apresenta da seguinte forma:

Curva de Amortização Emp. e Financ. LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
2017	-	-	-
2018	-	-	273.524
2019	-	662.773	140.1522
2020	242.616	208.305	104.908
2021	879.645	427.486	74.200
Após 2021	128.720	12.119	24.511
	1.250.981	1.410.683	1.878.665

Debêntures

Saldo das operações contratadas (valores em R\$ mil):

	Exercício findo em 31/12/2018		Exercício findo em 31/12/2017		Exercício findo em 31/12/2016	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
1ª série - 6ª emissão	-	-	-	-	-	-
2ª série - 6ª emissão	-	-	-	-	95.300	87.831
1ª série - 7ª emissão	-	-	-	-	50.302	-
2ª série - 7ª emissão	-	-	-	-	150.482	274.287
1ª série - 8ª emissão	-	-	-	-	60.903	100.000
2ª série - 8ª emissão	-	-	-	-	60.903	100.000
1ª série - 9ª emissão	1511	600.000	1630	600.000	-	-
(-) Custos a Amortizar	-	-2.074	-	-3.108	-972	-1793
Total sem Efeito de Swap	1.511	597.926	1.630	596.892	416.918	560.325
Resultado das operações de Swap	-	-	-	-	-787	-
Total de Debêntures Líquido	1.511	597.926	1.630	596.892	416.131	560.325

Em 31 de dezembro de 2018, as debêntures são simples e não conversíveis em ações.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Características das emissões:

Características	6ª emissão	6ª emissão
	1ª Série	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	11.700 debêntures simples	18.300 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10.000,00	R\$ 10.000,00
Data de emissão	15 de junho de 2011	15 de junho de 2011
Vencimento inicial	15 de junho de 2015	15 de junho de 2016
Vencimento final	15 de junho de 2016	15 de junho de 2018
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+1,2% a.a.	IPCA+7,90% a.a.
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	7ª emissão	7ª emissão
	1ª Série	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	10.000 debêntures simples	30.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10.000,00	R\$ 10.000,00
Data de emissão	15 de junho de 2012	15 de junho de 2012
Vencimento inicial	15 de junho de 2016	15 de junho de 2017
Vencimento final	15 de junho de 2017	15 de junho de 2019
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+1,02% a.a.	IPCA+6,00% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Em duas parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2016 e 2017	2017, 2018 e 2019

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Características	8ª emissão	
	1ª Série	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	15.000 debêntures simples	15.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10.000,00	R\$ 10.000,00
Data de emissão	16 de julho de 2014	16 de julho de 2014
Vencimento inicial	15 de julho de 2017	15 de julho de 2017
Vencimento final	15 de julho de 2019	15 de julho de 2019
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+1,45% a.a.	CDI+1,45% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	Em três parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2017, 2018 e 2019	2017, 2018 e 2019

Características	9ª emissão
	Série Única
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	600.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00
Data de emissão	15 de dezembro de 2017
Vencimento inicial	15 de dezembro de 2020
Vencimento final	15 de dezembro de 2020
Atualização monetária	Sem atualização
Repactuação	Não haverá
Remuneração	114% da Taxa DI
Exigibilidade de juros	Semestral
Amortizações	Única Parcela
Data das amortizações	2020

6ª Emissão

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 12 de maio de 2011, foi aprovada a 6ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas da Companhia. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

7ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2012, foi aprovada a 7ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas, assim como reforçar o capital de giro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

8ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 25 de junho de 2014, foi aprovada a 8ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas, assim como reforçar o capital de giro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

9ª Emissão

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 21 de novembro de 2017, foi aprovada a 9ª emissão das debêntures, que tem como objetivo atender aos negócios de gestão ordinária da Emissora, mediante reforço de capital de giro e reperfilamento de dívidas da Emissora.

A Companhia está sujeita à manutenção dos seguintes índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas informações trimestrais e demonstrações financeiras anuais, os quais foram atingidos em 31 de dezembro de 2018.

Obrigações especiais financeiras	Limites 9ª Emissão
Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,50

A curva de amortização das debêntures registrada no passivo não circulante, nos três últimos exercícios sociais, se apresenta da seguinte forma:

Curva de Amortização das Debêntures - LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
2017	-	-	-
2018	-	-	324.176
2019	-	-	236.149
2020	597.926	596.892	-
	597.926	596.892	560.325

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

Empréstimo, Financ. e Debêntures - Custo (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2018	%	Exercício findo em 31/12/2017	%	Exercício findo em 31/12/2016	%
Moeda nacional						
Taxa Fixa	586.548	16,7%	537.641	17,1%	189.920	5,8%
TJLP	374.288	10,7%	447.010	14,2%	369.015	11,2%
Selic	110.593	3,1%	133.131	4,2%	151.392	4,6%
CDI	2.087.341	59,4%	1.789.802	56,9%	1.959.516	59,5%
IPCA	303.671	8,6%	230.888	7,3%	607.900	18,5%
Libor	50.375	1,4%	7.730	0,2%	16.609	0,5%
Total	3.512.816	100,0%	3.146.202	100,0%	3.294.352	100,0%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém contratos de financiamento de longo prazo com instituições financeiras que repassam recursos do BNDES. A Companhia não possui outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das mencionadas anteriormente.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há condição de subordinação entre as dívidas contraídas pela Companhia que integram as demonstrações financeiras correspondentes aos três últimos exercícios, com exceção dos empréstimos intercompanhia firmados com a Enel Brasil que estão subordinados ao contrato de repasse BNDES nº 000050002509800, ao contrato de empréstimo com o Citibank S/A e ao contrato Itaú BBA International. O empréstimo com Santander Chile não apresenta exigências de *covenants* financeiros. Adicionalmente, para as obrigações do passivo exigível, em eventual concurso universal de credores, a Companhia seguirá a ordem estabelecida no art. 83 da Lei de falências (Nº 11.101).

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

A Companhia mantém contratos de financiamento e escritura de emissão de debêntures com estabelecimento de *covenants* financeiros, (Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA ≤ 3,50; Dívida Financeira Líquida ÷ Dívida Financeira Líquida + PL ≥ 0,60) para as debêntures; e (Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA ajustado ≤ 3,5; Dívida Líquida ÷ (Dívida Líquida + PL) ≤ 0,6 – para os Contratos de Repasse BNDES, do Citibank N.A e do Itaú BBA International.

A distribuição de dividendos, alienação de ativos e controle acionário, são realizados em observância dos contratos com o BNDES/Repasse e disposições aplicáveis aos contratos do BNDES.

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.

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

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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 000050002509800	BNDES (Itaú, Bradesco, Votorantim e Alfa 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 e dos Agentes Financeiros</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>Garantias:</u> Manter os direitos creditórios correspondentes a 3,70% da receita operacional líquida mensal da CEDENTE fiduciária proveniente da prestação de serviços de transmissão de energia elétrica, apurada mensalmente. Manter da relação garantias reais/colaboração financeira no nível de, no mínimo, 130% do valor correspondente à parcela imediatamente subsequente e vincenda das obrigações garantidas.</p> <p><u>Mútuos Subordinados:</u> Manter e/ou aportar recursos na forma de integralização de capital e/ou mútuos subordinados com os saldo mínimos de 800 milhões de reais ao final de 2015 e 1 bilhão de reais ao final do ano de 2016. Pre-pagar mútuos subordinados, a qualquer momento a partir de 01.01.2018, desde que o Índice Financeiro Líquido / LAJIDA fique menor que 2,70. A Enel Brasil S.A se obriga a manter e/ou aportar recursos na BENEFICIÁRIA na forma de integralização de capital e/ou mútuos subordinados com os saldo mínimos de 800 milhões de reais ao final de 2015 e 1 bilhão de reais ao final do ano de 2016, ambas com base nas demonstrações contábeis anuais apresentadas a CVM e 31/12/2015 e 31/12/2016, respectivamente.</p> <p><u>Protesto de Título:</u> Não ter protestos de títulos, individual ou agregado, no valor superior de 50 milhões de reais, salvo se ocorrer má fé ou erro, regularizado no prazo máximo de 15 dias contados da data do respectivo contrato.</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\$ 15.000.000,00 (quinze 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 003150004151100	BNDES (Itaú, Santander)	<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>Haver incorporação, cisão, fusão ou alteração do controle acionário sem a prévia anuência do BNDES e dos Agentes Financeiros.</p> <p><u>Objeto Social:</u> Não alterar, sem prévia e expressa anuência do BNDES e dos Agentes Financeiros, o seu objetivo social, consignado no estatuto ou contrato social.</p> <p><u>Garantias:</u> Manter os direitos creditórios correspondentes a 3,49% da receita operacional líquida mensal da CEDENTE fiduciária proveniente da prestação de serviços de transmissão de energia elétrica, apurada mensalmente. Manter da relação garantias reais/colaboração financeira no nível de, no mínimo, 130% do valor correspondente à parcela imediatamente subsequente e vincenda das obrigações garantidas.</p> <p><u>Protesto de Títulos:</u> Não ter protestos de títulos, individual ou agregado, no valor superior de 50 milhões de reais, salvo se ocorrer má fé ou erro, regularizado no prazo máximo de 15 dias contados da data do respectivo contrato.</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>
3.	Contrato de Abertura de Crédito para mediante repasse contratado com o banco nacional de desenvolvimento econômico e social – BNDES n.º 000050004254700	BNDES (Itaú, Santander, Bradesco, Banco do Brasil)	<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>Haver incorporação, cisão, fusão ou alteração do controle acionário sem a prévia anuência do BNDES e dos Agentes Financeiros.</p> <p><u>Garantias:</u> Manter os direitos creditórios correspondentes a 3,77% da receita operacional líquida mensal da CEDENTE fiduciária proveniente da prestação de serviços de transmissão de energia elétrica, apurada mensalmente. Manter da relação garantias reais/colaboração financeira no nível de, no mínimo, 130% do valor correspondente à parcela imediatamente subsequente e vincenda das obrigações garantidas.</p> <p><u>Protesto de Título:</u> Não ter protestos de títulos, individual ou agregado, no valor superior de 50 milhões de reais, salvo se ocorrer má fé ou erro, regularizado no prazo máximo de 15 dias contados da data do respectivo contrato.</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. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Nº	Contrato	Outra Parte	Principais Cláusulas Contratuais Restritivas
4.	Contrato de Abertura de Crédito para mediante repasse contratado com o banco nacional de desenvolvimento econômico e social – BNDES n.º 000050004414600	BNDES (Itaú, Santander, Bradesco)	<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, e alteração do controle acionário indireto da BENEFICIÁRIA, sem a prévia anuência dos AGENTES FINANCEIROS e do BNDES.</p> <p><u>Garantias:</u> Para garantir o pagamento das obrigações, constitui-se as seguintes garantias: Fiança da Enel Brasil S.A. garantindo 100% das obrigações deste CONTRATO, e cessão fiduciária da receita operacional líquida mensal da BENEFICIÁRIA, com a obrigação de transitar um valor mínimo de R\$ 15.500.000 (quinze milhões e quinhentos mil reais) pela CONTA VINCULADA.</p> <p><u>Protesto de Título:</u> Não ter protestos de títulos, individual ou agregado, no valor superior de 50 milhões de reais, salvo se ocorrer má fé ou erro, regularizado no prazo máximo de 15 dias contados da data do respectivo contrato.</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>
5.	Escritura da 9ª Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, Série Única, da Espécie Quirografária, para Distribuição Pública da Ampla Energia e Serviços S.A.	Pentágono S.A	<p><u>Limite de endividamento:</u> (a) Dívida Financeira Líquida / EBITDA não deverá ser maior que 4,00 para o 1 e 2 trimestre de 2018; 3,50 do 3 trimestre de 2018 até a data de vencimento.</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).</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>

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

N.º	Contrato	Outra Parte	Principais Cláusulas Contratuais Restritivas
6.	Credit Agreement - Citibank	Citibank	<p><u>Limite de endividamento:</u> Dívida Total Líquida / EBITDA não exceda de 2,70 para 1,00 e Dívida fin. líq./Dívida fin. Líq + PL) igual ou menor que 0,60.</p> <p><u>Transferência de Controle:</u> Enel SpA, corporação regida sob as leis da Itália, deve ter controle direto ou indireto da maioria das ações ordinárias da Ampla, ou deter poder direto ou indireto sobre a administração e as políticas da Ampla. Transferir a terceiro seu controle societário, salvo se o controle for para a Enersis, bem como se houver a sua incorporação, cisão, fusão ou reorganização societária.</p> <p><u>Mútuos Subordinados:</u> - Manter um saldo de, no mínimo, 800 milhões de reais em 31/12/2015); 1 bilhão de reais em 31/12/2016, ou seu equivalente em outras moedas, em Mútuos Subordinados com Pessoas ligadas, sendo certo que o DEVEDOR não poderá pre-pagar, no todo ou em parte tais Mútuos subordinados se não cumprir com o indicador do EBITDA que não exceda 2,70 para 1,00. 01/01/2018.</p>
7.	Contrato de abertura de crédito Banco Santander - Chile (6.127-2016)	Santander	<p><u>Transferência de Controle:</u> Se durante a vigência do presente contrato o garantidor deixar de manter, direta ou indiretamente, o Controle do Devedor e a capacidade de assegurar a maioria dos votos, exceto se o controle passe a ser exercido por outra sociedade controlada por Enel Américas.</p> <p><u>Medida Judicial ou Extrajudicial:</u> se aplicar sentença firme e executória, cujo montante seja maior de 5% do ativo consolidado do Devedor, refletido nos últimos balanço do Devedor; ou ainda detectar sentença judicial com valor igual ou superior a 15 milhões de dólares ou equivalente, não pagos em 15 dias úteis. E ainda, medida que comprometa um montante igual ou superior a 3% de ativo total consolidado do Garantidor, segundo seus estados financeiros consolidados.</p> <p><u>Objeto Social:</u> qualquer modificação importante no Estatuto Social, como exemplo: duração da empresa, redução de capital ou que afete direitos do Credor.</p> <p><u>Declarações de cumprimento:</u> Enviar ao Banco Santander declaração de obrigações cumpridas (de fazer ou não fazer) junto com as DFP (trimestral e anual)</p>
8.	Contrato de Empréstimo Internacional	Itaú BBA Internacional (PLC)	<p><u>Limite de endividamento:</u> Dívida Total Líquida / EBITDA <= 3,50 e Dívida financeira líquida/(Dívida financeira Líquida + PL) >= 0,60</p> <p><u>Transferência de Controle:</u> SOLICITAR a anuência prévia e expressa do CREDOR, no caso de transferência do controle acionário direto ou indireto do DEVEDOR e/ou do GARANTIDOR, ainda que em decorrência de INCORPORAÇÃO, INCORPORAÇÃO DE AÇÕES, FUSÃO ou CISÃO do DEVEDOR e/ou do GARANTIDOR. Salvo exceção se o controle continuar com a ENEL AMÉRICAS S.A (CHILE), pelo GARANTIDOR (DEVEDOR) ou por outra empresa com RATING inferior em até 1 nível (notch) em relação ao rating global da ENEL AMÉRICAS.</p> <p><u>Garantias Contratuais:</u> As garantias do contrato estão cobertas por 100% da Cessão fiduciária do Swap e o Aval Enel Brasil SA, com o comprometimento do GARANTIDOR de ter obtido todas as autorizações necessárias</p> <p><u>Objeto Social:</u> Comunicar a mudança ou alteração do objeto social do DEVEDOR ou do GARANTIDOR, de forma a alterar as atuais atividades principais, ou agregar novos negócios que tenham prevalência ou possam representar desvios em relação às atividades atualmente desenvolvidas</p> <p><u>Mútuos Subordinados:</u> Pode-se pre-pagar (total ou parcial) os mútuos subordinados, desde que, com tal amortização ou resgate antecipado, seja feito conforme aumento de capital do DEVEDOR, em montante igual ou superior ao montante do Mútuo Subordinado, ou a qualquer momento a partir de 01/01/2018, desde que o índice financeiro DFliqidda/EBITDA, fique menor que 2,70, podendo amortizar 30% do saldo devedor dos Mútuos subordinados no momento do pré pagamento.</p> <p><u>Obrigação Pecuniária ou Não pecuniária:</u> Deixar de cumprir obrigação pecuniária do contrato, cujo valor individual e/ou agregado seja SUPERIOR a 15 milhões de reais, não sanada em 2 dias úteis; e não pecuniária cujo valor individual e/ou agregado seja superior a 50 milhões de reais e não sanada em 3 dias úteis</p> <p><u>Protesto de Títulos:</u> Se existir título não pago com valor individual ou agregado superior a 50 milhões de reais não elididos no prazo legal.</p>

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Financiamentos e empréstimos de longo prazo contratados com percentuais utilizados nos três últimos exercícios sociais (2018, 2017, 2016):**

<u>Contratos</u>	<u>Objeto</u>	<u>Valor Total (R\$ mil)</u>	<u>Plano de Investimento</u>	<u>Data de contratação</u>	<u>Desembolso em 2016</u>	<u>Desembolso em 2017</u>	<u>Desembolso em 2018</u>	<u>Desembolso Total</u>	<u>Garantias</u>
Empréstimos									
Citibank N.A	Capital de Giro	150.000	-	06/01/2016	100%	0%	0%	100%	-
Santander Chile	Capital de Giro	277.718	-	07/03/2016	100%	0%	0%	100%	Fiança
Itaú BBA International PLC	Capital de Giro	250.000	-	05/07/2017	0%	100%	0%	100%	Enel Brasil
Citibank N.A (II)	Capital de Giro	320.000	-	28/03/2018	0%	0%	100%	100%	Enel Brasil
Citibank N.A (III)	Capital de Giro	143.580	-	24/12/2018	0%	0%	100%	100%	Enel Brasil
Financiamentos									
BNDES Capex 2011	Financiamento do CAPEX	331.397	2010/2011	15/09/2011	0%	0%	0%	97%	Recebíveis
BNDES Capex 2012-2013	Financiamento do CAPEX	450.171	2012/2013	16/08/2013	0%	0%	0%	79%	Recebíveis
BNDES Capex 2014-2015	Financiamento do CAPEX	476.613	2014/2015	28/12/2015	0%	0%	0%	72%	Recebíveis
BNDES A1- ITAÚ	Financiamento do CAPEX	127.265	2016/2017	25/10/2017	0%	85%	15%	100%	Recebíveis
BNDES B1- ITAÚ	Financiamento do CAPEX	91.605	2016/2017	25/10/2017	0%	85%	15%	100%	Recebíveis
BNDES C1- ITAÚ	Financiamento do CAPEX	25.870	2016/2017	25/10/2017	0%	49%	33%	82%	Recebíveis
BNDES A2- BRADESCO	Financiamento do CAPEX	81.449	2016/2017	25/10/2017	0%	85%	15%	100%	Recebíveis
BNDES B2- BRADESCO	Financiamento do CAPEX	58.627	2016/2017	25/10/2017	0%	85%	15%	100%	Recebíveis
BNDES C2- BRADESCO	Financiamento do CAPEX	16.557	2016/2017	25/10/2017	0%	49%	33%	82%	Recebíveis
BNDES A3- SANTANDER	Financiamento do CAPEX	58.542	2016/2017	25/10/2017	0%	85%	15%	100%	Recebíveis
BNDES B3- SANTANDER	Financiamento do CAPEX	42.138	2016/2017	25/10/2017	0%	85%	15%	100%	Recebíveis
BNDES C3- SANTANDER	Financiamento do CAPEX	11.900	2016/2017	25/10/2017	0%	49%	33%	82%	Recebíveis
Partes relacionadas									
Enel Brasil	Empréstimo subordinado com partes relacionadas/Capital de Giro*	1.349.793	-	-	11%	24%	0%	100%	-
Enel Brasil	Empréstimo não subordinado com partes relacionadas/Capital de Giro*	717.965	-	-	23%	77%	0%	100%	-
Central Geradora Temelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	Empréstimo não subordinado com partes relacionadas/Capital de Giro*	100.588	-	-	0%	0%	100%	100%	-

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 Rio de Janeiro, melhoria da qualidade do serviço e combate ao furto e perdas de energia. Os percentuais não liberados relativos a BNDES contratados nos anos anteriores a 2018 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 empréstimos captados foram utilizados para financiar capital de giro e, eventualmente, refinar dívidas com vencimentos no curto prazo.

Exercício social findo em 31/12/2018

Neste exercício, a Companhia desembolsou R\$ 87 milhões de recursos contratados junto ao BNDES, para financiar investimentos realizados pela Companhia, principalmente, na expansão e melhoria da rede elétrica, dentre outros projetos.

Exercício social findo em 31/12/2017

Neste exercício, a Companhia desembolsou R\$ 417 milhões de recursos contratados junto ao BNDES, 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\$ 236 milhões de recursos contratados junto ao BNDES, para financiar investimentos realizados pela Companhia, principalmente, na expansão e melhoria da rede elétrica, dentre outros projetos.

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A
BALANÇOS PATRIMONIAIS - ATIVO
(Valores expressos em milhares de reais)

	Exercícios findo em:						Variações	
	Análise Vertical		Análise Vertical		Análise Vertical		Análise Horizontal	
	31/12/2018	(%)	31/12/2017	(%)	31/12/2016	(%)	2018 vs. 2017	2017 vs. 2016
Ativos								
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	267.076	2,75%	305.915	3,28%	251.357	3,10%	-12,70%	21,71%
Titulos e valores mobiliários	81.777	0,84%	120.091	1,29%	53.772	0,66%	-31,90%	123,33%
Consumidores e outras contas a receber	914.449	9,43%	763.400	8,18%	736.365	9,09%	19,79%	3,67%
Consumidores - serviços prestados	-	0,00%	85.585	0,92%	84.519	1,04%	-100,00%	1,26%
Ativos financeiros setoriais	229.300	2,36%	75.332	0,81%	-	0,00%	-	-
Subvenção CDE - desconto tarifário	322.098	3,32%	346.447	3,71%	277.512	3,42%	-7,03%	24,84%
Cauções e depósitos	-	0,00%	-	0,00%	63.601	0,78%	-	-100,00%
Tributos a compensar	145.833	1,50%	304.050	3,26%	74.643	0,92%	-52,04%	307,34%
Serviço em Curso	55.270	0,57%	65.029	0,70%	65.426	0,81%	-15,01%	-0,61%
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	13.766	0,14%	2.637	0,03%	787	0,01%	422,03%	235,07%
Outros créditos	66.468	0,69%	87.594	0,94%	125.425	1,55%	-24,12%	-30,16%
Total do ativo circulante	2.096.037	21,62%	2.156.080	23,11%	1.733.407	21,39%	-2,78%	24,38%
Não circulante								
Consumidores	34.593	0,36%	50.140	0,54%	59.261	0,73%	-31,01%	-15,39%
Depósitos vinculados a litígios	214.571	2,21%	236.510	2,53%	223.325	2,76%	-9,28%	5,90%
Ativos financeiros setoriais	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%	-	-
Tributos a compensar	104.458	1,08%	106.406	1,14%	125.300	1,55%	-1,83%	-15,08%
Serviço em Curso	35.596	0,37%	14.351	0,15%	-	0,00%	-	-
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	98.364	1,01%	4.329	0,05%	10.316	0,13%	2172,21%	-58,04%
Tributos diferidos	322.338	3,32%	420.095	4,50%	369.898	4,56%	-23,27%	13,57%
Ativo indenizável (concessão)	3.378.495	34,84%	2.864.913	30,70%	2.242.355	27,67%	17,93%	27,76%
Imobilizado	61.175	0,63%	61.619	0,66%	71.552	0,88%	-0,72%	-13,88%
Intangível	2.673.290	27,57%	2.792.367	29,93%	3.268.616	40,33%	-4,26%	-14,57%
Ativos contratuais	677.482	6,99%	623.912	6,69%	-	0,00%	-	-
Total do ativo não circulante	7.600.362	78,38%	7.174.642	76,89%	6.370.623	78,61%	5,93%	12,62%
Total dos ativos	9.696.399	100,00%	9.330.722	100,00%	8.104.030	100,00%	3,92%	15,14%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A**
BALANÇOS PATRIMONIAIS - PASSIVO
(Valores expressos em milhares de reais)

	Exercícios findo em:						Variações	
	Análise Vertical		Análise Vertical		Análise Vertical		Análise Horizontal	
	31/12/2018	(%)	31/12/2017	(%)	31/12/2016	(%)	2018 vs. 2017	2017 vs. 2016
Passivo								
Circulante								
Fornecedores e outras contas a pagar	758.868	7,83%	900.125	9,65%	688.858	8,50%	-15,69%	30,67%
Empréstimos e financiamentos	1.761.231	18,16%	1.090.025	11,68%	373.422	4,61%	61,58%	191,90%
Debêntures	1.511	0,02%	1.630	0,02%	416.918	5,14%	-7,30%	-99,61%
Salários, Provisões e encargos sociais	48.143	0,50%	43.072	0,46%	42.546	0,52%	11,77%	1,24%
Obrigações fiscais	119.762	1,24%	124.737	1,34%	124.301	1,53%	-3,99%	0,35%
Dividendos a pagar	87.184	0,90%	46.515	0,50%	46.515	0,57%	87,43%	0,00%
Passivos financeiros setoriais	-	0,00%	-	0,00%	19.042	0,23%	-	-
Taxa regulamentares	375.897	3,88%	369.210	3,96%	339.189	4,19%	1,81%	8,85%
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	7.680	0,08%	34.291	0,37%	13.510	0,17%	-77,60%	-
Outras obrigações	84.657	0,87%	75.817	0,81%	83.549	1,03%	11,66%	-9,25%
Total do passivo circulante	3.244.933	33,47%	2.685.422	28,78%	2.147.850	26,50%	20,84%	25,03%
Não circulante								
Fornecedores e outras contas a pagar	454	0,00%	404	0,00%	162	0,00%	12,38%	149,38%
Empréstimos e financiamentos	1.250.981	12,90%	1.410.683	15,12%	1.878.665	23,18%	-11,32%	-24,91%
Debêntures	597.926	6,17%	596.892	6,40%	560.325	6,91%	0,17%	6,53%
Passivos financeiros setoriais	6.111	0,06%	32.088	0,34%	41.439	0,51%	-80,96%	-
Obrigações com benefícios pós-emprego	429.975	4,43%	492.442	5,28%	493.335	6,09%	-12,69%	-0,18%
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	602.204	6,21%	665.104	7,13%	603.705	7,45%	-9,46%	10,17%
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	5.617	0,06%	19.647	0,21%	62.615	0,77%	-71,41%	-
Outras obrigações	269	0,00%	-	0,00%	-	0,00%	-	-
Taxa regulamentares	62.378	0,64%	71.072	0,76%	46.087	0,57%	-12,23%	54,21%
Total do passivo não circulante	2.955.915	30,48%	3.288.332	35,24%	3.686.333	45,49%	-10,11%	-10,80%
Patrimônio líquido								
Capital social	2.498.230	25,76%	2.498.230	26,77%	1.298.230	16,02%	0,00%	92,43%
Reserva de capital	23.254	0,24%	23.254	0,25%	23.254	0,29%	0,00%	0,00%
Reserva de lucros	976.874	10,07%	826.920	8,86%	947.904	11,70%	18,13%	-12,76%
Outros resultados abrangentes	(2.807)	-0,03%	8.564	0,09%	459	0,01%	-132,78%	1765,80%
Total do patrimônio líquido	3.495.551	36,05%	3.356.968	35,98%	2.269.847	28,01%	4,13%	47,89%
Total dos ativos	9.696.399	100,00%	9.330.722	100,00%	8.104.030	100,00%	3,92%	15,14%

A seguir, os diretores comentam as variações significativas das contas patrimoniais.

Variações patrimoniais: 2018 versus 2017**Ativo Circulante (Caixa e Equivalentes de caixa):**

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 267.076 mil) sofreu uma redução de R\$ 38.839 mil quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 305.915 mil), decorrente, principalmente, de maiores custos com encargos de CDE e energia.

Ativo Circulante (Subvenção CDE - desconto tarifário):

Esta subvenção refere-se ao valor a ser repassado pela CCEE, 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 2018, esta conta totalizou R\$ 322.098 mil, uma redução de R\$ 24.349 mil em relação a 31 de dezembro de 2017 (R\$ 346.447). A variação é decorrente, principalmente, de compensação da obrigação Encargo CDE com Valores a receber subsídio baixa renda – CDE.

Os valores em aberto de novembro de 2014 até a presente data (Resoluções homologatórias 1.703/2014, 1.861/2015, 2.023/2016, 2.207/2017 e 2.377/2018), foram objeto de compensação integral com os valores devidos à Eletrobrás/CCEE 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, na linha de taxas regulamentares, o montante

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

de R\$ 328.062 (R\$ 347.349 em 2017), correspondente à parcela a repassar a CCEE decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

Ativo Circulante (Tributos a Compensar):

Em 31 de dezembro de 2018, os tributos a compensar do ativo circulante totalizaram R\$ 145.833 mil, uma redução de R\$ 158.217 mil em relação a 31 de dezembro de 2017 (R\$ 304.050 mil). Esta variação é em função, principalmente, da ação rescisória apresentada pela Fazenda Pública, a qual foi confirmada em março de 2010 a decisão transitada em julgado em Mandado de Segurança que reconheceu a imunidade da Companhia quanto à COFINS até o ano de 2001. A Companhia pleiteia em ação específica a restituição dos valores pagos no período de abril de 1992 a junho de 1996. O processo transitou em julgado reconhecendo o direito da Companhia à restituição do indébito. A Companhia utilizou em 6 meses de 2018 como compensação de impostos a pagar.

Ativo Não Circulante (Ativo indenizável - concessão):

Em 31 de dezembro de 2018, os ativos indenizáveis da concessão do ativo não circulante totalizaram R\$ 3.378.495 mil, um aumento de R\$ 513.582 mil em relação a 31 de dezembro de 2017 (R\$ 2.864.913 mil). Esta variação foi decorrente, principalmente, do efeito de R\$ 379.965 mil de transferências do ativo intangível e R\$ 133.617 mil de marcação a mercado do ativo indenizável.

Ativo Não Circulante (Ativos contratuais)

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e sobre o custo de construção da infraestrutura registrada no ativo contratual, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 9,21% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Passivo Circulante e Não Circulante (Empréstimos e financiamentos, Debentures e Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP) e Ativo Circulante e Não Circulante (Instrumentos Financeiros derivativos – SWAP):

A dívida bruta da Companhia aumentou R\$ 366.614 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) realização de operações de crédito intercompanhia no montante aproximado de R\$ 114.382 milhões entre os períodos comparados, (ii) captações de recursos de repasse do BNDES em torno R\$ 86.866 milhões, (iii) captações bancárias em cerca de R\$ 320.000 milhões, (iv) provisão de encargos e variações monetária de R\$ 295.396 milhões; compensados, por (v) amortizações em torno de R\$ 287.118 milhões, e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 173.768 milhões ocorridos entre os períodos.

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\$ 305.915 mil) sofreu um incremento de R\$ 54.558 mil quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 251.357 mil), decorrente, principalmente, de uma redução nos custos com encargos de CDE e custo de compra de Itaipu.

Ativo Circulante (Subvenção CDE - desconto tarifário):

Esta subvenção refere-se ao valor a ser repassado pela CCEE, 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\$ 346.447 mil, um aumento de R\$ 68.935 mil em relação a 31 de dezembro de 2016 (R\$ 277.512). 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/2017 (Resoluções homologatórias 1.703/2014, 1.861/2015, 2.023/2016 e 2.207/2017), foram objeto de compensação integral com os valores devidos à CCEE 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, na linha de taxas regulamentares, o montante de R\$ 347.349 (R\$

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

305.155 em 2016), correspondente à parcela a repassar a CCEE decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

Ativo Circulante (Tributos a Compensar):

Em 31 de dezembro de 2017, os tributos a compensar do ativo circulante totalizaram R\$ 304.050 mil, um aumento de R\$ 229.407 mil em relação a 31 de dezembro de 2016 (R\$ 74.463 mil). Esta variação é em função, principalmente, da ação rescisória apresentada pela Fazenda Pública, a qual foi confirmada em março de 2010 a decisão transitada em julgado em Mandado de Segurança que reconheceu a imunidade da Companhia quanto à COFINS até o ano de 2001. A Companhia pleiteia em ação específica a restituição dos valores pagos no período de abril de 1992 a junho de 1996. O processo transitou em julgado reconhecendo o direito da Companhia à restituição do indébito. O valor atualizado do processo em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 193.272 e a Companhia utilizará o crédito de acordo com as previsões legais.

Ativo Não Circulante (Ativo indenizável - concessão):

Em 31 de dezembro de 2017, os ativos indenizáveis da concessão do ativo não circulante totalizaram R\$ 2.864.913 mil, um aumento de R\$ 622.558 mil em relação a 31 de dezembro de 2016 (R\$ 2.242.355 mil). Esta variação foi decorrente, principalmente, do efeito de R\$ 548.122 mil de transferências do ativo intangível e R\$ 74.436 mil de marcação a mercado do ativo indenizável.

Passivo Circulante e Não Circulante (Empréstimos e financiamentos, Debentures e Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP):

A redução observada entre 2017 e 2016 no valor de R\$ 152.287 mil deve-se, principalmente por: (i) realização de maiores operações de crédito intercompanhia no montante de aproximadamente de R\$ 1.007 milhões entre os períodos comparados, (ii) captações de recursos de repasse BNDES em torno R\$ 417 milhões, (iii) captações bancárias em cerca de R\$ 250 milhões, (iv) captações de debentures de R\$ 600 milhões, (v) provisão de encargos e variações monetária de R\$ 256 milhões; compensados, por (vi) amortizações em torno de R\$ 1.259 milhões, (vii) capitalização dos mútuos subordinados no valor de R\$ 1.200 milhões, e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 209 milhões ocorridos entre os períodos.

Patrimônio líquido:

Capital social

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 20 de dezembro 2017, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no valor de R\$1.200.000.000 (um bilhão e duzentos milhões de reais), mediante a emissão de 68.571.429 novas ações ordinárias. O referido aumento foi integralmente subscrito e integralizado pela acionista Enel Brasil S.A, mediante a capitalização de créditos detidos por ela em face da Companhia, no mesmo montante do aumento de capital aprovado.

Variações patrimoniais: 2016 versus 2015

Ativo Circulante (Caixa e Equivalentes de caixa):

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 251.357 mil) sofreu um incremento de R\$ 117.231 mil quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 134.126 mil), decorrente, principalmente, de maiores captações de fundos e redução nos custos com energia.

Ativo Circulante (Consumidores e outras contas a receber):

Em 31 de dezembro de 2016, os consumidores e outras contas a receber totalizaram R\$ 736.365 mil, uma redução de R\$ 234.577 mil em relação a 31 de dezembro de 2015 (R\$ 970.942 mil). Esta variação é decorrente, principalmente, da venda de determinadas faturas de energia de clientes massivos no quarto trimestre de 2016, onde foram transferidos substancialmente os riscos e benefícios destes ativos.

Ativo Circulante (Subvenção CDE - desconto tarifário):

Esta subvenção refere-se ao valor a ser repassado pela CCEE, 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 2016,

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

esta conta totalizou R\$ 277.512 mil, um aumento de R\$ 104.284 mil em relação a 31 de dezembro de 2015 (R\$ 173.228 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/2016 (Resoluções homologatórias 1.703, 1861 e 2.023), foram objeto de compensação integral com os valores devidos à Eletrobras 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, na linha de taxas regulamentares, o montante de R\$ 305.155 (R\$ 231.405 em 2015), correspondente à parcela a repassar a Eletrobras decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

Ativo Não Circulante (Ativo indenizável - concessão):

Em 31 de dezembro de 2016, os ativos indenizáveis da concessão do ativo não circulante totalizaram R\$ 2.242.355 mil, um aumento de R\$ 409.864 mil em relação a 31 de dezembro de 2015 (R\$ 1.832.491 mil). Esta variação foi decorrente, principalmente, do efeito de R\$ 270.534 mil de transferências do ativo intangível e R\$ 139.330 mil de marcação a mercado do ativo indenizável.

Passivo Circulante (Taxas regulamentares):

O aumento de R\$ 86.853 mil entre os períodos analisados ocorreu em função dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 73 milhões nos encargos de CDE (Conta de desenvolvimento Energético);
- (ii) Aumento de R\$ 11 milhões em outras taxas regulamentares, como eficiência energética e taxas de fiscalização.

Passivo Circulante e Não Circulante (Empréstimos e financiamentos, Debentures e Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP):

O incremento observado entre 2016 e 2015 no valor de R\$ 620.835 mil deve-se, principalmente por: (i) realização de maiores operações de crédito intercompanhia no montante de aproximadamente de R\$ 162 milhões entre os períodos comparados, (ii) captações de recursos de repasse BNDES em torno R\$ 236 milhões, (iii) captações bancárias em cerca de R\$ 428 milhões, (iv) provisão de encargos de R\$ 381 milhões, (v) variações monetária de R\$ 46 milhões; parcialmente compensados, pelas (vi) amortizações em torno de R\$ 456 milhões e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 185 milhões ocorridos entre os períodos.

Patrimônio líquido:

Reserva de Lucros

A redução observada entre 2016 e 2015 no valor de R\$ 239.440 mil é em função da absorção de prejuízo do exercício de 2016.

A seguir, os diretores comentam as variações significativas das contas de resultado.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Demonstrativo de Resultado Análise Vertical e Horizontal	Exercício social findo em 31/12/2018		Exercício social findo em 31/12/2017		Exercício social findo em 31/12/2016		Var. % 2018 x 2017	Var. % 2017 x 2016
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%		
Receita Operacional	8.943.974	100,0%	8.377.612	100,0%	7.576.545	100,0%	6,76%	10,57%
Fornecimento de Energia	6.949.855	77,70%	6.234.754	74,42%	6.555.189	86,52%	11,47%	-4,89%
Suprimento de Energia Elétrica	79.892	0,89%	72.508	0,87%	77.362	1,02%	10,18%	-6,27%
Baixa Renda	41.461	0,46%	35.817	0,43%	42.063	0,56%	15,76%	-14,85%
Subvenção CDE - desconto tarifário	185.084	2,07%	182.936	2,18%	180.275	2,38%	1,17%	1,48%
Disponibilidade da Rede Elétrica	595.346	6,66%	484.887	5,79%	310.125	4,09%	22,78%	56,35%
Receita de Construção	669.723	7,49%	1.043.446	12,46%	884.905	11,68%	-35,82%	17,92%
Ativos e passivos financeiros setoriais	171.317	1,92%	242.827	2,90%	(518.199)	-6,84%	-29,45%	-146,86%
Outras Receitas	251.296	2,81%	80.437	0,96%	44.825	0,59%	212,41%	79,45%
Deduções da Receita	(3.483.085)	-38,94%	(3.039.332)	100,0%	(3.109.556)	-41,04%	14,60%	-2,26%
ICMS	(1.946.365)	-21,76%	(1.732.793)	-20,68%	(1.721.457)	-22,72%	12,33%	0,66%
PIS	(137.588)	-1,54%	(130.251)	-1,55%	(111.530)	-1,47%	5,63%	16,79%
COFINS	(633.737)	-7,09%	(512.159)	-6,11%	(513.713)	-6,78%	23,74%	-0,30%
ISS	(3.681)	-0,04%	(3.382)	-0,04%	(3.030)	-0,04%	8,84%	11,62%
Encargo Setorial CDE	(747.874)	-8,36%	(612.817)	-7,31%	(712.064)	-9,40%	22,04%	-13,94%
Programa de eficiência energética e P&D	(47.039)	-0,53%	(42.254)	-0,50%	(41.281)	-0,54%	11,32%	2,36%
Taxa de Fiscalização	(7.619)	-0,09%	(5.676)	-0,07%	(6.481)	-0,09%	34,23%	-12,42%
Ressarcimento P&D	40.818	0,46%	-	0,00%	-	0,00%	-	-
Receita Operacional Líquida	5.460.889	61,06%	5.338.280	63,7%	4.466.989	59,0%	2,3%	19,5%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(4.839.376)	-54,11%	(4.995.719)	-59,63%	(4.339.873)	-57,28%	-3,13%	15,11%
Custos e despesas não gerenciáveis	(3.044.860)	-34,04%	(2.794.641)	-33,36%	(2.137.790)	-28,22%	8,95%	30,73%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.570.202)	-28,74%	(2.483.259)	-29,64%	(1.825.602)	-24,10%	3,50%	36,02%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(514.309)	-5,75%	(380.621)	-4,54%	(233.329)	-3,08%	35,12%	63,13%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(12.693)	-0,14%	(19.515)	-0,23%	(78.859)	-1,04%	-34,96%	-75,25%
Ressarcimento de encargos serviço do sistema	52.344	0,59%	88.754	1,06%	-	0,00%	-	-
Custos e despesas gerenciáveis	(1.794.516)	-20,06%	(2.201.078)	-26,27%	(2.202.083)	-29,06%	-18,47%	-0,05%
Pessoal	(144.486)	-1,62%	(140.606)	-1,68%	(161.513)	-2,13%	2,76%	-12,94%
Material e Serviços de Terceiros	(446.893)	-5,00%	(448.824)	-5,36%	(500.096)	-6,60%	-0,43%	-10,25%
Custo de desativação de bens	(41.468)	-0,46%	(52.915)	-0,63%	(89.150)	-1,18%	-21,63%	-40,64%
Depreciação e Amortização	(314.717)	-3,52%	(294.621)	-3,52%	(253.147)	-3,34%	6,82%	16,38%
PCLD (Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa)	(98.634)	-1,10%	(131.431)	-1,57%	(208.947)	-2,76%	-24,95%	-37,10%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(39.175)	-0,44%	(37.820)	-0,45%	(53.352)	-0,70%	3,58%	-29,11%
Custo de Construção	(669.723)	-7,49%	(1.043.446)	-12,46%	(884.905)	-11,68%	-35,82%	17,92%
Indenizações DIC/FIC	-	0,00%	(53.692)	-0,64%	(55.276)	-0,73%	-100,00%	-2,87%
Receita de multa por impuntualidade de clientes	53.791	0,60%	50.059	0,60%	51.115	0,67%	7,46%	-2,07%
Outras Despesas Operacionais	(93.211)	-1,04%	(47.782)	-0,57%	(46.812)	-0,62%	95,08%	2,07%
EBITDA	936.230	10,5%	637.182	7,6%	380.263	5,0%	46,9%	67,6%
Resultado do Serviço	621.513	6,9%	342.561	4,1%	127.116	1,7%	81,4%	169,5%
Resultado Financeiro	(351.957)	-3,94%	(490.635)	-5,86%	(443.319)	-5,85%	-28,27%	10,67%
Receita Financeira	951.425	10,64%	429.512	5,13%	443.297	5,85%	121,51%	-3,11%
Renda de Aplicação Financeira	11.253	0,13%	14.782	0,18%	25.536	0,34%	-23,87%	-42,11%
Juros e atualização financeira por impuntualidade de clientes	28.637	0,32%	29.468	0,35%	36.904	0,49%	-2,82%	-20,15%
Variações monetárias	13.369	0,15%	23.477	0,28%	16.482	0,22%	-43,05%	42,44%
Receita financeira de ativo indenizável	133.617	1,49%	74.436	0,89%	139.330	1,84%	79,51%	-46,58%
Atualização credito de Pis/Cofins	1.302	0,01%	148.060	1,77%	-	0,00%	-	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	754.009	8,43%	123.770	1,48%	180.231	2,38%	509,20%	-31,33%
Variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	8.628	0,10%	-	0,00%	23.998	0,32%	-	-100,00%
Outras receitas financeiras	610	0,01%	15.519	0,19%	20.816	0,27%	-96,07%	-25,45%
Despesa Financeira	(1.303.382)	-14,57%	(920.147)	-10,98%	(886.616)	-11,70%	41,65%	3,78%
Encargo de dívidas	(190.256)	-2,13%	(266.955)	-3,19%	(241.206)	-3,18%	-28,73%	10,68%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(64.469)	-0,72%	(121.968)	-1,46%	(144.943)	-1,91%	-47,14%	-15,85%
Encargo de fundo de pensão	(33.411)	-0,37%	(45.898)	-0,55%	(47.447)	-0,63%	-27,21%	-3,26%
Variações monetárias debêntures	-	0,00%	(12.943)	-0,15%	(40.661)	-0,54%	-100,00%	-68,17%
Juros debêntures	(42.594)	-0,48%	(64.191)	-0,77%	(102.010)	-1,35%	-33,64%	-37,07%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(789.877)	-8,83%	(178.038)	-2,13%	(216.105)	-2,85%	343,66%	-17,62%
IOF	(9.750)	-0,11%	(19.177)	-0,23%	(24.956)	-0,33%	-49,16%	-23,16%
Variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	-	0,00%	(31.907)	-0,38%	-	0,00%	-	-
Encargos com vendas de recebíveis	(102.284)	-1,14%	(121.000)	-1,44%	-	0,00%	-	-
Outras despesas financeiras	(70.741)	-0,79%	(58.070)	-0,69%	(69.288)	-0,91%	21,82%	-16,19%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	269.556	3,0%	(148.074)	-1,8%	(316.203)	-4,2%	-282,0%	-53,17%
Tributos (IR e CSLL)	(98.310)	-1,1%	45.097	0,5%	94.371	1,2%	-318,0%	-52,21%
Lucro Líquido do Período	171.246	1,9%	(102.977)	-1,2%	(221.832)	-2,9%	-266,3%	-53,58%

Variações nos resultados: 2018 versus 2017

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A Ampla Energia encerrou o ano de 2018 com um total de 3.107.905 consumidores, o que representa um incremento de 2,6% no número de consumidores em relação ao registrado em 2017. O mercado cativo da Companhia apresentou um aumento entre os períodos analisados, com destaque para o acréscimo observado na classe comercial, com mais 13.497 novos consumidores. Essa evolução evidencia o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla, com reflexo nos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 239 milhões.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla no ano de 2018 apresentou uma retração de 14 GWh em relação ao ano de 2017. Esta redução é o efeito combinado de uma retração observada no mercado cativo da Companhia de 148 GWh, parcialmente compensada por (ii) um maior volume de energia transportada para os clientes livres e para revenda no ano de 2018, 117 GWh e 17 GWh, respectivamente. A energia transportada gera uma receita para a Ampla através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

O consumo do mercado cativo da Companhia apresentou uma redução de 1,7% no ano de 2018 quando comparado ao ano de 2017. Os principais fatores que ocasionaram essa retração no consumo foram (i) a redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de -1,8%, parcialmente compensado pelo, (ii) crescimento vegetativo do mercado cativo em 0,1%.

Com relação às rubricas mencionadas no Demonstrativo de Resultados (tabela acima), apresentamos os comentários sobre as variações relevantes observadas em comparação ao exercício anterior.

Receita Operacional

A receita operacional bruta da Ampla sofreu um incremento de R\$ 566 milhões em relação ao ano de 2017. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2018, alcançou o montante de R\$ 8,3 bilhões, o que representa um incremento de 12,8% (R\$ 940 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 7,3 bilhões. Este incremento é o efeito líquido dos seguintes fatores principais, destacados abaixo:

Fornecimento de Energia Elétrica (incremento de R\$ 715 milhões): Este aumento está associado, principalmente, ao Reajuste Tarifário de 2018, aplicado a partir de 15 de março de 2018, que aumentou as tarifas dos consumidores da Ampla em 21,04% em média (6,51% em 2017), parcialmente compensado pela redução do consumo do mercado cativo em 1,7% (8.547 GWh em 2018 versus 8.695 GWh em 2017).

Disponibilidade da Rede Elétrica (incremento de R\$ 110 milhões): deve-se (i) ao reajuste tarifário de 2018 e (ii) ao aumento de 5,0% no volume de energia vendida para o mercado livre da Companhia (2.430 GWh em 2018 versus 2.313 GWh em 2017).

Outras Receitas (incremento de R\$ 171 milhões): em função, principalmente, de e reclassificação da receita proveniente dos recursos de bandeiras tarifárias, a qual em 2017 estava classificada na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, de modo a atender o despacho Nº 4.356/2017, aliado ao aumento dessas receitas para cobrir maiores custos de energia em 2018. Esse incremento foi parcialmente compensado com os custos de ressarcimentos a clientes no montante R\$ 26 milhões em 2018, os quais estavam classificados em custos operacionais em 2017 (R\$ 54 milhões).

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- (i) Ativos e passivos financeiros setoriais (redução de R\$ 72 milhões): esta redução deve-se, principalmente, a reclassificação da receita proveniente dos recursos de bandeiras tarifárias, de modo a atender o despacho Nº 4.356/2017.

Deduções da Receita

As deduções da receita em 2018 apresentaram um incremento de R\$ 444 milhões em relação ao ano anterior. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Tributos (incremento de R\$ 343 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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Encargos Setoriais (incremento de R\$ 101 milhões): Variação decorrente dos seguintes fatores: (i) aumento da quota de CDE, no qual destaca-se o incremento do orçamento da CDE – USO, conforme Resolução Homologatória N° 2.368, de 9/2/2018, que aprovou as cotas anuais da CDE para o ano de 2018; e (ii) aumento das cotas anuais do encargo tarifário para o exercício de 2018, conforme nova Resolução Homologatória N° 2.446/2018, de 04/09/2018. Este efeito foi parcialmente compensado pela rubrica de Ressarcimento P&D, em função de devolução, pela União, do excedente de arrecadação do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida – ROL, instituído pela Lei nº 12.111/2009. Esse excedente foi repassado às tarifas de energia elétrica, e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir estados e municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, nos 24 meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Custos do Serviço/ Despesa Operacional

Os custos e despesas operacionais em 2018 alcançaram R\$ 4,8 bilhões, uma redução de R\$ 156 milhões em relação ao ano de 2017. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional, em 2018, alcançaram o montante de R\$ 4,17 bilhões o que representa um incremento de R\$ 217 milhões em relação ao ano de 2017, cujo montante foi de R\$ 3,95 bilhões. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Custos e despesas não gerenciáveis (incremento de R\$ 250 milhões), as quais são explicadas, principalmente, pelos seguintes motivos:

- (i) Energia Elétrica comprada para Revenda (incremento de R\$ 87 milhões): deve-se, principalmente, a reajustes contratuais e entrada de contratos de custo maior;
- (ii) Encargos do uso do sistema de transmissão (incremento de R\$ 134 milhões): se explica, basicamente, por incremento na tarifa do custo do uso do sistema de transmissão;
- (iii) Ressarcimento de encargos/Encargos dos serviços dos sistemas (redução da receita em R\$ 29 milhões): decorrente de redução do encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema por uma melhora do índice pluviométrico e uma redução dos riscos de geração térmica.
- (iv) Custos e despesas gerenciáveis (redução de R\$ 407 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2018, alcançaram o montante de R\$ 1,12 bilhões, o que representa uma redução de 2,8% (R\$ 33 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 1,16 bilhões:
 - Redução de R\$ 11 milhões no custo de desativação de bens decorrente de um menor volume de investimentos realizados em 2018;
 - Redução de R\$ 33 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em função, principalmente, de menor provisão para cobrir possíveis perdas com inadimplência de consumidores residenciais, com créditos vencidos há mais de 180 dias;
 - Redução de R\$ 54 milhões nas Indenizações DIC/FIC decorrente de reclassificação destas despesas. De acordo com o novo pronunciamento CPC 47/IFRS15 esta compensação passou a ser registrada como redutora da receita operacional na rubrica de outras receitas. Em 2018, a Companhia registrou R\$ 26 milhões relativo às indenizações de DIC/FIC aos consumidores.

Esse efeito foi parcialmente compensado por:

- (i) Incremento de R\$ 20 milhões em Depreciação e Amortização em decorrência do aumento da base de ativos.
- (ii) Aumento de R\$ 45 milhões em outras despesas operacionais em razão, principalmente, do aumento, em 2018, das perdas de recebíveis de clientes com faturas vencidas há mais de cinco anos, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Companhia atingiu o montante de R\$ 936 milhões no ano de 2018, o que representa um aumento de R\$ 299 milhões em relação ao ano de 2017, cujo montante foi de R\$ 637 milhões. A

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

margem EBITDA da Companhia em 2018 foi de 19,54%, o que representa um incremento de 4,70 p.p. em relação a 2017, de 14,84%.

Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Ampla Energia encerraram o exercício de 2018 em R\$ 352 milhões, uma redução de R\$ 139 milhões em relação ao ano anterior. Esta redução é o efeito líquido das seguintes variações:

- (i) Receita de ativo indenizável (incremento de R\$ 59 milhões): reflete o aumento do IPCA acumulado entre os períodos analisados (3,75% em 2018 versus 2,95% em 2017).
- (ii) Variações monetárias de ativos e passivos setoriais - receitas/despesas (redução de despesa em R\$ 41 milhões): decorrente da constituição de ativos regulatórios ao longo do ano de 2018, o que gerou receita de variação monetária.
- (iii) Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap – receita/despesa (redução de despesa em R\$ 18 milhões): reflete a marcação a mercado da ponta ativa e passiva dos derivativos (swaps).
- (iv) Encargos de dívidas e juros e variação monetária de debentures (redução de R\$ 111 milhões): deve-se, principalmente, a redução do CDI entre os períodos analisados (6,47% em 2018 versus 10,05% em 2017), em conjunto com a capitalização de R\$ 39 milhões relativos ao custo sobre os financiamentos de investimentos em curso no ano de 2018.
- (v) Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas (redução de 57 milhões): decorrente da redução do saldo médio de provisão para contingências ao longo de 2018.
- (vi) Encargos com vendas de recebíveis (redução de R\$ 19 milhões): explica-se, principalmente, pela redução de custos na venda de recebíveis (em média, 2,1% em 2018 versus 3,0% em 2017).

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- (i) Atualização de crédito PIS/COFINS (redução de R\$ 147 milhões): efeito extraordinário registrado em 2017 relativo à decisão judicial favorável à Companhia, referente a restituição do valor pago de COFINS entre os meses de abril/1992 e agosto/1996, período em que a Companhia gozava de imunidade tributária.
- (ii) Outras receitas financeiras (redução de R\$ 15 milhões): em razão, principalmente, de liquidação de créditos junto a fornecedor de energia em 2018. Esses créditos geraram receita de atualização financeira em 2017.
- (iii) Outras despesas financeiras (incremento de R\$ 13 milhões): Variação em função dos seguintes fatores: (i) aumento de custos com a contratação de seguros garantia; e (ii) aumento das ações de cobrança através de descontos na quitação de dívidas de clientes.

Tributos (IR/CSLL)

O Imposto de Renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) registraram uma despesa de R\$ 98 milhões, o que representa um incremento de R\$ 143 milhões em relação ao ano de 2017 (receita de R\$ 45 milhões). Esta variação decorre, principalmente, do aumento da base de cálculo desses tributos.

Lucro/Prejuízo Líquido do Período

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla Energia registrou em 2018 um lucro de R\$ 171 milhões, R\$ 274 milhões superior ao registrado no ano de 2017, prejuízo de R\$ 103 milhões. A margem líquida em 2018 foi de 3,57%.

Variações nos resultados 2017 versus 2016

A Ampla Energia encerrou o ano de 2017 com um total de 3.029.751 consumidores, o que representa uma redução de 1,0% no número de consumidores em relação ao registrado em 2016. Embora tenha havido uma redução no total de consumidores, o mercado cativo da Companhia apresentou um aumento entre os períodos analisados, o qual está

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

concentrado na classe residencial (convencional) com 63.518 novos consumidores*. Essa evolução evidencia o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla, com reflexo nos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 311 milhões.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla no ano de 2017 apresentou uma retração de 131 GWh em relação ao ano de 2016. Esta redução é o efeito combinado de uma retração observada no mercado cativo da Companhia de 561 GWh, parcialmente compensada por (ii) um maior volume de energia transportada para os clientes livres e para revenda no ano de 2017, 425 GWh e 5 GWh, respectivamente. A energia transportada gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

O consumo do mercado cativo da Companhia apresentou uma redução de 6,1% no ano de 2017 (8.695 Gwh) quando comparado ao ano de 2016 (9.256 Gwh). Os principais fatores que ocasionaram essa retração no consumo foram (i) a redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de -7,9%, parcialmente compensado pelo, (ii) crescimento vegetativo do mercado cativo em 2,0%.

Com relação às rubricas mencionadas no Demonstrativo de Resultados (tabela acima), apresentamos nossos comentários sobre às variações relevantes observadas em comparação ao exercício anterior.

Receita Operacional

Em 2017, a receita operacional bruta da Ampla foi de R\$ 8,3 bilhões, apresentando um incremento de R\$ 801 milhões em relação ao ano de 2016 (R\$ 7,5 bilhões). Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2017, alcançou o montante de R\$ 7,3 bilhões, o que representa um incremento de 9,6% (R\$ 643 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 6,7 bilhões. Este incremento é o efeito líquido dos seguintes fatores principais, destacados abaixo:

- (i) Ativos e passivos setoriais (incremento de R\$ 761 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 ativo regulatório devido ao maior risco hidrológico e custos com compra de energia no ano de 2017, que serão ressarcidos no próximo reajuste tarifário de março de 2018.
- (ii) Disponibilidade da Rede Elétrica (incremento de R\$ 175 milhões): deve-se ao aumento de 22,5% no volume de energia vendida para o mercado livre da Companhia (2.313 GWh em 2017 versus 1.888 GWh em 2016).
- (iii) Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo (redução de R\$ 329 milhões): Esta redução está associada aos seguintes efeitos: (i) Reajuste Tarifário de 2017, aplicado a partir de 14 de março de 2017, que reduziu as tarifas dos consumidores da Ampla em 6,51% em média, em conjunto com a (ii) Redução de 6,1% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (8.695 GWh em 2017 versus 9.257 GWh em 2016).

Deduções da Receita

As deduções da receita em 2017 (R\$ 3.039 milhões) apresentaram uma redução de R\$ 70 milhões em relação ao ano anterior (R\$ 3.110 milhões). Esta redução é o efeito das seguintes variações:

- (i) Tributos (incremento de R\$ 29 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento da base de cálculo para apuração destes tributos, em função do incremento observado na receita operacional da Companhia entre os períodos analisados.
- (ii) Encargos Setoriais (redução de R\$ 99 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.

Custos do Serviço/ Despesa Operacional

Os custos e despesas operacionais em 2017 alcançaram R\$ 4,9 bilhões, um incremento de R\$ 656 milhões em relação ao ano de 2016 (R\$ 4,3 bilhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional, em 2017, alcançaram o montante de R\$ 3,95 bilhões o que representa um incremento de R\$ 497 milhões em relação ao no de 2016, cujo montante foi de R\$ 3,45 bilhões. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- (i) Energia Elétrica comprada para Revenda (incremento de R\$ 658 milhões): deve-se, principalmente, a (i) reajustes contratuais, (ii) estorno de provisão de custo de pagamento à UHE Jirau de R\$ 163 milhões no primeiro trimestre de 2016, (iii) maior risco hidrológico, devido a piora do cenário de hidrologia no país, ocasionando um aumento de preço marginal da operação em 2017 versus 2016.
- (ii) Pessoal (Redução de R\$ 21 milhões): deve, principalmente, ao pagamento do programa de demissão voluntária em 2016 que refletiu no aumento dos custos deste ano, em conjunto com maiores valores imobilizados em 2017.
- (iii) Material e Serviços de Terceiros (redução de R\$ 51 milhões): deve-se, principalmente, a maior eficiência na gestão de custos operacionais com menor volume de operações, entre os períodos comparados.
- (iv) Custo de Desativação de Bens (redução de R\$ 36 milhões): deve-se 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.
- (v) Provisões para créditos de liquidação duvidosa (redução de R\$ 78 milhões): redução, 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).
- (vi) Depreciação e Amortização (incremento de R\$ 41 milhões): Este incremento se deve ao aumento da base de ativos, devido ao elevado montante de investimentos efetuado entre os períodos analisados.

Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2017, alcançaram o montante de R\$ 1,16 bilhão, o que representa uma redução de 12,1% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 1,31 bilhão.

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia atingiu o montante de R\$ 637 milhões no ano de 2017, o que representa um aumento de R\$ 257 milhões em relação ao ano de 2016, cujo montante foi de R\$ 380 milhões. A margem EBITDA da Companhia em 2017 foi de 14,84%, o que representa um incremento de 4,22 p.p. em relação a 2016, de 10,62%.

Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Ampla encerraram o exercício de 2017 em R\$ 491 milhões, um incremento de R\$ 47 milhões em relação ao ano anterior (R\$ 443 milhões). Este incremento é o efeito líquido das seguintes variações:

- (i) Renda de aplicação financeira (redução de R\$ 11 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\$ 212 milhões em 2016 para R\$ 97 milhões no 2017.
- (ii) Receita do Ativo Indenizável (redução de R\$ 65 milhões): A variação reflete a redução do IPCA acumulado entre os períodos analisados (6,29% em 2016 versus 2,95% em 2017).
- (iii) Variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais – receita/despesa (incremento líquido de despesa em R\$ 56 milhões): aumento em função do saldo líquido ser mais passivo do que ativo ao longo do ano, o que gerou mais despesa.
- (iv) Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap (incremento líquido de despesa em R\$ 18 milhões): Este valor reflete a marcação a mercado e a variação cambial da ponta ativa dos derivativos (swaps) - redução de R\$ 56 milhões. Em contrapartida, se observa também a variação de R\$ 38 milhões (Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap) nas despesas financeiras que correspondem as apropriações da ponta passiva do instrumento.
- (v) Encargos com vendas de recebíveis (incremento de R\$ 121 milhões): deve-se aos custos da operação de vendas de recebíveis realizada de forma contínua ao longo de 2017, a qual foi iniciada no final de 2016.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- (i) Atualização de crédito PIS/COFINS (incremento de R\$ 148 milhões): deve-se a uma decisão judicial favorável à Companhia referente a restituição do valor pago pela Ampla de COFINS entre abril/1992 e agosto/1996, que não era devido, uma vez que gozava de imunidade tributária na época.
- (ii) Encargos de Dívidas e juros e variação monetária de debentures (redução de R\$ 40 milhões): Esta redução deve-se, principalmente, ao maior saldo médio da dívida em 2017, parcialmente compensado pela redução do CDI entre os períodos analisados.
- (iii) Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas (redução de 23 milhões): Deve-se a acordos realizados no período o que gerou redução da base de contingências que sofre atualização.

Tributos (IR/CSLL)

O Imposto de Renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) em 2017 registraram R\$ 45 milhões de receita de impostos diferidos, a qual é justificada pela redução da base de cálculo destes impostos.

Lucro/Prejuízo Líquido do Período

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla registrou em 2017 um prejuízo de R\$ 103 milhões, valor R\$ 119 milhões menor do que o registrado no ano de 2016, que foi de R\$ 222 milhões. A Margem Líquida em 2017 foi de -2,40%.

Variações nos resultados 2016 versus 2015

A Ampla Energia encerrou o ano de 2016 com um total de 3.060.357 consumidores, o que representa um crescimento de 2,8% em relação ao mesmo período do ano anterior. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, com 5.896 novos consumidores. Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 216 milhões em 2016.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2016 com 2.610.437 consumidores, um incremento de 0,2% em relação ao ano de 2015. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia em 2016, foi de 11.563 GWh, o que representa uma redução de 1,4% (164 GWh) em relação a 2015, cujo volume foi de 11.727 GWh. Esta redução é o efeito combinado de (i) uma retração observada no mercado cativo da Companhia de 458 GWh, com (ii) uma redução de 10 GWh do volume de energia vendida e transportada para revenda, parcialmente compensada por (iii) um maior volume de energia transportada para os clientes livres no ano de 2016, 304 GWh superior ao registrado em 2015. A energia transportada gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

O consumo do mercado cativo da Companhia apresentou uma redução de 4,7% no ano de 2016 (9.257 GWh) quando comparado ao ano de 2015 (9.715 GWh). Os principais fatores que ocasionaram essa retração no consumo foram (i) a redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de 4,9%, parcialmente compensado pelo, (ii) crescimento vegetativo do mercado cativo em 0,1%.

Com relação às rubricas mencionadas no Demonstrativo de Resultados (tabela acima), apresentamos nossos comentários sobre às variações relevantes observadas em comparação ao exercício anterior.

Receita Operacional

Em 2016, a receita operacional bruta da Ampla foi de R\$ 7.577 milhões, uma redução de R\$ 952 milhões em relação a 2015 (R\$ 8.528 milhões). Esta redução é o efeito líquido dos seguintes fatores:

- (i) Fornecimento de Energia Elétrica (incremento de R\$ 229 milhões): Este incremento está associado aos seguintes efeitos (i) Reajuste Tarifário de 2016, aplicado a partir de 15 de março de 2016, que incrementou as tarifas dos consumidores da Ampla em 7,38% em média, parcialmente compensado pela (ii) Redução de 4,7% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.257 GWh no 2016 versus 9.715 GWh no 2015).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- (ii) Ativos e passivos setoriais (redução de R\$ 1.404 bilhão): 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.

Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2016, alcançou o montante de R\$ 6,7 bilhões, o que representa uma redução de 13,8% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 7,8 bilhões.

Deduções da Receita

As deduções da receita em 2016 (R\$ 3.110 milhões) apresentaram uma redução de R\$ 255 milhões em relação ao ano anterior (R\$ 3.365 milhões). Esta redução é o efeito das seguintes variações:

- (i) Tributos (ICMS, PIS, COFINS e ISS): redução de R\$ 113 milhões se deve à redução da base de cálculo para apuração desses tributos, em função do decréscimo na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados.
- (ii) Encargo Setorial CDE: redução de R\$ 142 milhões devido à redução da cota para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, a partir da Reajuste Tarifário de 2016, que passou a vigorar em 15 de março de 2016.

Custos do Serviço/ Despesa Operacional

Os custos do serviço e despesas operacionais em 2016 alcançaram R\$ 4,4 bilhões, uma redução de R\$ 647 milhões em relação ao ano de 2015. Esta redução é o efeito das seguintes variações relevantes:

- (i) *Energia Elétrica comprada para Revenda (redução de R\$ 967 milhões):*
- Durante o ano de 2016 a Companhia realizou venda de 1.151 GWh no mercado SPOT contra compra de 584 GWh no mesmo período do ano anterior.
 - Redução de cerca de R\$ 256 milhões nos custos com o contrato de Itaipu no ano de 2016 devido à redução da tarifa desse contrato.
- (ii) *Despesas com pessoal (redução de R\$ 26 milhões):* deve-se, principalmente, a uma maior ativação dos custos de pessoal no ano de 2016, em função basicamente de maiores investimentos, em conjunto, com uma reversão de provisão de INSS, devido a pagamentos efetuados a maior em anos anteriores, e com uma redução de 13,5% no número de colaboradores próprios entre os períodos analisados.
- (iii) *Material e Serviços de Terceiros (incremento de R\$ 52 milhões):* O incremento se deve ao maior volume de operações (principalmente serviços de cobrança para combate à inadimplência e serviço de manutenção da rede de distribuição) e aos reajustes contratuais entre os períodos comparados.
- (iv) *Custo na Desativação de Bens (incremento de R\$ 71 milhões):* Este aumento se deve ao elevado montante de investimentos efetuado entre os períodos analisados, que ocasionaram maiores desativações de bens.
- (v) *Depreciação e Amortização (incremento de R\$ 31 milhões):* Este incremento se deve ao aumento da base de ativos, devido ao elevado montante de investimentos efetuado entre os períodos analisados.
- (vi) *Provisões para créditos de liquidação duvidosa (incremento de R\$ 86 milhões):* Este incremento se deve ao aumento da inadimplência entre os períodos comparados em função dos seguintes efeitos:
- Redução de 6% da base de consumidores Baixa Renda em 2016 comparado com 2015, reflexo do não atendimento às certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente descredenciamento. Esses clientes passaram a pagar tarifa normal com consequente aumento da morosidade de seus pagamentos à Companhia.
 - Impacto da desaceleração da economia, desemprego e salários reais em queda sobre a capacidade de pagamento de clientes.
- (i) *Indenizações DIC/FIC (incremento de R\$ 11 milhões):* Este incremento se deve a maiores provisões para pagamento de indenização aos clientes por não atendimento de limites regulatórios de indicadores de qualidade.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- (ii) *Outras Despesas/Receitas Operacionais (incremento de R\$ 28 milhões)*: Este aumento é justificado, principalmente, pela receita de venda de bens registrada em 2015.

Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2016, alcançaram o montante de R\$ 1,317 bilhão, o que representa um incremento de 23,8% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 1,063 bilhão.

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia atingiu o montante de R\$ 380 milhões no ano de 2016, o que representa uma redução em relação ao ano de 2015, cujo montante foi de R\$ 399 milhões. A margem EBITDA da Companhia em 2016 foi de 10,62%, o que representa um incremento de 1,57 p.p. em relação a 2015, de 9,05%.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro da Ampla encerrou o exercício de 2016 em R\$ 443 milhões, um incremento de R\$ 232 milhões em relação ao ano anterior (R\$ 211 milhões). Este incremento é o efeito líquido das seguintes variações relevantes:

- (i) *Receita do Ativo Indenizável (redução de R\$ 32 milhões)*: Essa redução é explicada, basicamente, pela variação decorrente da implantação da resolução 674-Aneel ocorrida em dezembro/16. Esta resolução alterou atributos de classificações de alguns ativos, que ocasionaram mudança de vida útil nos bens já presentes no intangível.
- (ii) *Variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais (redução de R\$ 39 milhões)*: Essa variação se deve, basicamente, a redução dos ativos regulatórios decorrente de um menor custo de compra de energia no ano de 2016 comparado ao que se encontra na tarifa, ocasionando um maior passivo regulatório e uma menor variação monetária positiva.
- (iii) *Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap (R\$ 180 milhões)*: Constituição desta rubrica, a partir de 2016, devido a novas captações realizadas, que possuem este tipo de instrumento. Este valor reflete a marcação a mercado e a variação cambial da ponta ativa dos derivativos (swaps). Em contrapartida, se observa também a variação de R\$ 216 milhões (Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap) nas despesas financeiras que correspondem as apropriações da ponta passiva do instrumento.
- (iv) *Encargos de Dívidas (incremento de R\$ 109 milhões)*: Este incremento deve-se, principalmente, ao aumento da dívida bruta da companhia entre os anos comparados, em conjunto com a variação de +0,78 p.p. do CDI médio entre os anos 2016 e 2015. Do montante de encargos de dívida em 2016, R\$ 147 milhões refere-se aos encargos dos mútuos subordinados que a Companhia mantém com o seu controlador Enel Brasil.
- (v) *Variações Monetárias (redução de R\$ 20 milhões)*: Esta variação é explicada principalmente pela redução de 4,38 p.p. do IPCA entre os anos comparados.

Tributos (IR/CSLL)

O Imposto de Renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) em 2016 registraram R\$ 94 milhões de receita de impostos diferidos, a qual é justificada pela redução da base de cálculo destes impostos.

Lucro/Prejuízo Líquido do Período

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla registrou em 2016 um prejuízo de R\$ 222 milhões, valor R\$ 187 milhões maior do que o registrado no ano de 2015, R\$ 35 milhões. A Margem Líquida em 2016 foi de -6,19%.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

a) resultados das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A receita da Companhia dos exercícios findos em 2016, 2017, 2018 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 Ampla. Além disso, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete as mudanças na economia do Estado do Rio de Janeiro (área de concessão da Ampla). 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

2018

Em 2018, a receita pelo fornecimento de energia elétrica atingiu um montante de R\$ 6.950 milhões, resultado do reajuste tarifário de 2018, que passou a vigorar a partir de 15 de março de 2018, gerando um incremento médio de 21,04% nas tarifas da Companhia.

Outro fator que impactou a receita em 2018 foram os repasses de bandeiras tarifárias, registrados em outras receitas. Estes repasses geraram um aumento na receita operacional bruta em cerca de R\$ 182 milhões, os quais foram parcialmente compensados com os custos de ressarcimentos a clientes no montante R\$ 26 milhões em 2018, os quais também são registrados em outras receitas.

2017

Em 2017, a receita pelo fornecimento de energia elétrica atingiu um montante de R\$ 6.235 milhões, resultado do reajuste tarifário de 2017, que passou a vigorar a partir de março de 2017 gerando uma redução média de 6,51% nas tarifas da Companhia.

Outro fator que impactou a receita em 2017 foram os ativos e passivos financeiros setoriais, período em que foram registrados mais ativos regulatórios que foram contemplados na tarifa definida no reajuste tarifário de março de 2018. Com isso, a rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, gerou um aumento na receita operacional bruta em cerca de R\$ 761 milhões. Os ativos regulatórios devem-se, principalmente, a um maior custo de compra de energia ao longo do ano 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, a qual atingiu um montante total de R\$ 7.577 milhões. Neste período, a receita oriunda do fornecimento de energia foi impactada pelo reajuste tarifário anual de 2016, aplicado a partir de 15 de março de 2016, que incrementou as tarifas da Ampla em 7,38%, em média, parcialmente compensado pela redução de 4,7% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.257 GWh no 2016 versus 9.715 GWh no 2015).

O efeito acima exposto foi parcialmente compensado pela maior contabilização de passivos regulatórios no período, os quais são deduzidos no reajuste tarifário do ano seguinte (março 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.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 Ampla e regulados pela Aneel. Tais mecanismos preveem revisões tarifárias a cada cinco 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 2018, 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 sofreu acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
De 01/02/2017 a 30/04/2018: A tarifa sofreu acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017);

A partir de 01/05/2018: A tarifa amarela sofreu redução e ficou estipulada em R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.392/2018).

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

De 01/09/2015 à 31/01/2016: A tarifa sofreu acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos;
De 01/02/2016 à 31/01/2017: A tarifa passou a ter dois patamares de acréscimo (R\$ 3,00 ou R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos);
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)
De 01/11/2017 a 30/04/2018: A tarifa da bandeira patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017);
A partir de 01/05/2018: As tarifas passaram a ser R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 5,00 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.392/2018).

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2018 e 2017, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Amarela	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	490,74	377,47	140,51	56,74

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária definido pela CCEE.

2017	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Amarela	Vermelha (Patamar 1)	Vermelha (Patamar 1)	Verde	Amarela	Vermelha (Patamar 1)	Amarela	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 1)
CVU/PLD gatilho - R\$/MWh	128,65	179,74	279,04	426,99	447,61	155,85	237,71	513,51	411,92	698,14	533,82	201,51

CVU: Custo variável da última térmica despachada, válido de jan/17 a out/17; PLD Gatilho, válido em nov/17 e dez/17.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Revisão Tarifária

De acordo com seu contrato de concessão, a cada 5 (cinco) anos, a Companhia passa pelo processo de revisão tarifária periódica. Em 2018, a Companhia passou pela quarta revisão tarifária periódica aprovada em caráter provisório, em virtude dos valores provisórios da Base de Remuneração Regulatória, aplicada a partir de 15 de março de 2018. A revisão tarifária média foi de 21,04%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.377, de 13 de março de 2018, com vigência de 15 de março de 2018 a 14 de março de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, houve um aumento em torno de 21,46%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 19,94%.

Assinatura do 6º Aditivo ao Contrato de Concessão e Reajuste Tarifário Anual

Em 14 de março de 2017, a Ampla assinou o 6º Aditivo ao Contrato de Concessão com as novas regras conforme resultados das Audiências Públicas (AP) nº 095 e 058. Nessas audiências foram discutidas a regulamentação e a aplicação dos procedimentos tarifários a serem adotados para as distribuidoras que assinarem, por opção, o termo aditivo com as novas regras, de acordo com o Despacho nº 2.194/2016. Dentre os principais temas contemplados no Aditivo, que visa contribuir para a sustentabilidade da atividade de concessão da Companhia, estão: (i) a trajetória de perdas não técnicas que irá compor as tarifas até 2019; (ii) a trajetória para adequação dos indicadores de qualidade do serviço que deverão ser atendidos pela Companhia e (iii) a antecipação da próxima Revisão Tarifária de março de 2019 para março de 2018. As novas regras já foram aplicadas no reajuste tarifários de 2017.

De acordo com o seu contrato de concessão, a Companhia teve seu reajuste tarifário em 15 de março de 2017. O reajuste tarifário médio foi de -6,51%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.207, de 14 de março de 2017. Para os consumidores de baixa tensão, o reajuste foi, em média, -6,24%. Já para os clientes de média e alta tensão, o índice foi, em média, -7,12%.

Reajuste Tarifário

Em 8 março de 2016 a Resolução homologatória nº 2.023 homologou os resultados do Reajuste Tarifário da Ampla de 2016. O reajuste homologado representou um efeito médio para os consumidores de 7,38%, tendo a seguinte composição: (i) reposicionamento tarifário de 3,25%; (ii) adição de componentes financeiros para o período 2016-2017 de 7,81%; e (iii) subtração de componentes financeiros do período 2015-2016, correspondentes a 3,68%. As novas tarifas passaram a vigorar em 15 de março de 2016.

c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

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

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

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

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

Todas as informações sobre constituição, aquisição ou alienação de participação societária envolvendo a Companhia já foram disponibilizadas no item 15.7 deste Formulário de Referência.

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. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

a) Mudanças significativas nas práticas contábeis

2018

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2018, 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"), e as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)), e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

As demonstrações contábeis foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens:

- (i) Instrumentos financeiros – mensurados a valor justo por meio do resultado;
- (ii) Instrumentos financeiros - disponíveis para venda; Contingências e Benefício a empregados.

A preparação 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, e provisões para riscos tributários, ambientais, cíveis e trabalhistas, benefícios pós-emprego, intangível (amortização) e instrumentos financeiros.

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.

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"), e as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)), e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

As demonstrações contábeis foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens:

- (i) Instrumentos financeiros – mensurados a valor justo por meio do resultado;
- (ii) Instrumentos financeiros - disponíveis para venda; Contingências e Benefício a empregados.

A preparação 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, e provisões para riscos tributários, ambientais, cíveis e trabalhistas, benefícios pós-emprego, intangível (amortização) e instrumentos financeiros.

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

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

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:

- (i) Instrumentos financeiros – mensurados a valor justo por meio do resultado; e
- (ii) 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.

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.

2018

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 2018, 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 Ampla Energia e Serviços S.A. em 31 de dezembro de 2018, 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.

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 Ampla Energia e Serviços S.A. 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 Ampla Energia e Serviços S.A. 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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 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. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

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. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados

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. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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 à melhoria de qualidade do sistema e atender o crescimento de mercado com a exigência de novas conexões.

Em 2018, foram conectados cerca de 14 mil novos clientes a rede da Companhia, totalizando mais 82 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.

A Companhia não realiza divulgação de projeções para o mercado.

Segue abaixo os investimentos realizados referentes aos três últimos exercícios sociais:

Investimentos	2018	2017	2016
Novas Conexões	239.261	311.058	219.120
Rede	366.110	516.305	630.572
Combate às Perdas	94.315	102.601	164.976
Qualidade do Sistema Elétrico	271.795	413.705	465.596
Outros	67.081	189.728	128.103
Variação de Estoque	653	82.093	(57.022)
Total Investido	673.105	1.099.184	920.773
Aportes / Subsídios	(27.252)	(77.623)	(32.138)
Investimento Líquido	645.853	1.021.561	888.635

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.

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 Companhia financia seus investimentos com a geração de caixa provenientes de suas atividades operacionais e com recursos para financiar investimentos em demanda, extensão da rede, qualidade do sistema elétrico e combate às perdas, oriundos de fontes de financiamentos de longo prazo, operações no mercado de capitais e outras formas de financiamento, como empréstimos junto ao seu acionista controlador.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

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

11. Projeções / 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Nos termos do artigo 20 da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada (“Instrução CVM 480”), a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Desta forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

(a) objeto da projeção

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(b) período projetado e o prazo de validade da projeção

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(d) valores dos indicadores que são objeto da previsão

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

11. Projeções / 11.2 - Acompanhamento das projeções

(a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas neste Formulário de Referência e quais delas estão sendo repetidas neste Formulário de Referência

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega deste Formulário de Referência e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

(a) atribuições de cada órgão e comitê, identificando se possuem regimento interno próprio

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, com os poderes conferidos pela lei aplicável e de acordo com o estatuto social da Companhia.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, constituído por até 7 membros e até igual número de suplentes, os quais terão mandatos coincidentes de 03 anos, permitida a reeleição. Atualmente, o Conselho de Administração é composto por 6 membros efetivos e igual número de 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; (ii) convocação da Assembleia 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 Assembleia 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; (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; (ix) a realização de investimentos não previstos no orçamento anual, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 25.000.000,00 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; (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; (xii) patrocínios em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00; (xiii) contratação de consultorias de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00; (xiv) contratação de publicidade e marketing de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00; (xv) doações de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00; (xvi) celebração de transações judiciais e extrajudiciais que impliquem desembolsos de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00, e de atos que importem em renúncia de direitos pela Companhia, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00; (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; alienação ou oneração de bens a serem ou já registrados no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% 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.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Comitês

A Companhia não possui comitês estatutários, apenas o Comitê de Prevenção de Riscos Penais e o Comitê de Supervisão do Programa de Integridade, os quais foram aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia e que tem as responsabilidades e atribuições detalhadas a seguir.

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 Companhia tem como principal objetivo monitorar a eficácia e atualização do Programa de Integridade da Companhia, a fim de prevenir ou mitigar os riscos que possam gerar responsabilidades para a Companhia. 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 da Companhia e as mudanças legais; e analisa o descumprimento éticos identificados e determinar as medidas disciplinares aplicáveis.

Adicionalmente, 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 Companhia; 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.

(i) regimento interno próprio

O Conselho de Administração da Companhia não possui regimento interno próprio.

(ii) comitê de auditoria estatutário

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui um Comitê de Auditoria Estatutário.

(iii) avaliação do trabalho da auditoria independente pelo conselho de administração

O Conselho de Administração da Companhia aprova a nomeação dos auditores independentes, a substituição de tais auditores independentes, a remuneração e o escopo dos serviços contratados, bem como supervisiona as atividades dos auditores independentes, a fim de avaliar sua independência, qualidade dos serviços prestados e a adequação dos serviços prestados às necessidades da Companhia.

(b) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

A Diretoria é responsável pela administração das operações da Companhia, assegurando seu funcionamento regular, segundo as diretrizes apontadas pelo Conselho de Administração. A Diretoria Executiva da Companhia é formada por até 12 (doze) Diretores, cujas designações estão descritas no item "d" com mandato de três anos e reeleição permitida.

A Diretoria Executiva não possui regimento interno próprio.

Compete ao Diretor Presidente individualmente representar a Companhia, ativa e passivamente, sendo responsável pelas seguintes atribuições: gestão e fiscalização das atividades da Companhia

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

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.

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.

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 ser 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 14 do Estatuto Social da Companhia, assegurar o funcionamento regular da Companhia.

Além de outras funções que lhe forem determinadas pelo Conselho de Administração, os Diretores da Companhia terão as seguintes atribuições e responsabilidades:

Diretor Presidente: responsável pela gestão e fiscalização das atividades da Companhia e de sua Diretoria, em todas as áreas;

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

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;

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;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

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;

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;

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;

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;

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;

Diretor Jurídico: responsável pela 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;

Diretor de Compras: a gestão e qualificação de fornecedores, compras de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral;

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.

(c) data de instalação do Conselho Fiscal, se este não for permanente

A Companhia tem um conselho fiscal, de funcionamento não permanente, podendo ser instalado nos exercícios sociais a pedido de acionistas que representam, no mínimo, 10% com direito a voto, ou 5% das ações sem direito a voto. A Companhia não teve seu Conselho Fiscal instalado, tanto na data deste Formulário de Referência, quanto nos últimos 3 exercícios sociais.

(d) mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que a ele se reporta

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

O Conselho de Administração da Companhia é composto majoritariamente por executivos do grupo Enel, sendo estes avaliados anualmente de forma a assegurar que as diretrizes globais do grupo Enel estejam sendo praticadas pelos executivos da Companhia e do grupo Enel. Adicionalmente, as Diretrizes de Governança Corporativa aprovadas em Reunião de Conselho de Administração da Companhia em 23 de agosto de 2016 preveem que o Conselho de Administração da Companhia deve adotar um procedimento formal de auto avaliação para analisar seu funcionamento, tamanho e composição. A avaliação deve ser realizada pelo menos uma vez a cada três anos, com o apoio de consultores externos, caso necessário. A última auto avaliação do conselho foi realizada em 2018.

(i) periodicidade da avaliação e sua abrangência

O processo de avaliação de desempenho da Diretoria da Companhia ocorre anualmente com base nas metas definidas para cada membro. Além disso, a Companhia também realiza o acompanhamento de metas definidas com base no planejamento estratégico do ano ("Scorecard") e que possui relação direta com o pagamento de bônus da Diretoria.

Os demais órgãos da administração e comitês da Companhia não possuem mecanismos de avaliação de desempenho.

(ii) metodologia adotada e principais critérios utilizados na avaliação

O processo de avaliação de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários da Companhia está alinhado com suas estratégias, conjunto de objetivos estratégicos e metas de curto e longo prazo contido no mapa estratégico. Essas metas têm abrangência em todos os processos de negócio e áreas, bem como são desdobradas e formalizadas por meio de Scorecard. O acompanhamento do contrato de gestão acontece mensalmente dentro dos fóruns de performance. No final do ano, é feita uma avaliação completa do nível de alcance dos objetivos e metas da Companhia.

Não existe processo formal de avaliação de desempenho para os membros dos comitês ou órgãos, nem tampouco para os membros do conselho de administração. Arelado ao processo de administração de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários, a Companhia tem uma prática de remuneração variável baseada em metas empresariais qualitativas e quantitativas. Dessa forma, a Companhia busca atribuir aos seus executivos incentivos de médio e longo prazo, que objetivam alinhar os interesses dos próprios executivos e acionistas.

Os mecanismos são aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia.

(iii) como os resultados da avaliação são utilizados para aprimorar o funcionamento do órgão

Através do processo de avaliação de desempenho, a Companhia realiza o acompanhamento da contribuição individual de cada executivo e, conseqüentemente, do respectivo órgão ocupado como um todo como estratégia de organização. A avaliação é realizada para alcançar objetivos de curto prazo e que resultam em melhorias para Companhia a longo prazo.

(iv) contratação de serviços de consultoria ou assessoria externos

A Companhia pode vir a contratar serviços de consultoria ou assessoria externos para realizar as avaliações de desempenho dos diretores, no entanto, nos últimos três exercícios sociais a Companhia não contratou tais serviços.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

(a) prazos de convocação

A Companhia não adota prática diferenciada em relação ao previsto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("**Lei das Sociedades por Ações**") quanto ao prazo de convocação de assembleias gerais. Dessa forma, as Assembleias Gerais da Companhia são convocadas mediante anúncio publicado por três vezes no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, bem como em outro jornal de grande circulação, e a primeira convocação deve ser feita, no mínimo, 15 dias antes da realização da assembleia geral, e a segunda convocação deve ser feita com, no mínimo, 8 dias de antecedência.

(b) competências

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, 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 das Sociedades por Ações, 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. Também prevê o Estatuto Social da Companhia que 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 (i) na sede da Companhia; e (ii) por meio dos endereços eletrônicos da CVM (<http://www.cvm.gov.br>) e da Companhia (<https://www.enel.com.br/pt/investidores/enel-distribuicao-rio/reunioes-de-conselho-e-assembleias-gerais.html>).

(d) identificação e administração de conflito de interesses

A Companhia atualmente não estabelece nenhum mecanismo específico ou política para fins de identificação de eventual conflito de interesses de algum acionista em relação a matéria a ser deliberada em Assembleia Geral. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, cabe ao Presidente da Assembleia declarar a existência do conflito de interesses e impedir o voto do acionista, somente devendo fazê-lo nos casos em que a proibição de voto restar evidente.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

(e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

Com relação à participação por meio de procurador, a outorga de poderes de representação para participação na Assembleia Geral deverá ter sido realizada há menos de 1 (um) ano, nos termos do artigo 126, § 1º, da Lei das Sociedades por Ações. Adicionalmente, em cumprimento ao disposto no artigo 654, § 1º e § 2º do Código Civil, a procuração deverá conter a indicação do lugar onde foi passada, a qualificação completa do outorgante e do outorgado, a data e o objetivo da outorga com a designação e a extensão dos poderes conferidos, contendo o reconhecimento da firma do outorgante.

Vale mencionar que (a) as pessoas naturais acionistas da Companhia somente poderão ser representados na Assembleia Geral por procurador que seja acionista, administrador da Companhia, advogado ou instituição financeira, consoante previsto no artigo 126, § 1º da Lei das Sociedades por Ações; e (b) as pessoas jurídicas que forem acionistas da Companhia poderão, nos termos da decisão da Comissão de Valores Mobiliários - CVM no âmbito do Processo CVM RJ2014/3578, julgado em 04 de novembro de 2014, ser representadas por procurador constituído em conformidade com seu contrato ou estatuto social e segundo as normas do Código Civil, sem a necessidade de tal pessoa ser administrador da Companhia, acionista, advogado ou instituição financeira.

No caso de procuração em língua estrangeira, esta deverá ser acompanhada dos documentos societários, quando relativa à pessoa jurídica, e do instrumento de mandato, todos devidamente vertidos para o português por tradutor juramentado, não sendo necessário o apostilamento ou a sua notariação e a consularização, conforme aplicável. Os documentos em inglês e espanhol estão dispensados também de tradução.

(f) formalidades necessárias para a aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

O acionista ou seu representante legal deverá comparecer à assembleia geral munido de: (i) documentos hábeis à comprovação de sua identidade; (ii) comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de titularidade do acionista ou em custódia, na forma do artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações; e (iii) instrumento de mandato, devidamente regularizado na forma da lei, na hipótese de representação do acionista.

Para fins de melhor organização da assembleia geral, a Companhia recomenda aos acionistas que depositem na sede da Companhia os documentos retro referidos com antecedência de 72 (setenta e duas) horas contadas da data da realização da assembleia geral.

A Companhia não dispensará o apostilamento, ou notariação e consularização, conforme aplicável, dos documentos de representação expedidos no exterior. Tais documentos devem ser vertidos para o português por meio de tradutor juramentado, sendo dispensada a tradução de documentos em inglês ou espanhol.

A Companhia ainda não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

(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

Os acionistas poderão ainda, alternativamente aos procedimentos descritos nos itens I e II acima, enviar seus Boletim de Voto à Distância diretamente à Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 561/15 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:

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) representante(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) 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.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

(i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberações, 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) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

A Companhia não mantém fóruns ou páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das 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 instruções de preenchimento transmitidas ao agente escriturador da Companhia, Banco Bradesco S.A. situado no Núcleo Cidade de Deus, s/nº, Vila Yara, Osasco, São Paulo, CEP: 06029-900, endereço eletrônico: 4010.acecustodia@bradesco.com.br. Para tanto, os acionistas deverão entrar em contato com o seu agente de custódia das ações de emissão da Companhia e verificar os procedimentos por ele estabelecidos para a emissão das instruções de voto via Boletim de Voto à Distância, bem como os documentos e informações que venham a ser por ele exigidos.

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

O Conselho de Administração da Companhia é o seu órgão de deliberação colegiada, responsável pelo estabelecimento das políticas e diretrizes gerais de negócio, incluindo a sua estratégia de longo prazo, o controle e a fiscalização do seu desempenho. É responsável, também, dentre outras atribuições, pela supervisão da gestão dos diretores da Companhia.

(a) número de reuniões realizadas no último exercício social

O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, nas datas previstas no calendário anual e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo seu Presidente ou por 2 (dois) de seus membros. As reuniões do Conselho de Administração somente serão consideradas validamente instaladas se contarem com a presença da maioria dos conselheiros em exercício. Independentemente das formalidades de convocação, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os membros do Conselho de Administração.

As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas por escrito com antecedência mínima de 24 horas, com apresentação da data, horário e local da reunião, bem como da pauta dos assuntos a serem tratados

No último exercício social, o Conselho de Administração realizou 8 reuniões, sendo 4 reuniões ordinárias e 3 reuniões extraordinárias.

(b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

A Companhia não possui acordo de acionistas vigente na data de apresentação deste Formulário de Referência.

(c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O Código de Ética da Companhia prevê uma conduta a ser adotada em caso de conflito de interesses que orienta como identificar e proceder em situações de conflito de interesses. Essa conduta aplica-se a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.

Além disso, 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.

(d) política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração

(i) órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui política de indicação e de preenchimento de cargos do Conselho de Administração formalmente aprovada.

(ii) principais características da política, incluindo regras relativas ao processo de indicação dos membros do conselho de administração, à composição do órgão e à seleção de seus membros

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui política de indicação e de preenchimento de cargos do Conselho de Administração formalmente aprovada.

12. Assembléia e administração / 12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos

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. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Fernando Andrade 052.136.046-33	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	1 0%
Margot Frota Conh Pires 718.593.303-04	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%
Janaína Savino Villela 088.290.577-54	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%
Artur Manuel Tavares Resende 232.779.308-40	21/11/1959 Engenheiro em Tecnologia da Informação	Pertence apenas à Diretoria 10 - Diretor Presidente / Superintendente	07/12/2018 15/12/2018	03 anos Sim	0 0%
Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes					
Julia Freitas de Alcantara Nunes 072.144.867-41	29/10/1976 Economista	Pertence apenas à Diretoria 13 - Diretor Presidente / Diretor de Relações com Investidores	26/03/2020 26/03/2020	15/12/2021 Sim	0 0%
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Administrativo e de Planejamento; e Controle					
Alain Rosolino (V8353060) 000.000.000-00	02/12/1978 Economista	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2020 27/04/2020	3 anos Sim	0 0%
Guilherme Gomes Lencastre 045.340.147-32	17/08/1972 Engenheiro de Produção	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2019 26/04/2019	03 anos Sim	0 0%

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

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			
Michele Rodrigues Nogueira	15/09/1977	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2019	03 anos	0
069.485.857-95	Contadora	23 - Conselho de Administração (Suplente)	26/04/2019	Sim	0%
Marcia Massotti Carvalho	01/04/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2019	03 anos	1
043.055.727-29	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	26/04/2019	Sim	0%
Otacilio de Souza Junior	10/11/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2019	03 anos	1
705.797.097-87	Analista de Sistemas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2019	Não	0%
LUIZ CARLOS FRANCO CAMPOS	09/02/1950	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2019	03 anos	1
101.634.847-91	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	26/04/2019	Não	60%
Mario Fernando de Melo Santos	18/07/1938	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2019	03 anos	6
000.541.194-72	Engenheiro Eletricista	20 - Presidente do Conselho de Administração	26/04/2019	Sim	100%
Nicola Cotugno	24/10/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	24/04/2019	03 anos	0
065.191.267-99	Engenheiro Mecânico	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	24/04/2019	Sim	0%
Márcia Sandra Roque Vieira Silva	14/09/1968	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2020	03 anos	1
275.382.303-00	Engenheira	39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2020	Sim	0%

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

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			
A Sra. Márcia Sandra exerce o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração e de Diretora de Mercado, para a qual foi eleita em 07/12/2018 até 15/12/2021, e tomou posse em 15/12/2018.		Diretora de Mercado			
Anna Paula Hiotte Pacheco	05/11/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2020	03 anos	1
043.007.817-02	Engenheira	39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2020	Não	0%
A Sra. Anna Paula exerce o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração e de Diretora de Regulação, para a qual foi eleita em 07/12/2018 até 15/12/2021, e tomou posse em 15/12/2018		Diretora de Regulação			
Cristine de Magalhães Marcondes	15/05/1975	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	25/07/2019	03 anos	0
031.702.246-62	Advogada	39 - Outros Conselheiros / Diretores	25/07/2019	Sim	0%
Membro Suplente do Conselho de Administração eleita na AGO de 26/04/2019		Diretora Jurídica			
José Nunes de Almeida Neto	15/12/1955	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	26/04/2019	03 anos	0
116.258.723-72	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	26/04/2019	Sim	0%
O Sr. José exerce o cargo de membro suplente do Conselho de Administração e de Diretor de Relações Institucionais, para o qual foi eleito em 07/12/2018 até 15/12/2021 e tomou posse em 15/12/2018		Diretor de Relações Institucionais			
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência					
Fernando Andrade - 052.136.046-33					

Nascido em 22 de junho de 1981, na cidade de Uberlândia, em Minas Gerais. Formou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia em 2006. Começou sua carreira em 2004 como trainee da EDF – Electricité de France, em Paris. Em 2006 ingressou no Grupo Enel como coordenador de manutenção do pólo de Angra dos Reis. Desde então, atuou como responsável de inúmeros projetos de engenharia. Em dezembro de 2014 concluiu o mestrado em engenharia de produção na Universidade Federal Fluminense. De fevereiro de 2016 a maio de 2017, atuou como responsável da área de Network Planning, Investment Analysis and Subsidized Financing Brazil. Atualmente, é responsável pela área de Planejamento e Engenharia. O Sr. Fernando Andrade não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Margot Frota Conh Pires - 718.593.303-04

Ingressou no grupo Enel em 1998, como analista de compras. De 2005 a 2012 foi responsável pela área de aprovisionamentos Brasil. Atualmente é Diretora de Compras, na Ampla Energia e Serviços S.A, na Companhia Energética do Ceará – COELCE, na Enel Cien S.A, ,a Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A, na Enel Brasil S.A, na CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A, e na Celg Distribuição S.A. - CELG-D. A Sra. Margot Frota não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Janaína Savino Villela - 088.290.577-54

Em 2008, passou a exercer a função de responsável pela área de Comunicação Externa da holding Enel Brasil e suas controladas. Em 27 de março de 2013, foi eleita como Diretora de Relações Institucionais e Comunicação da Ampla Energia e Serviços S.A.. Atualmente, é Diretora de Comunicação na Ampla Energia e Serviços S.A, na Companhia Energética do Ceará – COELCE, na Enel Cien S.A, ,a Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A, na Enel Brasil S.A e na CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. A Sra. Janaína Savino não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Artur Manuel Tavares Resende - 232.779.308-40

É formado em Tecnologia da Informação pela Universidade Simón Bolívar e possui MBA em Marketing, MBA em administração de empresas em instituições nacionais e internacionais: Fundação Getúlio Vargas, IESA/Venezuela, Darden School of Business/EUA. Executivo de carreira internacional com uma ampla trajetória de transformação em cargos de Diretoria e C Level nas áreas de tecnologia da informação, Gestão Comercial, Marketing, Serviços ao Cliente, Relacionamento Público, Telecom, M&A, Serviços Compartilhados e Operações. Fluente em português, em espanhol e inglês. Na Eletropaulo atuou como Diretor de Clientes Públicos, Diretor de Revenue Management e Diretor Comercial. Atualmente é Chief Operating Officer na empresa e também se desempenha como professor de Marketing da Fundação Getúlio Vargas. O Sr. Artur Resende não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Julia Freitas de Alcantara Nunes - 072.144.867-41

Julia Freitas de Alcantara Nunes, brasileira, nascida em 29/10/1976, na cidade de Petrópolis, Rio de Janeiro. Graduiu-se em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Iniciou sua carreira, em 2002, como Gerente Financeira da Brasil Sullne Com Ltda., Grupo com diferentes negócios para o Setor Público, tais como Lavanderia Hospitalar, Confecção Industrial, Construção Civil, Segurança Pública e Agronegócio. Em 2006, ingressou no Grupo Enel como Analista de Planejamento e Controle da Ampla Energia e Serviços S.A., atuando como responsável pela implementação, no Brasil, do Sistema de Reporting da EnelSpA. Posteriormente, ocupou diversos cargos dentro do Grupo. Foi Responsável de Planejamento e Controle de Geração e de Gestão de Energia Brasil, de 2015 a 2016, e atualmente é a Responsável de Planejamento e Controle de Infraestrutura e Redes Brasil. Principais atribuições: gestão dos processos de Business Plan e de Budget; controle mensal dos resultados; revisões orçamentárias ao longo do ano corrente; responsável pelos processos de modelagem da margem das distribuidoras, incluindo o modelo regulatório de definição de tarifas; participação ativa nas análises econômicas e financeiras dos Business Plan dos processos de M&A da Business Line de distribuição no Brasil; e participação ativa no processo de Take Over de empresas. Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Alain Rosolino (V8353060) - 000.000.000-00

De nacionalidade italiana, nascido em 02 de dezembro de 1978, com graduação em Economia e mestrado em Gestão de Negócios pela L.U.I.S.S. University (Roma). Nos últimos 5 anos, exerceu, em 2016, função de Gestor de Recursos Humanos da Enel S.p.A., no Chile; participou da integração da Enel Green Power Chile na estrutura do país, durante o período compreendido entre janeiro de 2017 e dezembro de 2018; e, de 2018 a 2019, exerceu função de Gestor de Recursos Humanos da Enel S.p.A., na Argentina. Atualmente, exerce a função de Head of People and Organization, no Brasil, além de ser Diretor de Recursos Humanos e Organização da Enel Brasil S.A., desde 25 de novembro de 2019. O Sr. Alain Rosolino não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Guilherme Gomes Lencastre - 045.340.147-32

De nacionalidade brasileira, nascido em 17 de agosto de 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. O Sr. Guilherme Lencastre não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Michele Rodrigues Nogueira - 069.485.857-95

De nacionalidade brasileira, nascida em 15 de setembro de 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. A Sra. Michele Rodrigues não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

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 expresse 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 permaneceu por 4 anos. Em dezembro de 2014, assumiu a responsabilidade pela área de Sustentabilidade de todas as empresas do Grupo. A Sra. Márcia Massotti não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Otacilio de Souza Junior - 705.797.097-87

Otacilio de Souza Junior ingressou na antiga CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro em 23 de novembro de 1977 através de concurso público, na área de Serviços Gerais, passando pela Diretoria Comercial, na qual se encontra até a presente data. Em 18 de dezembro de 2006 assumiu a Presidência do Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense – STIEENNF, cumprindo seu mandato até 2010, quando foi reeleito para mais um mandato de 4 anos. O Sr. Otacilio Junior não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

LUIZ CARLOS FRANCO CAMPOS - 101.634.847-91

Em 1998, ingressou no Grupo Enel, na Ampla Energia e Serviços como engenheiro, permanecendo até 2005. Atualmente é Membro Efetivo do Conselho de Administração - representante dos trabalhadores. O Sr. Luiz Campos não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

De nacionalidade brasileira, nascido em 18 de julho de 1938. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Trabalhou na Companhia Hidroelétrica do São Francisco de 1962 a 1990 exercendo função de Engenheiro e gerente na área de Construção, Operação e Manutenção do Sistema Energético, Diretor de Operação e Presidente em exercício em diversas oportunidades. Foi coordenador nacional de Abastecimento do Departamento Nacional de Combustíveis SNE/MINFRA, de julho de 1990 até abril de 1991. Diretor de Operação de Sistema e Presidente interino nas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS entre 1991 e 1998. Foi diretor - Gera da ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico por 8 anos. É presidente do Conselho de Administração da Endesa Brasil S.A. desde 2005 e presidente do Conselho de Administração da Ampla desde 29 de abril de 2008, presidente do Conselho de Administração da Coelce desde 17 de maio de 2006. Ocupou o cargo de presidente do Conselho de Administração da Ampla Investimentos e Serviços S.A. desde 28 de abril de 2006 até 21 de novembro de 2011, data de sua incorporação. O Sr. Mario Santos não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Nicola Cotugno - 065.191.267-99

De nacionalidade italiana, 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 Internacioani pelo Institut européen 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 Electrarne (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. O Sr. Nicola Cotugno não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Márcia Sandra Roque Vieira Silva - 275.382.303-00

De 2010 a 2012 atuou na gestão de desenvolvimento de pessoas, na Enel Brasil. De 2012 a 2014, na Endesa Espanha, ocupou o cargo de Gerente de RH. De 2014 até 2016 ocupou o cargo de Gerente de RH na Enel Green Power. Atualmente, ocupa o cargo de Diretora de Mercado na Companhia Energética do Ceará – COELCE e Ampla Energia e Serviços S.A. A Sra. Márcia Sandra não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Anna Paula Hiotte Pacheco - 043.007.817-02

Nascida em 05 de novembro de 1974, é formada em Engenharia de Produção pela Pontifícia Universidade Católica (PUC), com especialização em Gerenciamento de Projetos de Engenharia de Produção na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. Ingressou no Grupo Enel em 2000, tendo ocupado a posição de Coordenadora de Regulação e Comercialização de Energia entre março de 2000 a setembro de 2010. Posteriormente, ainda em setembro de 2010, assumiu a posição de Gerente de Regulação e Comercialização na Companhia Energia Sustentável do Brasil S.A – GDF, onde permaneceu até janeiro de 2013. Em fevereiro de 2013 voltou para o Grupo Enel, onde assumiu a posição de Diretora de Regulação Brasil e Uruguai da Enel Green Power Brasil, braço de energia renovável do grupo Enel no país. Em dezembro de 2016, foi nomeada Diretora de Regulação da Enel Green Power Cachoeira Dourada e em abril de 2018 passou a ser também membro do Conselho de Administração da EGP Cachoeira Dourada e da CGTF-Central Geradora Termelétrica Fortaleza. Em julho de 2018, passa a assumir a posição de Diretora de Regulação de todas as sociedades da Enel no Brasil. Além disso, é Conselheira da Abeeolica e Atragel. Dentre as várias atividades exercidas por Anna Paula, destaca-se a sua participação no primeiro leilão de energia solar, na obtenção da nova regulamentação de revisão de garantia física para usinas eólicas e na dispensa da obrigação de realizar novo leilão para usinas hidrelétricas existentes até 50 MW. A Sra. Anna Paula Hiotte não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforma alterada.

Cristine de Magalhães Marcondes - 031.702.246-62

De nacionalidade brasileira, nascida em 15 de maio de 1975. Advogada. Pós graduada em Direito Processual Civil e Direito do Consumidor pela Universidade Cândido Mendes e MBA em Gestão de Negócios pelo IBMEC. Desde o seu ingresso no Grupo Enel em 2004, foi Coordenadora dos Juizados Especiais Cíveis, Gerente da área “Unidade de Negócios”, Gerente da área “Consumidor, Contratos e Consultoria” e Diretora Jurídica da Coelce – Companhia Energética do Ceará por 5 anos. Desde 2015, ocupa a Diretoria da Enel Brasil como Legal Assistance Brasil, sendo responsável pelo suporte legal às áreas de “staff” de toda as empresas do Grupo Enel (Procurement, Institucional, Service&Security, Comunicação, Recursos Humanos, Regulação e Auditoria) além de Legal Compliance. A Sra. Cristine Marcondes não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

De nacionalidade brasileira, nascido em 15 de dezembro de 1955. Graduado em Engenharia Elétrica, em 1979, pela Universidade Federal do Ceará - UFC, possui cursos de Especialização STC Executivo, Engenharia e Gestão na Fundação Dom Cabral, Northwestern University e Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Pós-graduado no ano de 2000, em Eficiência e Qualidade Energética, também, pela Universidade Federal do Ceará - UFC. Em novembro de 1999 passou a ser Gerente de Projetos Institucionais, trabalhando na otimização do programa de investimentos especiais do Estado do Ceará e desde 2015 assumiu a Diretoria de Relações Institucionais do Grupo Enel no Brasil. O Sr. José Nunes Neto não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Fernando Andrade - 052.136.046-33 N/A	N/A
Margot Frota Conh Pires - 718.593.303-04 N/A	N/A
Janaína Savino Villela - 088.290.577-54 N/A	N/A
Artur Manuel Tavares Resende - 232.779.308-40 N/A	N/A
Julia Freitas de Alcantara Nunes - 072.144.867-41 N/A	N/A
Alain Rosolino (V8353060) - 000.000.000-00 N/A	N/A
Guilherme Gomes Lencastre - 045.340.147-32 N/A	N/A
Michele Rodrigues Nogueira - 069.485.857-95 N/A	N/A
Marcia Massotti Carvalho - 043.055.727-29 N/A	N/A
Otacilio de Souza Junior - 705.797.097-87 N/A	N/A
LUIZ CARLOS FRANCO CAMPOS - 101.634.847-91 N/A	N/A
Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72 N/A	N/A
Nicola Cotugno - 065.191.267-99 N/A	N/A
Márcia Sandra Roque Vieira Silva - 275.382.303-00	

N/A

N/A

Anna Paula Hiotte Pacheco - 043.007.817-02

N/A

N/A

Cristine de Magalhães Marcondes - 031.702.246-62

N/A

N/A

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

N/A

N/A

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui comitês estatutários ou comitês de auditoria, financeiro ou de remuneração.

12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, pois, na data deste Formulário de Referência, não existe nenhuma relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores da Companhia, controladas ou controladores.

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

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

Exercício Social 31/12/2018**Administrador do Emissor**

Raffaele Enrico Grandi Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle	999.999.999-99	Subordinação	Controlador Direto
--	----------------	--------------	--------------------

Pessoa Relacionada

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

Observação**Administrador 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		
--	--------------------	--	--

Observação**Administrador do Emissor**

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

Pessoa Relacionada

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

Observação**Administrador do Emissor**

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Anna Paula Hiotte Pacheco Diretora de Regulação	043.007.817-02	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A Diretora de Regulação	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor José Nunes de Almeida Neto Diretor de Relações Institucionais	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 Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor de Recursos Humanos e Organização	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 Mario Fernando de Melo Santos Presidente do Conselho de Administração	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Enel Brasil S.A. Presidente do Conselho de Administração	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor			
José Nunes de Almeida Neto Membro Suplente do Conselho de Administração e Diretor de Relações Institucionais	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A. Diretor de Relações Institucionais	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor			
Nicola Cotugno Vice Presidente do Conselho de Administração	065.191.267-99	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A. Diretor Presidente	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor			
Guilherme Gomes Lencastre Membro Efetivo do Conselho de Administração	045.340.147-32	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A. Diretor de Desenvolvimento e Negócios de Infra-Estrutura e Redes	07.523.555/0001-67		
Observação			

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Marcia Massotti Carvalho	043.055.727-29	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretora de Sustentabilidade			
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Carlos Ewandro Naegele Moreira	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração e 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>			
Cristine de Magalhães Marcondes	031.702.246-62	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Enel Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretora Adjunta			
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
José Alves de Mello Franco	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Diretor de Regulação			
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação			
Observação			

Exercício Social 31/12/2017**Administrador do Emissor**

Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli
Membro Efetivo do Conselho de Administração

063.741.227-39

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A
Diretor Presidente

07.523.555/0001-67

Observação**Administrador do Emissor**

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

Observação**Administrador do Emissor**

Janaína Savino Villela
Diretora de Comunicação

088.290.577-54

Subordinação

Controlador Direto

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

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 Diretora de Comunicação	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

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

<u>Administrador do Emissor</u>			
José Nunes de Almeida Neto Diretor de Relações Institucionais	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>			
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. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor			
Flavia da Silva Baraúna Membro Suplente do Conselho de Administração	047.486.047-78	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A Diretora de Serviços e Segurança Patrimonial	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor			
Marcia Massotti Carvalho Membro Suplente do Conselho de Administração	043.055.727-29	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A Diretora de Sustentabilidade	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
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. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

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

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, Administrativo e de Planejamento e Controle e Membro Efetivo do Conselho de Administração.	07.523.555/0001-67		
---	--------------------	--	--

Observação**Administrador do Emissor**

Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli Membro Efetivo do Conselho de Administração	063.741.227-39	Subordinação	Controlador Direto
--	----------------	--------------	--------------------

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A Diretor Presidente	07.523.555/0001-67		
---------------------------------------	--------------------	--	--

Observação**Administrador do Emissor**

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

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 Alves de Mello Franco Diretor de Regulação e Membro Efetivo do Conselho de Administração	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A Diretor de Regulação Administração	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor José Nunes de Almeida Neto Diretor de Relações Institucionais	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 Janaína Savino Villela Diretora de Comunicação	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Enel Brasil S.A Diretora de Comunicação	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor			
Margot Frota Conh Pires Diretora de Compras	718.593.303-04	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A Diretora de Compras	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor			
Marcia Massotti Carvalho Membro Suplente do Conselho de Administração	043.055.727-29	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A Diretora de Sustentabilidade	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor			
Gabriel Maluly Neto Membro Suplente do Conselho de Administração	003.513.229-90	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A Diretor de Tecnologia da Informação e Telecomunicações	07.523.555/0001-67		
Observação			

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

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

12. Assembléia e administração / 12.11 - Acordos /Seguros de administradores

Em linha com a sua política de contratação de seguros, a Companhia contratou apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores (“D&O”), visando garantir aos administradores da Companhia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à Companhia e do pagamento de multas, penalidades e acordos contratuais e administrativos impostos aos administradores da Companhia, durante o regular exercício de suas atividades.

A contratação da cobertura de pagamento de multas e acordos contratuais visa garantir aos administradores que a Companhia os manterá indenidos contra perdas decorrentes de reclamações de terceiros que acarretem em, multas e penalidades em virtude de atos danosos praticados no exercício regular das suas funções, excetuadas as hipóteses de culpa grave e dolo, além de outras previstas no mesmo contrato. A Companhia entende que ao contratar a nova cobertura ao seu D&O, estará em conformidade com as melhores práticas de mercado, aumentando a proteção de seus administradores no exercício de sua função na Companhia.

A atual apólice de D&O está vigente até 10 de novembro de 2019, sob o prêmio líquido pago no valor de R\$ 56.982,33. A referida apólice de Seguro, contratada em nome da Enel Brasil S.A., abrange não só os executivos da Companhia, como também os executivos das demais organizações da Tomadora Enel Brasil S.A., podendo tal limite ser insuficiente para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros.

A Companhia não presta compromisso de indenidade com seus administradores que preveja o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à companhia ou do pagamento de multas e acordos administrativos que não estejam cobertos pelo D&O.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm**Assembleias Gerais**

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais foram realizadas as seguintes assembleias gerais da Companhia, as quais foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação:

Assembleia	Data	Quórum de instalação
Assembleia Geral Ordinária	26/04/2016	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Ordinária	24/04/2017	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Extraordinária	25/08/2017	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Extraordinária	20/12/2017	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Ordinária	24/04/2018	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Ordinária	26/04/2019	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

(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.

As políticas de remuneração se aplicam aos membros do conselho de administração, bem como aos membros da diretoria da Companhia.

Conselho de Administração

A prática de remuneração do Conselho de Administração, possui como objetivo atrair e reter conselheiros com conhecimento do segmento e de negócios para enriquecer as discussões estratégicas da Companhia, acompanhar, monitorar os resultados, aconselhar na condução dos negócios e contribuir com sugestões de melhores práticas de mercado, garantindo as boas práticas de governança corporativa da Companhia.

Diretoria Estatutária e Não-Estatutária

A remuneração dos diretores da Companhia é determinada de acordo com as atribuições e responsabilidades de cada executivo e em relação a outros executivos do mercado de energia e de empresas com boas práticas de recursos humanos (mercado selecionado).

A prática de remuneração dos diretores foi estruturada com o objetivo de vincular o desempenho dos diretores ao desempenho operacional e financeiro da Companhia, aos seus planos de negócio e objetivos estratégicos, alinhar a remuneração dos diretores com os interesses dos acionistas da Companhia; e otimizar o investimento da Companhia em recursos humanos visando atrair e reter profissionais capacitados e considerados "chave" para a sustentabilidade de seus negócios, tendo práticas competitivas em relação às empresas do mercado no qual atua.

(b) composição da remuneração

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

Conselho de Administração

O membro do Conselho de Administração representante dos empregados e os Conselheiros Independentes recebem remuneração com base nas participações em reuniões, com base na contribuição do tempo de tais conselheiros para o melhor desempenho e o crescimento dos negócios da Companhia.

Os demais membros do Conselho de Administração, 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.

Adicionalmente, os membros do Conselho de Administração não fazem jus a qualquer tipo de benefício, em adição à remuneração fixa determinada.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

Diretoria

Os membros da Diretoria da Companhia recebem (i) salário base pró- labore (remuneração fixa mensal): nominal, pago mensalmente pelo cargo que ocupam; (ii) remuneração variável: bônus de curto e longo prazo baseado em metas corporativas e individuais e pagamento anual e diferido em 3 anos; e (iii) benefícios: (a) assistência médico-hospitalar; (b) assistência odontológica; (c) seguro de vida; (d) previdência complementar; (e) *check-up* médico; e (f) automóvel designado para cargos de alta liderança.

(ii) 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 em relação aos 3 últimos exercícios sociais:

	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
Remuneração fixa	64%	64%	60%
Remuneração variável	19%	22%	33%
Benefícios	18%	15%	7%

Para os membros do Conselho de Administração da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte em relação aos 3 últimos exercícios sociais:

	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017	Exercício findo em 31/12/2016
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía comitês ou estruturas organizacionais assemelhadas.

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

As remunerações dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria são aprovadas em Assembleia Geral Ordinária, determinada como premissa básica de aprovação, a remuneração dos administradores deverá representar um custo sustentável e que não comprometa outros investimentos do negócio.

Ademais, os valores de remuneração pagos pela Companhia aos seus administradores são comparados periodicamente com o mercado através de pesquisa salarial contratada junto a consultorias especializadas. Tal pesquisa tem como objetivo a análise da competitividade da remuneração dos administradores frente ao mercado selecionado e é composta por empresas que apresentam sólidas práticas em recursos humanos e/ou do mesmo segmento e porte da Companhia.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

Adicionalmente, o acionista controlador da Companhia define a metodologia de cálculo para o reajuste da remuneração total da Diretoria, 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

A Companhia analisa a performance e o desempenho de seus administradores para manter uma remuneração de acordo com as práticas de mercado e avalia a adequação da remuneração de cada membro às estruturas de faixas salariais de acordo com o cargo exercido, em conformidade com a, legislação aplicável e com as diretrizes do acionista controlador da Companhia.

(v) membros não remunerados

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

A remuneração fixa, bem como os benefícios diretos e indiretos da Diretoria da Companhia são baseados nas práticas de mercado analisados pela Companhia.

Os indicadores considerados para aferição da remuneração variável são baseados em indicadores relacionados a Companhia, como segurança do trabalho, resultados financeiros, projetos relacionados às áreas de atuação e objetivos relacionados à área de atuação dos membros da Diretoria.

(d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

Para refletir a evolução dos indicadores de desempenho, a Companhia tem como prática o pagamento de parcela da remuneração dos Diretores como remuneração variável conforme mencionado no item 13.1 (c) acima. Cada indicador tem um peso específico que, ponderado, consolida a remuneração variável total

(e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo

A Companhia busca, por meio da prática de adoção de remunerações e benefícios compatíveis com o mercado, atrair e reter profissionais qualificados, de forma a manter em seu quadro de colaboradores profissionais incentivados e comprometidos com a sua estratégia de crescimento sustentável e com seu plano de negócios.

Assim, a prática da Companhia de remuneração se alinha com os seus interesses de curto, médio e longo prazo na medida em que atrela as metas financeiras, segurança do trabalho e metas relacionadas a área de atuação de cada membro da Diretoria.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

(f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

A prática de remuneração está alinhada com a prática do controlador da Companhia, “*Enel Brasil*”. Para maiores informações sobre a remuneração suportada pelo acionista controlador direto ou indireto da Companhia, vide item 13.15 deste Formulário de Referência.

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

Não há remuneração ou benefícios diretos e indiretos vinculados a ocorrência de eventos societários.

(h) práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria

Para a definição da remuneração do Conselho de Administração e Diretoria, são utilizadas pesquisas salariais realizadas pela Companhia, bem como alinhamentos com o grupo Enel.

Tais pesquisas levam em consideração em seus estudos a comparação de posições com atribuições e responsabilidades semelhantes em empresas do mesmo segmento ou empresas que possuem boas práticas de recursos humanos e/ ou governança corporativa.

Os resultados apresentados pelas pesquisas são comparados às práticas da Companhia e avaliados pelo Comitê de Remuneração e Pessoas que realizam suas recomendações ao Conselho de Administração, responsável por aprovar qualquer alteração ou manutenção proposta.

Adicionalmente, após a aquisição de controle pelo grupo Enel, a Companhia passou a utilizar as diretrizes e práticas utilizadas pelo grupo visando alinhamento de práticas e diretrizes.

(i) os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

O processo decisório relacionado às práticas de remuneração dos administradores da Companhia considera a participação do Comitê de Remuneração e Pessoas que possui uma atuação meramente opinativa, cabendo-lhe emitir sugestões e opiniões a serem submetidas ao Conselho de Administração, órgão este responsável pela decisão final.

(ii) critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos

A remuneração da Companhia segue as práticas com base em pesquisas de mercado e alinhamentos ao grupo Enel e visa atrair e reter profissionais competentes e qualificados para as funções previstas.

Para a definição dos valores alvos de remuneração variável e fixa, a Companhia utiliza uma metodologia que mensura a importância e a complexidade dos trabalhos relativos aos resultados esperados para o determinado cargo. Além disto, a Companhia utiliza pesquisas para comparação das práticas internas com as práticas utilizadas pelo mercado. Essas pesquisas levam em consideração a participação de um grupo de empresas que são selecionadas a partir dos seguintes critérios:

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

- empresas que atuam no mesmo setor;
- empresas estruturadas, com processos claros e critérios definidos para gestão de remuneração e de pessoas; e
- empresas em regiões competitivas.

(iii) com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui política de remuneração para administradores.

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2019 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	10,00		17,00
Nº de membros remunerados	6,25	6,00		12,25
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	12.280.430,91		12.280.430,91
Benefícios direto e indireto	0,00	3.417.486,90		3.417.486,90
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.637.185,73		3.637.185,73
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	64.463,19	0,00		64.463,19
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	64.463,19	19.335.103,54		19.399.566,73

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2018 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	10,00		17,00
Nº de membros remunerados	7,00	6,00		13,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.117.084,57		3.117.084,57
Benefícios direto e indireto	0,00	867.444,78		867.444,78
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	923.209,91		923.209,91
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	15.329,70	0,00		15.329,70
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	15.329,70	4.907.739,26		4.923.068,96

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	10,00		17,00
Nº de membros remunerados	7,00	6,00		13,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.911.872,75		3.911.872,75
Benefícios direto e indireto	0,00	903.276,53		903.276,53
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.326.993,38		1.326.993,38
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	12.427,25	0,00		12.427,25
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	12.427,25	6.142.142,66		6.154.569,91

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2016 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	10,00		17,00
Nº de membros remunerados	7,00	6,00		13,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	4.298.294,68		4.298.294,68
Benefícios direto e indireto	0,00	504.940,86		504.940,86
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.413.948,90		2.413.948,90
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	16.324,00	0,00		16.324,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	16.324,00	7.217.184,44		7.233.508,44

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

Prevista para 31/12/2019	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	10,00	0	17,00
Nº de membros remunerados	6,25	6,00	0	12,25
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	4.364.622,88	0,00	4.364.622,88
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	0,00	3.637.185,73	0,00	3.637.185,73
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

31/12/2018	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,00	10,00	0	16,00
Nº de membros remunerados	8,00	6,00	0	14,00
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	1.230.946,55	0,00	1.230.946,55
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	0,00	1.025.788,79	0,00	1.025.788,79
Valor efetivamente reconhecido	0,00	923.209,91	0,00	923.209,91
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

31/12/2017	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	10,00	0	17,00
Nº de membros remunerados	7,00	6,00	0,00	13,00
Bônus				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	1.769.324,51	0,00	1.769.324,51
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	0,00	1.474.437,09	0,00	1.474.437,09
Valor efetivamente reconhecido	0,00	1.326.993,38	0,00	1.326.993,38
Participação nos resultados				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui plano de remuneração baseado em ações de emissão da Companhia.

13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui plano de remuneração baseado em ações de emissão da Companhia, portanto, nenhuma opção de compra de ações foi outorgada pela Companhia aos seus administradores e não houve qualquer exercício de opção de compra de ações pelos administradores da Companhia no período corrente e nos últimos três exercícios sociais.

13. Remuneração dos administradores / 13.6 - Opções em aberto

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui plano de remuneração baseado em ações de emissão da Companhia, portanto, nenhuma opção de compra de ações foi outorgada pela Companhia aos seus administradores relacionados às ações de sua emissão e não houve qualquer exercício de opção de compra de ações pelos administradores da Companhia no final do último exercício social.

13. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui plano de remuneração baseado em ações de emissão da Companhia, portanto, nenhuma opção de compra de ações foi outorgada pela Companhia aos seus administradores e não houve qualquer exercício de opção de compra de ações pelos administradores da Companhia nos últimos três exercícios sociais.

13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui plano de remuneração baseado em ações de emissão da Companhia.

13. Remuneração dos administradores / 13.9 - Participações detidas por órgão

A tabela abaixo apresenta a quantidade de valores mobiliários de emissão da Companhia diretamente detidos por administradores e conselheiros fiscais na data de encerramento do último exercício social.

	Nº de ações ordinárias	%
Acionista Controlador	166.191.392	99,73%
Diretoria	-	0,00%
Conselho de Administração	-	0,00%
Outros	442.934	0,27%
	166.634.326	100,00%

Nota: Posição acionária em 28 de dezembro de 2018.

13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

Na tabela abaixo apresentamos os planos de previdência em vigor da Companhia:

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº de membros	-	6,0
Nº de membros remunerados	-	6,0
Nome do Plano	-	PGBL - Empresarial Bradesco
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	-	3
Condições para se aposentar antecipadamente	-	Não há previsão no regulamento do plano .
Valor acumulado atualizado das contribuições acumuladas até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa às contribuições feitas diretamente pelos administradores	-	R\$10.353.841,00
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	-	R\$117.330,18
Possibilidade de resgate antecipado e condições	-	É permitido a qualquer tempo o resgate do saldo constituído pelas contribuições do empregado. Para resgatar o saldo constituído pelas contribuições da empresa, de acordo com os critérios do regulamento, é necessário comprovar o desvinculo empregatício com o grupo econômico.

13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração		
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016
Nº de membros	10,00	10,00	10,00	7,00	7,00	7,00
Nº de membros remunerados	6,00	6,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Valor da maior remuneração	1.037.745,71	1.666.209,23	1.718.652,85	15.646,40	12.427,25	16.324,00
Valor da menor remuneração	540.786,25	343.081,06	536.493,64	15.646,40	12.427,25	16.324,00
Valor médio da remuneração	789.265,98	1.004.645,15	1.127.573,24	15.646,40	12.427,25	16.324,00

Observação

Diretoria Estatutária

Conselho de Administração

13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

Em caso de rescisão imotivada e que tenha ocorrido por iniciativa da Companhia, o diretor estatutário terá direito ao pagamento de indenização equivalente a 6 (seis) vezes o valor de sua retirada mensal deduzindo os impostos retidos na fonte e Instituto Nacional da Seguridade Social - INSS. Em linha com a política de contratação de seguros da Companhia, contratou-se apólice de seguro de responsabilidade civil de administradores ("D&O"), visando garantir aos administradores da Companhia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de referente à reparação de danos causados a terceiros ou à Companhia, durante o regular exercício de suas atividades decorrentes de atos de sua gestão.

O D&O da Companhia vencerá em 10 de novembro de 2019. O D&O da Companhia abrange, os executivos da Companhia, tendo limite máximo de indenização de R\$ 56.239.500,00 e prêmio total líquido pago no valor de R\$ 56.981,74. Tais valores podem ser insuficientes para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros e à Companhia.

A Companhia não presta compromisso de indenidade com seus administradores que preveja o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à companhia ou do pagamento de multas e acordos administrativos que não estejam cobertos pelo D&O.

13. Remuneração dos administradores / 13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.

A tabela abaixo apresenta o percentual na remuneração total devido por administradores da Companhia que sejam partes relacionadas aos controladores nos três últimos exercícios sociais:

Conselho de Administração	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2016	2017	2018
Remuneração Total Conselho de Administração	16.324,00	12.427,25	15.329,70
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

Diretoria Estatutária	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2016	2017	2018
Remuneração Total Diretoria Estatutária	7.217.184,44	6.142.142,66	4.907.739,26
Remuneração Diretores Ampla (apenas)	3.970.433,70	454.458,89	2.122.630,14
Remuneração dos Diretores que também são Diretores da Enel Brasil	3.246.750,74	5.687.683,77	2.785.109,12
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	45%	93%	57%

13. Remuneração dos administradores / 13.14 - Remuneração - outras funções

Não foram reconhecidos valores no resultado da Companhia como remuneração de administradores e membros do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam nos três últimos exercícios sociais.

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

A tabela abaixo apresenta a remuneração de administradores reconhecida no resultado de controladores diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia nos três últimos exercícios sociais:

Conselho de Administração	2016	2017	2018
Remuneração em:	-	-	-
Controladores diretos e indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Diretoria Estatutária	2016	2017	2018
Remuneração em:			
Controladores diretos e indicadores	577.555,96	1.033.224,53	1.834.792,85
Fixa	343.971,49	658.050,96	1.165.344,00
Variável	233.584,47	375.173,57	669.448,85
Sociedades sob controle comum	1.296.164,14	4.131.251,94	5.484.831,64
Fixa	771.948,60	2.631.155,41	3.483.617,03
Variável	524.215,54	1.500.096,53	2.001.214,61
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Remuneração recebida em função do exercício do cargo emissor				
Controladores diretos e indiretos	-	1.834.792,85	-	1.834.792,85
Controladas	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	5.484.831,64	-	5.484.831,64

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas				
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Remuneração recebida em função do exercício do cargo emissor				
Controladores diretos e indiretos	-	1.033.224,53	-	1.033.224,53
Controladas	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	4.131.251,94	-	4.131.251,94

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas				
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Remuneração recebida em função do exercício do cargo emissor				
Controladores diretos e indiretos	-	577.555,96	-	577.555,96
Controladas	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	1.296.164,14	-	1.296.164,14

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas				
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 13.

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos**(a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)**

Localização	2018	2017	2016
Angra Dos Reis	26	24	21
Araruama	10	12	13
Cabo Frio	40	41	38
Campos Dos Goytacazes	54	51	48
Cantagalo	12	11	11
Fortaleza-Padre Valdevino	17	16	23
Itaboraí	1	1	1
Itaperuna	21	22	20
Macaé	41	38	37
Magé	28	23	21
Marica	1	1	5
Niterói	476	460	479
Petrópolis	31	30	25
Resende	11	12	12
Santo Antonio De Pádua	20	23	25
São Gonçalo	171	196	217
Teresópolis	8	9	9
São Gonçalo – Feliciano Sodre	1	-	-
Sete Pontes	1	-	-
Total	970	970	1.005
Atividade Desempenhada			
Diretoria	7	3	6
Gerência	91	91	115
Administrativo	568	572	596
Produção	304	304	288
Total	970	970	1.005

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

Atividade	2018	2017	2016
Mercado	1.026	919	859
Recursos Humanos	3	2	4
AFC - Administração, Finanças e Controle	2	2	1
ICT	105	82	50
Jurídica	41	27	47
Técnica	-	-	-
Sustentabilidade	71	59	62
Aprovisionamentos	3	1	2
Infraestrutura e Redes	5.746	6.586	6.860

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

Atividade	2018	2017	2016
Serviços e Security	209	248	282
Inovação/Regulação	4	14	11
Segurança do Trabalho, Saúde e Qualidade	13	13	13
Comunicação	1	-	-
Total	7.224	7.953	8.191

Região	2018	2017	2016
Angra dos Reis	454	558	534
Araruama	127	121	140
Cabo Frio/Araraial do Cabo/ Búzios e São Pedro D'Aldeia	776	800	802
Campos dos Goytacazes / São Fidelis	767	747	774
Cantagalo	157	136	127
Duque de Caxias (1)	-	55	43
Itaboraí (2)	-	92	122
Itaperuna	255	198	194
Macaé	486	561	534
Magé	458	435	498
Marica	31	65	72
Niterói	1.253	1912	1926
Petrópolis / Areal	438	321	343
Resende	43	174	208
Santo Antonio de Pádua	173	177	181
São Gonçalo	1.560	1412	1492
Teresópolis	179	189	201
Site Externo	67	-	-
Total	7.224	7.953	8.191

(c) índice de rotatividade

	2018	2017	2016
Índice de rotatividade	2,17%	1,80%	2,10%

14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

Não houve qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 deste Formulário de Referência.

14. Recursos humanos / 14.3 - Política 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 da 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.

Os salários-base dos executivos são reajustados anualmente. Os reajustes aos demais colaboradores são concedidos de forma geral com base em acordo coletivo de trabalho, celebrado com data-base no mês de outubro de cada ano.

Bônus

A elegibilidade do bônus se dá apenas aos executivos e está relacionado ao desempenho individual da Companhia, de forma que a classificação no processo indicará o valor do bônus a ser concedido. Somente será concedido o bônus caso os indicadores definidos para cada categoria atinjam o mínimo determinado para cada meta.

(b) política de benefícios

A política de benefícios da Companhia visa a assegurar benefícios usualmente concedidos no mercado. Assim, os benefícios concedidos são:

Plano de Saúde

A Companhia mantém planos de saúde para todos os seus empregados. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão. Tais planos são contratados por meio de empresa especializada na área de saúde e possuem cobertura compatível com o praticado por outras empresas no mercado.

Assistência Odontológica

A Companhia disponibiliza a todos os seus empregados planos de assistência odontológica. Os

14. Recursos humanos / 14.3 - Política remuneração dos empregados

empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão. Os serviços realizados no atendimento aos empregados são compatíveis com os tradicionalmente ofertados no mercado.

Seguro de Vida

A Companhia possui apólice de seguro de vida e acidentes pessoais que oferecem coberturas para morte natural. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão.

Previdência Privada

A Companhia oferece os Planos de Previdência Privada para todos os seus empregados. A Companhia efetua a contrapartida do pagamento de 100% até o valor limite determinado conforme regulamento de cada um dos planos. Os empregados da Companhia podem optar por este benefício a qualquer momento desde a admissão.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ação de emissão da Companhia.

14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos

A Companhia mantém um bom relacionamento com os sindicatos que representam seus empregados, em sua área de concessão, quais sejam, Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói (“**STIEEN**”), Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte Noroeste Fluminense (“**STIEENN**”), Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica nos Municípios de Parati e Angra dos Reis (“**STIEPAR**”) e Sindicato dos Engenheiros (“**SEN**”).

Temos acordos coletivos vigentes para o período de 01/10/2017 a 30/09/2019, firmados entre a Companhia e o STIEEN, o STIEENN, o STIEPAR e o SEN. Os termos e condições estão em linha com o mercado elétrico, não contendo vantagens e benefícios que destoem da prática geral do mercado. A Companhia renegocia os acordos de trabalho a cada 2 anos com os sindicatos.

Nos acordos coletivos existe previsão de liberação de empregados para que trabalhem nas atividades sindicais, com salários e benefícios pagos pela Companhia (atualmente temos 13 empregados nessa condição).

Nos três últimos exercícios sociais não houve nenhuma greve e/ou paralisação dos empregados da Companhia.

14. Recursos humanos / 14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 14.

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Enel Brasil S.A						
07.523.555/0001-67	Brasileira-RJ	Não	Sim	20/12/2017		
166.191.392	99,734	0	0,000	166.191.392	99,734	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
442.934	0,265	0	0,000	442.934	0,265	
TOTAL						
166.634.326	100,000	0	0,000	166.634.326	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	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	0,857	0	0,000	4.618.298	0,857
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Enel Américas S.A.					
05.723.875/0001-35	Chilena	Não	Sim	02/05/2018	
534.569.114	99,143	0	0,000	534.569.114	99,143
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
2	0,000	0	0,000	2	0,000
TOTAL					
539.187.414	100,000	0	0,000	539.187.414	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel Américas S.A.				05.723.875/0001-35	
Enel S.P.A					
	Italiana	Não	Não	11/10/2019	
43.568.705.287	57,262	0	0,000	43.568.705.287	57,262
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
27.439.890.821	36,064	0	0,000	27.439.890.821	36,064
TOTAL					
76.086.311.036	100,000	0	0,000	76.086.311.036	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	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	
2.397.856.331	23,585	0	0,000	2.397.856.331	23,585
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
7.768.823.615	76,415	0	0,000	7.768.823.615	76,415
TOTAL					
10.166.679.946	100,000	0	0,000	10.166.679.946	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	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. Controle e grupo econômico / 15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	26/04/2019
Quantidade acionistas pessoa física	781
Quantidade acionistas pessoa jurídica	56
Quantidade investidores institucionais	8

Ações em Circulação

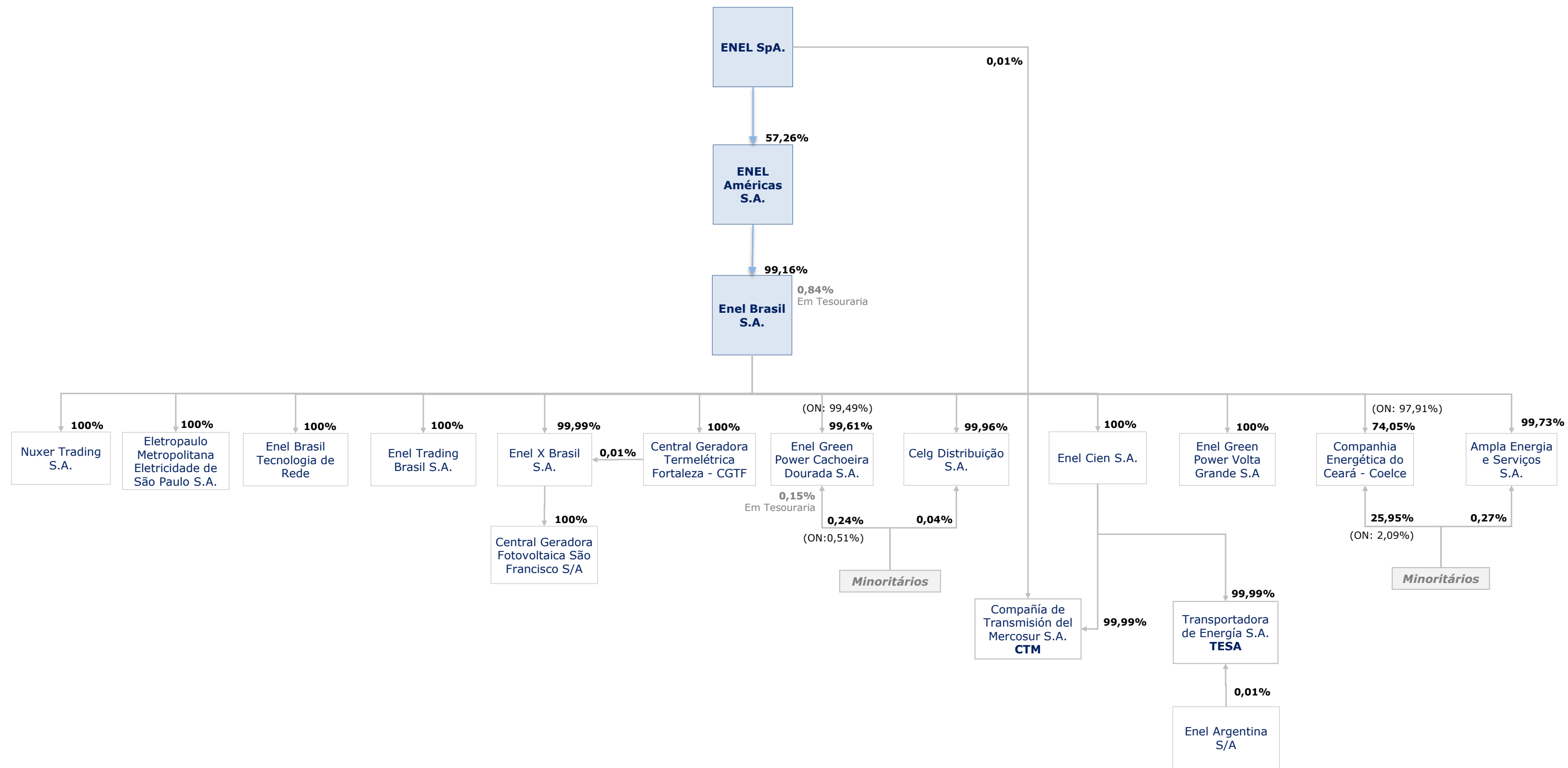
Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias	442.934	0,266%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	442.934	0,266%

Estrutura Acionária 2020

Enel Brasil

Atualizada em 30-04-20



15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui acordo de acionistas vigente.

15. Controle e grupo econômico / 15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm

Aumento de capital

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 de capital foi integralizado mediante contribuição e transferência para a Enel Brasil S.A de 51.728.877 ações ordinárias de emissão da Companhia, 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 Companhia transferidas à Enel Brasil S.A como parte da integralização do aumento de capital social representam a totalidade das ações que a Enel Américas S.A detinha na Companhia, de modo que a Enel Américas S.A, com a referida integralização, ocorrida em 23 de novembro de 2017, deixou de ser acionista da Companhia, tendo todas as suas ações transferidas para a titularidade da Enel Brasil S.A, que passou a deter 97.707.384 ações de emissão da Companhia, correspondentes a 99,64% do seu capital social.

Adicionalmente, em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 20 de dezembro 2017, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no valor de R\$1,2 bilhão, mediante a emissão de 68.571.429 novas ações ordinárias. A controladora Enel Brasil S.A integralizou 68.484.008 ações ordinárias do referido aumento, mediante a capitalização de créditos detidos por ela em face da Companhia. Com esta operação a Enel Brasil S.A. passou a deter 161.191.392 ações, correspondente a 99,73% do capital social da Ampla.

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias**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 51.728.877 ações ordinárias de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A ("Ampla"), 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 de emissão da Ampla 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 Ampla, de modo que a Enel Américas S.A, com a referida integralização, ocorrida em 23/11/2017, deixou de ser acionista da Ampla, tendo todas as suas ações passadas para a titularidade da Enel Brasil S.A.																																	
c. sociedades envolvidas	Enel Américas S.A., Enel Brasil S.A, Companhia Energética do Ceará – Coelce e Ampla Energia e Serviços S.A.																																	
d. efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Após o dia 23/11/2017, a acionista Enel Brasil S.A passou a deter 97.707.384 ações de emissão da Ampla, correspondentes a 99,64% das ações de emissão da Ampla.																																	
e. quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes da Operação:</p> <table border="1" data-bbox="432 1003 1366 1249"> <thead> <tr> <th>Controladores</th> <th>Ações Ordinárias</th> <th>% por acionista</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Enel Brasil S/A</td> <td>45.978.507</td> <td>46,89%</td> </tr> <tr> <td>Enel Américas S/A</td> <td>51.728.877</td> <td>52,75%</td> </tr> <tr> <td>Não Controladores</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Outros</td> <td>355.513</td> <td>0,36%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>98.062.897</td> <td>100,00%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Após a Operação:</p> <table border="1" data-bbox="432 1312 1366 1518"> <thead> <tr> <th>Controladores</th> <th>Ações Ordinárias</th> <th>% por acionista</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Enel Brasil S/A</td> <td>97.707.384</td> <td>99,64%</td> </tr> <tr> <td>Não Controladores</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Outros</td> <td>355.513</td> <td>0,36%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>98.062.897</td> <td>100,00%</td> </tr> </tbody> </table>	Controladores	Ações Ordinárias	% por acionista	Enel Brasil S/A	45.978.507	46,89%	Enel Américas S/A	51.728.877	52,75%	Não Controladores			Outros	355.513	0,36%	Total	98.062.897	100,00%	Controladores	Ações Ordinárias	% por acionista	Enel Brasil S/A	97.707.384	99,64%	Não Controladores			Outros	355.513	0,36%	Total	98.062.897	100,00%
Controladores	Ações Ordinárias	% por acionista																																
Enel Brasil S/A	45.978.507	46,89%																																
Enel Américas S/A	51.728.877	52,75%																																
Não Controladores																																		
Outros	355.513	0,36%																																
Total	98.062.897	100,00%																																
Controladores	Ações Ordinárias	% por acionista																																
Enel Brasil S/A	97.707.384	99,64%																																
Não Controladores																																		
Outros	355.513	0,36%																																
Total	98.062.897	100,00%																																
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																																	

15/11/2017

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.
------------------	--

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

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

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

entre os acionistas	
----------------------------	--

03/01/2017

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	A Enel Américas S.A. incorporou as ações da Ampla Energia e Serviços S.A. que eram de titularidade da Chilectra Inversud S.A., de modo que seu percentual acionário na Companhia passou de 31,73% para 52,75%.																																							
e. quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes da Operação:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Controladores</th> <th>Ações Ordinárias</th> <th>% por acionista</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Enel Brasil S/A</td> <td>45.978.507</td> <td>46,89%</td> </tr> <tr> <td>Enel Américas S/A</td> <td>31.113.689</td> <td>31,73%</td> </tr> <tr> <td>Chilectra Inversud S/A</td> <td>20.615.188</td> <td>21,02%</td> </tr> <tr> <td>Não Controladores</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Outros</td> <td>355.513</td> <td>0,36%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>98.062.897</td> <td>100,00%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Após a Operação:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Controladores</th> <th>Ações Ordinárias</th> <th>% por acionista</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Enel Brasil S/A</td> <td>45.978.507</td> <td>46,89%</td> </tr> <tr> <td>Enel Américas S/A</td> <td>51.728.877</td> <td>52,75%</td> </tr> <tr> <td>Não Controladores</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Outros</td> <td>355.513</td> <td>0,36%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>98.062.897</td> <td>100,00%</td> </tr> </tbody> </table>	Controladores	Ações Ordinárias	% por acionista	Enel Brasil S/A	45.978.507	46,89%	Enel Américas S/A	31.113.689	31,73%	Chilectra Inversud S/A	20.615.188	21,02%	Não Controladores			Outros	355.513	0,36%	Total	98.062.897	100,00%	Controladores	Ações Ordinárias	% por acionista	Enel Brasil S/A	45.978.507	46,89%	Enel Américas S/A	51.728.877	52,75%	Não Controladores			Outros	355.513	0,36%	Total	98.062.897	100,00%
Controladores	Ações Ordinárias	% por acionista																																						
Enel Brasil S/A	45.978.507	46,89%																																						
Enel Américas S/A	31.113.689	31,73%																																						
Chilectra Inversud S/A	20.615.188	21,02%																																						
Não Controladores																																								
Outros	355.513	0,36%																																						
Total	98.062.897	100,00%																																						
Controladores	Ações Ordinárias	% por acionista																																						
Enel Brasil S/A	45.978.507	46,89%																																						
Enel Américas S/A	51.728.877	52,75%																																						
Não Controladores																																								
Outros	355.513	0,36%																																						
Total	98.062.897	100,00%																																						
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.																																							

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

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 foram incorporado 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	Após o dia 01 de dezembro de 2016, Enersis Américas S.A, que passou a ser denominada Enel Américas S.A, aumentou para 31,73% sua participação direta na Ampla Energia e Serviços S.A.		
e. quadro societário antes e depois da operação	Antes da Operação:		
	Nome	Ações Ordinárias	% por acionista
	Enel Brasil S/A	45.978.048	46,89%
	Chilectra Inversud S/A	20.615.188	21,02%
	Enersis Américas S/A	20.969.469	21,38%
	Chilectra Américas S/A	10.144.220	10,34%
	Outros	355.972	0,36%
	Total	98.062.897	100,00%
	Após a Operação:		
	Nome	Ações Ordinárias	% por acionista
	Enel Brasil S/A	45.978.048	46,89%
	Enel Américas	31.113.689	31,73%
	Chilectra Inversud S/A	20.615.188	21,02%
	Outros	353.513	0,36%
Total	98.062.897	100,00%	
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.		

15. Controle e grupo econômico / 15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 15.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

As transações com partes relacionadas da Companhia são sempre realizadas com a observância dos preços e condições usuais de mercado e 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 relacionadas. Além disso, as operações realizadas pela Companhia, inclusive aquelas contratadas com partes relacionadas, são sempre amparadas pelas devidas análises prévias de suas condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

Quando necessário, o procedimento de tomada de decisões para a realização de operações com partes relacionadas seguirá os termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (“**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 em que seu interesse conflite com o da Companhia. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações proíbe conselheiros e diretores de: (i) realizar qualquer ato gratuito com a utilização de ativos da companhia, em detrimento da Companhia; (ii) 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 por meio 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.

A Companhia não possui uma política formal de transações com partes relacionadas, por entender que as legislações locais devem ser respeitadas dentro de suas especificidades. No entanto, o grupo Enel segue na essência de suas operações as melhores práticas divulgadas pelo CFC- Brasil e pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Os contratos celebrados entre partes relacionadas devem, ainda, observar o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 699, de 26 de janeiro de 2016, a qual trata dos controles prévio e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas, bem como a submissão à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando necessário, que poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

De acordo com a regulamentação vigente da ANEEL, a Companhia deve solicitar 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 determinados 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

Além disso, as regras contábeis que tratam do assunto, sobretudo o CPC 05, estabelecem que as demonstrações contábeis devem conter as divulgações necessárias para evidenciar a possibilidade de que sua posição financeira e seu resultado possam ter sido afetados pela existência de transações e saldos com partes relacionadas. Essas regras estabelecem, por exemplo, que os

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

relacionamentos entre controladora e controladas ou coligadas devem ser divulgados independentemente de ter havido ou não transações entre essas partes relacionadas; que a entidade deve divulgar a remuneração do pessoal-chave da administração no total e para cada uma das seguintes categorias: (a) benefícios de curto prazo a empregados e administradores, (b) benefícios pós-emprego, (c) outros benefícios de longo prazo, (d) benefícios de rescisão de contrato de trabalho, e (e) remuneração baseada em ações; e que se tiver havido transações entre partes relacionadas, a entidade deve divulgar a natureza do relacionamento com as partes relacionadas, assim como informações sobre as transações e saldos existentes necessárias para a compreensão do potencial efeito desse relacionamento nas demonstrações contábeis. As divulgações devem incluir o montante das transações, o montante dos saldos existentes e seus termos e condições, incluindo se estão ou não com cobertura de seguro, a natureza da remuneração a ser paga; informações de quaisquer garantias dadas ou recebidas; provisão para créditos de liquidação duvidosa relacionada com o montante dos saldos existentes; e despesa reconhecida durante o período a respeito de dívidas incobráveis ou de liquidação duvidosa de partes relacionadas.

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Enel Brasil S.A.	26/04/2019	40.670.913,10	R\$ 38.059 mil	0,00	Até 31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora da emissora.						
Objeto contrato	É referente aos dividendos a pagar para terceiros.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Américas S.A	29/04/2015	46.405.619,90	R\$ 24.479 mil	0,00	Até 31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora indireta da emissora.						
Objeto contrato	É referente aos dividendos a pagar para terceiros.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power	05/01/2016	0,00	R\$ 97 mil	0,00	05/01/2046	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada indiretamente pela mesma holding do emissor na Itália.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homogados pela ANEEL, com Enel Green Power Parapanema e Enel Green Power Mourão.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power	01/04/2018	0,00	R\$ 445 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada indiretamente pela mesma holding do emissor na Itália.						
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. O montante envolvido varia mensalmente de acordo com as despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações compartilhadas.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Soluções	17/12/2009	115.000,00	R\$ 824 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados pela Prátil aos seus clientes, efetuando o repasse à Prátil após a arrecadação.						
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	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Itália	01/01/2013	1.082.603,34	R\$ 5.060 mil	0,00	Anual	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlador indireto da Emissora						
Objeto contrato	Tem como objeto das operações a manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Cien S/A	30/12/2002	2.488.743,71	R\$ 491 mil	0,00	Até o final do período de concessão	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Serviços de transmissão de energia elétrica com o ONS.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até 110% do débito vencido.						
Rescisão ou extinção	A ONS é a responsável pela definição das transmissoras que prestam serviço a AMPLA, dessa forma esse órgão também define a duração do contrato de transmissão de energia.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Cachoeira Dourada S/A	19/04/2005	618.000,00	R\$ 0	0,00	31/12/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Compra de Energia.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até 110% do débito vencido.						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	O contrato poderá ser rescindido de pleno direito, a critério da parte adimplente, na ocorrência de qualquer das seguintes hipóteses: (i) falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial da outra parte, mediante aviso ou notificação com antecedência de dez dias; (ii) na eventualidade da outra parte ter revogada qualquer autorização legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no contrato, inclusive mas não se limitando à concessão de serviço público, permissão ou autorização; (iii) em caso de inadimplência do comprador e frustrada a execução da garantia ofertada; (iv) caso a garantia financeira apresentada se torne inexecutável por razões imputáveis ou não a ação ou omissão do comprador, e esta, notificada a substituí-la por outra garantia de igual teor e forma, não o faça no prazo de quinze dias úteis; (v) caso o contrato de constituição de garantia não seja firmado; (vi) em caso de inadimplência de qualquer obrigação contratual por qualquer das partes.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Cachoeira Dourada S/A	01/04/2018	0,00	R\$ 244 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
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						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Iberoamerica	01/01/2013	1.082.603,34	R\$ 0	0,00	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora indireta da emissora.						
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						
Rescisão ou extinção	Não há						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Distribuzione SPA	01/01/2013	2.067.341,10	R\$ 3.254 mil em 31 de dezembro de 2018	0,00	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora indireta da emissora.						
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						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Brasil S.A.	29/12/2015	1.038.903.795,00	R\$ 914.662 mil	0,00	10/12/2019	SIM	2,750000
Relação com o emissor	Controladora da emissora.						
Objeto contrato	Trata-se de mútuos contratados em 2015 e 2016 devido à necessidade de capital de giro da Companhia.						
Garantia e seguros	Não existem garantias e seguros.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Mútuos contratados em 2015 e 2016 devido à necessidade de capital de giro da Companhia. Sendo diversas tranches, a 1ª a taxa de CDI + 1,65% a.a e a 2ª CDI + 2,75 a.a						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Projetos I S.A.	01/12/2017	0,00	R\$ 612 mil	0,00	01/12/2047	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homogados pela ANEEL, com Enel Green Power Parapanema e Enel Green Power Mourão.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CGTF	09/02/2018	100.588.442,39	R\$ 108.791 mil	0,00	10/12/2019	SIM	2,750000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Trata-se de mútuo contratado devido à necessidade de capital de giro da Companhia.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Brasil S.A.	01/04/2018	0,00	R\$ 14.985 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	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 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018. O montante envolvido varia mensalmente de acordo com as despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações compartilhadas.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CELG	01/04/2018	0,00	R\$ 1.045 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
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 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018. O montante envolvido varia mensalmente de acordo com as despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações compartilhadas.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENDESA	20/10/2009	0,00	R\$161 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora indireta da emissora.						
Objeto contrato	A companhia mantém contrato com a Endesa referente a reembolso de gastos de despesas de viagens de pessoal para realização de projetos. O montante envolvido varia de acordo com o número de projetos realizados e seus respectivos gastos de viagens.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
COELCE	01/04/2018	0,00	R\$ 291 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
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. O montante envolvido varia mensalmente de acordo com as despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações compartilhadas.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CGTF	01/04/2018	0,00	R\$ 351 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
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. O montante envolvido varia mensalmente de acordo com as despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações compartilhadas.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Projetos I S.A.	01/09/2018	0,00	R\$ 3 mil	0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
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 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.O montante envolvido varia mensalmente de acordo com as despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações compartilhadas.						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	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	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel SPA	01/04/2018	0,00	R\$ 109 mil	0,00	31/03/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador indireto da emissora.						
Objeto contrato	A companhia mantém contrato com a Enel SPA referente a compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional. O montante envolvido varia mensalmente de acordo com as despesas de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional compartilhadas.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Fundação Ampla de Seguridade Social - Brasiletros	01/01/2002	138.758.496,14	R\$ 429.975 mil	0,00	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	A Companhia é patrocinadora da Fundação Ampla Seguridade Social						
Objeto contrato	Cobertura, consolidação e garantia junto à Companhia de refinanciamento dos custos decorrentes para completa integralização da Reserva a Amortizar calculadas anualmente e/ou sempre que necessário na reavaliação atuarial elaborada pelo Atuário Oficial William M. Mercer Ltda., cujos custos com composição das Reservas Técnicas e Fundos em 31.12.2001, conforme parecer atuarial em 31.12.2001 dos planos da Brasiletros, foram aprovados pela Patrocinadora Ampla e o conselho de curadores da Brasiletros.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até o montante do débito vencido.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	i. natureza e razões para a operação: refinanciamento dos custos decorrentes para completa integralização da Reserva a Amortizar dos planos da Brasiletros. ii. taxa de juros cobrada: 6% a.a. calculados sobre os saldos devedores atualizados monetariamente pelo INPC, ou por outro qualquer que venha a substituí-lo, pelo Sistema Price de Amortização, a partir de 01.06.07, vencíveis no último dia de cada mês.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

(a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

A Companhia adota práticas de governança corporativa adequadas aos requisitos da Lei Sarbanes Oxley (SOX), incluindo os procedimentos do programa de Compliance da Enel Distribuição, além daquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentação.

A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos decisórios da Companhia. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da Companhia.

Com base no exposto acima, a Companhia ressalta que todas as suas transações com Partes Relacionadas, mencionadas no item 16.2 deste Formulário, se utilizam 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 proporcionam a manutenção do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas entre as partes envolvidas.

(b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As operações da Companhia observam caráter estritamente comutativo, pois são realizadas dentro dos parâmetros de contratação estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), que visam à modicidade tarifária, a estimular a expansão da oferta, a zelar pela compra eficiente e a definir mecanismos de proteção ao consumidor de energia elétrica. As operações entre partes relacionadas da Companhia, quando necessário conforme a regulamentação vigente, são submetidas à aprovação dessa autarquia. Até a data deste Formulário de Referência, todas as operações foram realizadas pela Companhia dentro dos limites estabelecidos, e foram devidamente aprovadas pela ANEEL.

A Resolução Normativa ANEEL nº 699, de 26 de janeiro de 2016 (“REN ANEEL nº 699/2016”) define as diretrizes para o controle prévio e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas. A REN ANEEL nº 699/2016 estabelece regras gerais para a contratação entre partes relacionadas, como: (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.

16. Transações partes relacionadas / 16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 16.

17. Capital social / 17.1 - Informações - Capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
Tipo de capital	Capital Emitido				
20/12/2017	2.498.230.386,65		166.634.326	0	166.634.326
Tipo de capital	Capital Subscrito				
20/12/2017	2.498.230.386,65		166.634.326	0	166.634.326
Tipo de capital	Capital Integralizado				
20/12/2017	2.498.230.386,65		166.634.326	0	166.634.326

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão	Tipo de aumento	Ordinárias	Preferenciais	Total ações	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
20/12/2017	Assembleia Geral Extraordinária	20/12/2017	1,200,000,000.00	Subscrição particular	68,571,429	0	68,571,429	92.43351660	17.50	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão Perspectiva de rentabilidade futura da Companhia, conforme parágrafo 1º, inciso I do artigo 170 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada.

Forma de integralização Capitalização dos créditos detidos pela acionista Enel Brasil S.A., na forma de mútuos intercompany.

17. Capital social / 17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não realizou desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações nos últimos três exercícios sociais.

17. Capital social / 17.4 - Redução do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não sofreu reduções do capital social nos últimos três exercícios sociais.

17. Capital social / 17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 17.

18. Valores mobiliários / 18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	80,000000
Direito a dividendos	Todos os acionistas têm direitos iguais sobre os dividendos a serem distribuídos conforme regras definidas no item 3.4 (b) deste Formulário.
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.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Para maiores detalhes vide item 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	Para maiores detalhes vide item 18.12.
Outras características relevantes	Não aplicável

18. Valores mobiliários / 18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto

As ações representativas do capital social da Companhia e detidas pelos integrantes do grupo controlador ou por seus sucessores, em caso de alienação destas e/ou de direitos de subscrição ou bonificações distribuídas em decorrência de capitalização de lucros ou reservas não poderão ser transferidas, cedidas ou de qualquer forma alienadas, gratuita ou onerosamente, no todo ou em parte sem a prévia e expressa concordância da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

A Lei das Sociedades por Ações outorga à Assembleia Geral o direito de suspender o exercício de direitos pelo acionista que deixar de cumprir obrigação imposta por lei ou pelo Estatuto Social da Companhia, cessando tal suspensão imediatamente após o cumprimento de tal obrigação.

As ações que fizerem parte do controle acionário da Companhia não poderão ser transferidas, cedidas ou, de qualquer outra forma, alienadas, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, sem a prévia e expressa concordância da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O Estatuto Social da Companhia não prevê qualquer outra hipótese de restrição de exercício de direitos pelos acionistas.

18. Valores mobiliários / 18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários**Exercício social 31/12/2018**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2018	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	136.968	26,44	19,80	R\$ por Unidade	22,33
30/06/2018	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	52.234	23,00	18,13	R\$ por Unidade	21,35
30/09/2018	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	99.858	21,60	19,01	R\$ por Unidade	20,27
31/12/2018	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	60.490	30,00	20,09	R\$ por Unidade	24,34

Exercício social 31/12/2017

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2017	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	49.220	46,00	40,00	R\$ por Unidade	43,65
30/06/2017	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	136.142	48,90	42,30	R\$ por Unidade	45,94
30/09/2017	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	21.400	60,00	50,00	R\$ por Unidade	53,92
31/12/2017	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	136.605	41,00	25,80	R\$ por Unidade	50,36

Exercício social 31/12/2016

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2016	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	30.485	50,00	34,79	R\$ por Unidade	46,02
30/06/2016	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	11.555	43,00	36,27	R\$ por Unidade	46,14
30/09/2016	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	62.282	37,50	28,00	R\$ por Unidade	33,15
31/12/2016	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	69.151	43,00	29,00	R\$ por Unidade	32,59

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Identificação do valor mobiliário	10ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/03/2019
Data de vencimento	15/03/2024
Quantidade	1.000.000
Valor total	1.000.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Slm
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas entre investidores profissionais, nos termos da Instrução CVM 476/09. O plano de distribuição seguirá o procedimento descrito na Instrução CVM 476, para tanto o coordenador líder poderá acessar no máximo, 75 investidores profissionais, sendo possível a subscrição ou aquisição por, no máximo, 50 investidores profissionais.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	<p>(i) A Companhia poderá, a seu exclusivo critério, a qualquer tempo, realizar oferta facultativa de resgate antecipado total das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, com o conseqüente cancelamento de tais debêntures, sem distinção, assegurada a igualdade de condições de todos os debenturistas para aceitar o resgate antecipado das debêntures que forem titulares, de acordo com as seguintes condições:</p> <p>(i) a Companhia deverá comunicar a oferta de resgate antecipado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado ou envio de comunicado individualmente a todos os debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 30 dias de antecedência da data prevista para a efetivação do resgate, mediante pagamento do valor nominal unitário não amortizado, acrescido da remuneração devida e ainda não paga, até a data do resgate antecipado das debêntures.</p> <p>(ii) A Companhia poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 15/04/2020, realizar resgate antecipado total das debêntures, com o conseqüente cancelamento de tais debêntures de acordo com as seguintes condições: (i) a Companhia deverá comunicar o resgate antecipado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado ou envio de comunicado aos debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 dias de antecedência da data prevista para a efetivação do resgate, mediante pagamento do valor nominal unitário não amortizado, acrescido da remuneração devida e ainda não paga, até a data do resgate antecipado das debêntures e de prêmio, incidente sobre o valor unitário nominal ou saldo do valor nominal unitário das debêntures, acrescido da remuneração devida e ainda não paga, cujo percentual está definido na escritura.</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nas deliberações da Assembleia Geral de Debenturistas, a cada Debênture em Circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, debenturista ou não. Sem prejuízo dos quóruns específicos estabelecidos na Escritura e na legislação aplicável, as deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas dependerão da aprovação de Debenturistas titulares de, no mínimo, 66% mais uma das Debêntures em Circulação. As hipóteses de alteração: da Remuneração; das Datas de Pagamento da Remuneração; da Data de Vencimento; dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures; Eventos de Vencimento Antecipado; de cláusulas relacionadas ao Resgate Antecipado; dos quóruns previstos na Escritura; das cláusulas sobre amortização extraordinária e/ou resgate antecipado; dependerão da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 90% das Debêntures.
Outras características relevantes	Vide item 18.12
Identificação do valor mobiliário	9ª Emissão de Debêntures

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Data de emissão	15/12/2017
Data de vencimento	15/12/2020
Quantidade	60.000
Valor total	600.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	598.522.034,07
Restrição a circulação	Slm
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas entre investidores profissionais, nos termos da Instrução CVM 476/09. O plano de distribuição seguirá o procedimento descrito na Instrução CVM 476, para tanto o coordenador líder poderá acessar no máximo, 75 investidores profissionais, sendo possível a subscrição ou aquisição por, no máximo, 50 investidores profissionais.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Para mais detalhes vide item 18.12.
Características dos valores mobiliários de dívida	i. Sobre o valor nominal unitário ou saldo do valor nominal unitário das debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 114% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, over extragrupo, expressas na forma percentual ao ano, base 252 dias uteis, calculada e divulgada diariamente pela B3 no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br). iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto: Não há. iv. debentures simples da especie quirografária v. Possui garantia fidejussória. vi. o agente fiduciário é PENTAGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS - Avenida das Américas, n.º 4.200, bloco 08, Ala B, Salas 302, 303 e 304 - CEP: 22640-102 Rio de Janeiro, RJ At.: Sra. Nathalia Machado Loureiro; Sra. Marcelle Motta Santoro e Sr. Marco Aurélio Ferreira - Telefone: (21) 3385-4565 Fax: (21) 3385-4046 - Correio Eletrônico: operacional@pentagonotrustee.com.br. Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 9ª emissão de debêntures da Companhia e seus respectivos aditamentos.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não há
Outras características relevantes	A Companhia não poderá realizar oferta de resgate antecipado das debentures. Sujeita ao atendimento das condições de Resgate Antecipado Facultativo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério: (a) 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, com o consequente cancelamento de tais debentures (Resgate Antecipado Facultativo).

18. Valores mobiliários / 18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	0	100	2

18. Valores mobiliários / 18.6 - Mercados de negociação no Brasil

As ações ordinárias de emissão da Companhia são negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) sob o código CBEE3.

As debêntures 9ª e 10ª emissões são admitidas à negociação no mercado secundário, por meio do módulo CETIP 21 – Títulos e Valores Mobiliários, administrado e operacionalizado pela B3, sendo as negociações liquidadas financeiramente e as debêntures custodiadas eletronicamente na B3.

18. Valores mobiliários / 18.7 - Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não tem valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18. Valores mobiliários / 18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía valores mobiliários emitidos no exterior.

18. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

A seguir, apresentamos as emissões públicas realizadas pela Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

9ª Emissão de Debêntures

Em 15 de dezembro de 2017, a Companhia emitiu 600.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

Para maiores informações sobre as emissões de debêntures, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

10ª Emissão de Debêntures

Em 15 de março de 2019, a Companhia emitiu 1.000.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

Para maiores informações sobre as emissões de debêntures, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

18. Valores mobiliários / 18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas**(a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados****9ª Emissão de Debêntures**

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a Emissão serão destinados a atender aos negócios de gestão ordinária, mediante reforço de seu capital de giro e reperfilamento de dívidas da Companhia.

10ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a Emissão serão destinados a atender aos negócios de gestão ordinária, mediante reforço de seu capital de giro e reperfilamento de dívidas da Companhia.

(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. Valores mobiliários / 18.11 - Ofertas públicas de aquisição

Não aplicável, pois a Companhia não promoveu ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiros nos últimos três exercícios sociais.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

9ª Emissão das Debêntures

- **Oferta de Resgate Antecipado da Totalidade das Debêntures**
- A Emissora não poderá realizar oferta de resgate antecipado das Debênture.
- **Resgate Antecipado Facultativo**
- 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, com o conseqüente cancelamento de tais Debêntures (“Resgate Antecipado Facultativo”).
- O Resgate Antecipado Facultativo será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Escritura, ou envio de comunicado aos Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 10 (dez) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate Antecipado Facultativo integral das Debêntures e pagamento aos Debenturistas; e (ii) a demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo.
- O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculadas *pro rata temporis*, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo; e (ii) de prêmio *flat*, incidente sobre o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento), calculado conforme fórmula abaixo:

$$\bullet \quad \text{Prêmio} = \text{VR} * ((1 + \text{Taxa1}) ^{(\text{du_vcto}/252)} - 1)$$

- Onde:
- VR = do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debênture, conforme o caso, acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo resgate.
- Taxa1 = 0,20% (vinte centésimos por cento)
- du_vcto = quantidade de dias úteis entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo (inclusive) e Data de Vencimento (exclusive).
- O pagamento das Debêntures a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

- Não será admitido o Resgate Antecipado Facultativo de parte das Debêntures, sendo, portanto, necessário o resgate da totalidade das Debêntures.
- A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo.

10ª Emissão das Debêntures

- **Oferta de Resgate Antecipado**

A Emissora poderá realizar, a qualquer tempo, a partir da Data de Emissão, exclusive, oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade das Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas, com o conseqüente cancelamento de tais Debêntures, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas 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 somente poderá realizar a Oferta de Resgate Antecipado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Escritura, ou envio de comunicado individual aos Debenturistas, 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, incluindo: **(a)** que a Oferta de Resgate Antecipado será relativa à totalidade das Debêntures, observado que, caso a quantidade de Debêntures indicadas por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado seja inferior à totalidade de Debêntures, a Companhia deverá resgatar a totalidade das Debêntures que forem indicadas por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado; **(b)** a forma de manifestação dos Debenturistas que aceitarem a Oferta de Resgate Antecipado; **(c)** a data efetiva para o resgate integral das Debêntures e pagamento aos Debenturistas; **(d)** informação de que a Oferta de Resgate Antecipado estará condicionada à aceitação da totalidade dos Debenturistas; **(e)** o percentual do prêmio de resgate antecipado, caso exista, que não poderá ser negativo; e **(f)** as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado”);
- (ii) após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à referida oferta terão que comunicar diretamente a Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado. Ao final deste prazo, a Emissora terá até a data indicada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado, sendo certo que o resgate de todas as Debêntures será realizado em uma única data;
- (iii) o valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data do resgate e de eventual prêmio de resgate antecipado, se aplicável; e
- (iv) caso **(a)** as Debêntures estejam custodiadas eletronicamente na B3, o resgate antecipado das Debêntures deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3; ou **(b)** Debêntures não estejam custodiadas eletronicamente na B3, o resgate antecipado das Debêntures, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Resgate Antecipado Facultativo

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 do dia 15 de abril de 2020 (inclusive), realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures, com o conseqüente cancelamento de tais Debêntures (“Resgate Antecipado Facultativo”).

O Resgate Antecipado Facultativo será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Escritura, ou envio de comunicado aos Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo, os quais deverão indicar **(i)** a data efetiva para o Resgate Antecipado Facultativo integral das Debêntures e pagamento aos Debenturistas; e **(ii)** as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo.

O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, acrescido **(i)** da Remuneração, calculadas *pro rata temporis*, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo; e **(ii)** de prêmio, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, correspondente a **(a)** a partir do 13º (décimo terceiro) mês (inclusive) até o 24ª (vigésimo quarto) mês (inclusive), 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano base 252 dias úteis, e **(b)** do 25º (vigésimo quinto) mês (inclusive) até a Data de Vencimento (exclusive), 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) ao ano base 252 dias úteis, em qualquer dos casos, calculado conforme fórmula abaixo:

$$\text{Prêmio} = \text{VR} * ((1 + \text{Taxa})^{(\text{du_vcto}/252)} - 1)$$

onde:

VR = do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo resgate.

Taxa = 0,30% (trinta centésimos por cento) ou 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento), conforme o caso.

du_vcto= quantidade de dias úteis entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo e Data de Vencimento.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.1 - Descrição - planos de recompra

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve planos de recompra aprovados pela administração da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, visto que não existem valores mobiliários mantidos em tesouraria no período corrente e nos últimos três exercícios.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 19.

20. Política de negociação / 20.1 - Descrição - Pol. Negociação

Data aprovação	28/11/2012
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

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 Política de Negociação de Valores Mobiliários pode ser acessada nos seguintes endereços: (i) sede da Companhia; e (ii) internet: site da Companhia <https://www.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-rio/informacoes-gerais.html>., site da CVM (www.cvm.gov.br) e site da B3 S.A – Brasil, Bolsa, Balcão (www.b3.com.br).

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. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 20.

21. Política de divulgação / 21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos

As normas, regimentos e procedimentos internos relativos à divulgação de informações que a Companhia adota estão descritos na sua Política de Divulgação de Ato e Fato Relevante, conforme disposta no item 21.2 deste Formulário de Referência.

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

A Companhia possui uma Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante (“**Política de Divulgação**” ou “**Política**”), nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“**CVM**”) nº 358, de 03 de janeiro de 2002, conforme alterada (“**ICVM 358**”), aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 19 de julho de 2002, e é destinada aos seus acionistas controladores, diretores, membros dos Conselhos de Administração e do Conselho Fiscal e, ainda, integrantes dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia, executivos e funcionários com acesso a informações relevantes e por quem quer que tenha conhecimento de informações relevantes da Companhia, em razão de cargo, função ou posição na Companhia.

Normas Gerais

Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações e com o artigo 2º da ICVM 358, ato ou fato relevante significa qualquer decisão dos acionistas controladores, 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 B3 S.A. – Brasil, Bolsa e Balcão (“**B3**”), 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 ICVM 358, o ato ou fato relevante, excepcionalmente, poderá deixar de ser comunicado e divulgado.

Na hipótese de a 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 do Conselho 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 à Política, 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

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente, deverão informar à Companhia, à CVM e, se for o caso, à B3, a quantidade, as características e a forma de aquisição de valores mobiliários de sua titularidade, bem como as alterações em suas posições acionárias.

Responsabilidades

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 ICVM 358; e (iv) responder pela execução e acompanhamento da Política.

Os acionistas controladores, diretores, membros dos Conselhos de Administração e do Conselho 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 à Política, 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 na Política 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 ICVM 358, o Diretor de Relações com Investidores seja omissos.

Qualquer aprimoramento ou reformulação da Política deverá ser deliberada pelo Conselho de Administração da Companhia e encaminhada à CVM e à B3.

A Política de Divulgação pode ser acessada nos seguintes endereços: (i) sede da Companhia: Praça Leoni Ramos, nº 1 – bloco 1, 24210-205-São Domingos, Niterói - Rio de Janeiro; e (ii) *website* da Companhia (<https://www.enel.com.br/pt/investidores/enel-distribuicao-rio.html>); e (iii) *website* da CVM (www.cmv.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br).

21. Política de divulgação / 21.3 - Responsáveis pela política

O administrador responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações é o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

21. Política de divulgação / 21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 21.