Proposta da Administração para a Assembleia Geral Ordinária de 17.04.2017

CNPJ 02.474.103/0001-19 NIRE 42 3 0002438-4
R. Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064
Agronômica - Florianópolis - SC - CEP 88025-255











EGIE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA

IBOVESPA

Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2017

Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC

Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG

Especial Serasa Experian Troféu Transparência ANEFAC 2016

ÍNDICE

PROPOSTA DA ADMINISTRAÇÃO PARA A ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA A REALIZAR-SE NO DIA 17 DE ABRIL DE 2017, EM ATENDIMENTO À INSTRUÇÃO DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM) Nº 481 DE 17 DE DEZEMBRO DE 2009 (ICVM 481/09), E SUAS ALTERAÇÕES POSTERIORES **5**

ANEXO I – COMENTÁRIO DOS DIRETORES **7**

10.1 Comentários dos diretores sobre 7

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais 7

b. Estrutura de capital 14

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos 15

d. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas 15

e. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez 16

f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda: 17

g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados 24

h. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras 25

10.2 Comentários dos diretores sobre: 48

a. Resultados das operações da Companhia, em especial: 48

b. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços 50

c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante 50

10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados 52

a. Introdução ou alienação de segmento operacional 52

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária 53

c. Eventos ou operações não usuais 57

10.4 Comentários dos diretores sobre 58

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis 58

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis 58

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor 58

10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros 58

a. Instrumentos financeiros derivativos 59

b. Vida útil do ativo imobilizado 59

c. Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração 59

d. Obrigações com benefícios de aposentadoria 59

e. Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas 60

10.6 Descrição pelos diretores dos itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia 60
a. Os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items) 60
b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 60
10.7 Comentários dos diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6 60
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 da Companhia; 60
b. Natureza e o propósito da operação 60
c. Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação 60
10.8 Principais elementos do plano de negócios da Companhia: 61
a. Investimentos: 61
b. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia 62
c. Novos produtos e serviços 63
10.9 Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção 63

ANEXO II – PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO LUCRO 64

ANEXO III – COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DO CONSELHO FISCAL 69
12.5/6 Composição e experiência profissional do conselho de administração e do conselho fiscal 69
12.7/8 Composição dos comitês 73
12.9 Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores: 73
12.10 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia (Indicados pelo Acionista Controlador) e: (i) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia ou (ii) controlador direto ou indireto da Companhia 73
12.13 Outras informações que a Companhia julgue relevantes 74

ANEXO IV – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES 75
13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários e dos Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração, abordando os seguintes aspectos: 75
a. Objetivos da política ou prática de remuneração 75
b. Composição da remuneração 75
c. Principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração 78
d. Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho 79
e. Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo 79
f. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos 79
13.2 Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal reconhecida no resultado dos últimos 3 exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente: 80
13.3 Remuneração variável do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal dos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente 84

13.4 Plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente: 85
13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária 86
13.6 Opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social 86
13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais 86
13.8 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens "13.5" a "13.7", tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções 86
13.9 Quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social 87
13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e aos Diretores Estatutários 87
13.11 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal, dos 3 últimos exercícios sociais 88
13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia 89
13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto 89
13.14 Valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados, em relação aos 3 últimos exercícios sociais 89
13.15 Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que títulos tais valores foram atribuídos a tais indivíduos, em relação aos 3 últimos exercícios sociais 90
13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes 91

ANEXO V – POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS 92
14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia 92
a. Política de salários e remuneração variável 92

ANEXO VI – ORIENTAÇÕES SOBRE O VOTO A DISTÂNCIA 93

PROPOSTA DA ADMINISTRAÇÃO PARA A ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA A REALIZAR-SE NO DIA 17 DE ABRIL DE 2017, EM ATENDIMENTO À INSTRUÇÃO DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM) Nº 481 DE 17 DE DEZEMBRO DE 2009 (ICVM 481/09), E SUAS ALTERAÇÕES POSTERIORES.

Segundo o artigo 9º da ICVM 481/09, a Companhia deve fornecer, até 1 (um) mês antes da data da realização da Assembleia Geral Ordinária (AGO), os seguintes documentos e informações:

- **Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis (Incisos I e II do artigo 9ª da ICVM 481/09)**

As Demonstrações Contábeis Anuais Completas, que incluem o Relatório da Administração, foram arquivadas na CVM e BM&FBOVESPA no dia 23 de fevereiro de 2017 e foram publicadas nos jornais Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e Diário Catarinense, no dia 17 de março de 2017. Tais documentos também estão disponíveis nestes websites: da Companhia (www.engieenergia.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

- **Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência (Inciso III do artigo 9º da ICVM 481/09)**

As informações referentes ao comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia estão disponíveis no anexo I deste documento.

- **Parecer dos Auditores Independentes (Inciso IV do artigo 9º da ICVM 481/09)**

O Parecer dos Auditores Independentes está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais Completas da Companhia.

- **Parecer do Conselho Fiscal, inclusive votos dissidentes, se houver (Inciso V do artigo 9º da ICVM 481/09)**

O Parecer do Conselho Fiscal está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais da Companhia, ressaltando que não houve votos dissidentes.

- **Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas - DFP (§ único do artigo 9º - Inciso I, da ICVM 481/09)**

O formulário Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) foi publicado pela Companhia no dia 23 de fevereiro de 2017, na mesma data da entrega do Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Anuais Completas. Esse documento pode ser acessado pelos websites da Companhia (www.engieenergia.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

- **Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09 (§ único do artigo 9º - Inciso II, da ICVM 481/09)**

As informações referentes ao anexo 9-1-II da ICVM 481/09 estão disponíveis no anexo II deste documento.

- **Parecer do Comitê de Auditoria, se houver (§ único do artigo 9º - Inciso III, da ICVM 481/09)**

A Companhia não possui Comitê de Auditoria.

Sempre que a assembleia geral for convocada para eleger administradores ou membros do conselho fiscal, a Companhia deve fornecer (artigo 10º da ICVM 481/09):

- **No mínimo, as informações indicadas nos itens 12.5 a 12.10 do formulário de referência, relativamente aos candidatos indicados ou apoiados pela administração ou pelos acionistas controladores (artigo 10º - Inciso I, da ICVM 481/09)**

Os mencionados dados estão apresentados no anexo III deste documento.

Sempre que a assembleia geral dos acionistas for convocada para fixar a remuneração dos administradores, a Companhia deve fornecer, no mínimo, os seguintes documentos e informações (artigo 12º da ICVM 481/09):

- **Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do referido Formulário de Referência (artigo 12º - Incisos I e II, da ICVM 481/09)**

Estas informações estão apresentadas no anexo IV deste documento.

- **Informações relativas à proposta de participação dos empregados nos resultados do exercício de 2016**

A proposta está apresentada no anexo V deste documento.

- **Boletim de voto à distância, a que se refere o art. 21-F (Inciso VI do artigo 9º da ICVM 481/09) e nas hipóteses a que se refere o art. 21-A (Inciso II do artigo 10º da ICVM 481/09)**

Em atendimento à ICVM 481/09, e suas alterações posteriores, a Companhia passará a adotar o voto a distância a partir do exercício de 2017.

O boletim de voto a distância foi publicado pela Companhia no dia 17 de março de 2017, na mesma data da entrega da Proposta da Administração. Esse documento pode ser acessado pelos websites da Companhia (www.engieenergia.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

Mais detalhes estão apresentados no anexo VI deste documento.

ANEXO I – COMENTÁRIO DOS DIRETORES

Artigo 9ª ICVM 481/09 – Inciso III – Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência

10.1 Comentários dos diretores sobre

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2016

O ano de 2016 foi marcado por momentos de mudanças na Companhia, com a finalidade de integração estratégica proposta por sua Controladora. O novo nome adotado – ENGIE e, por consequência, nova marca são parte desse processo para adequação à transição energética no setor de energia elétrica a nível global, que desenha o futuro deste âmbito em três eixos fundamentais: descarbonização, descentralização e digitalização.

As principais áreas de atuação da ENGIE Brasil Energia continuam sendo a geração centralizada, priorizando as fontes renováveis, e a comercialização de energia, ao mesmo tempo em que busca, cada vez mais, oferecer soluções integradas e inovadoras à pessoas, empresas e cidades. Em 2016, o ingresso no segmento de geração solar distribuída, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., representa um passo importante nesse sentido.

Ao longo de 2016, a economia brasileira deu sequência à desaceleração registrada no ano anterior, sendo verificada instabilidade política e recessão econômica no País. O Produto Interno Bruto (PIB) sofreu retração de 3,6% quando comparado ao de 2015, sendo a primeira vez que o país registrou dois anos seguidos de retração no nível de atividade da economia – a série histórica oficial teve início em 1948. No ano passado, o recuo foi de 3,8%, o maior em 25 anos.

De acordo com o IBGE, o país fechou o ano com a inflação oficial de 6,29% – no teto da meta do governo, puxada principalmente pelos preços de alimentos. O déficit primário acumulado do setor público, segundo o Bacen, alcançou R$ 154,255 bilhões. Esse valor representa 2,4% do Produto Interno Bruto (PIB) e é o pior da série histórica. Em 2015, as contas do governo central haviam ficado negativas em R$ 114,741 bilhões ou 1,9% do PIB. O dólar comercial fechou 2016 em queda de 17,69% frente ao real, cotado a R$ 3,2497, a primeira queda anual desde 2010.

O contexto recessivo da economia refletiu diretamente na demanda de energia elétrica no país. Conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de eletricidade totalizou 460.001 GWh em 2016, queda de 0,9% em relação a 2015. O setor residencial representou 132.893 GWh deste total, sendo o único a registrar aumento no ano, de 1,4%. Por outro lado, o consumo médio nas residências termina o ano praticamente estável (160 kWh/mês frente aos 161 kWh/mês do fim de 2015). Os setores comercial e industrial registraram no ano consumo de 88.185 GWh (-2,5%) e 164,034 GWh (-2,9%), respectivamente. Por regiões, os destaques negativos ficam por conta do Sudeste e do Centro-Oeste, com quedas de 1,8% e 1,0% em comparação a 2015. Nordeste e Sul tiveram um resultado praticamente estável, ambos com -0,3% e a região Norte se destacou positivamente, com crescimento de 2,0%.

O cenário hidrológico de 2016 foi ainda mais restritivo do que em 2015 no que se refere a vazões afluentes às usinas hidrelétricas. Tanto o subsistema Norte quanto o Nordeste tiveram o segundo pior ano de seus respectivos históricos. Porém, as elevadas afluências no Sudeste e no Centro-Oeste em janeiro de 2016, associadas às afluências regulares no Sul na maior parte do ano e a uma significativa recessão no consumo de energia elétrica, acabaram fazendo com que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficasse relativamente baixo no período.

A ENGIE Brasil Energia, no ano de 2016, obteve lucro líquido consolidado de R$ 1.548 milhões, valor 3,1% ou R$ 47 milhões superior ao exercício de 2015. O EBITDA alcançado pela Companhia foi de R$ 3.176 milhões, um aumento de 2,0% ou R$ 61 milhões se comparado ao ano de 2015. A margem EBITDA avançou 1,5 p.p., passando de 47,8% em 2015 para 49,3% em 2016. Esse desempenho se deve, essencialmente, à combinação do que segue: (i) efeito negativo líquido das transações na CCEE em consequência principalmente: (i.i) da redução do efeito negativo do GSF; (i.ii) do menor excedente de energia liquidado na CCEE; (i.iii) da elevação da exposição termelétrica; (i.iv) da maior exposição à diferença de preço de submercado; e (i.v) da redução de receita no Mercado de Realocação de Energia – MRE; (ii) da queda do consumo e redução de quantidades contratadas com clientes industriais; (iii) do declínio no volume de compras de energia para revenda; e (iv) da redução do custo com combustível para geração de energia — em virtude do menor despacho termelétrico

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente – No ano de 2016, a Companhia apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante do cenário de crise econômica. O lucro líquido consolidado do exercício de 2016 foi de R$ 1.548 milhões.
- Forte geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado, cujo conceito é lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, no ano de 2016 alcançou R$ 3.176 milhões. A margem EBTIDA atingiu 49,3%.
- Manutenção do baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2016 foi de 1,0 vez e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,3 vez. Os empréstimos em dólares norte-americanos foram integralmente liquidados no ano de 2016 e estavam protegidos na sua totalidade contra a variação cambial através de operação de *swap* para o CDI.
- Classificação de risco (*rating*) – Em 2016, a agência Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB-" para "BB+", ainda um nível acima do *rating* soberano, com perspectiva negativa. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA (bra)", com perspectiva estável.
- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.

- Implantação de novas usinas – O plano de expansão da Companhia segue de acordo com o planejado e, em 31 de dezembro de 2016, há 762,8 MW em construção que devem estar em total operação até o início de 2019. O Complexo Eólico Santa Mônica, localizado no município de Trairi, estado do Ceará, é composto por quatro usinas, que adicionarão um total de 97,2 MW ao parque gerador da Companhia, das quais duas iniciaram operação comercial em 2016, a última parcial. A expectativa é que todo o Complexo esteja em operação ainda no primeiro semestre de 2017, adicionando 59,4 MW ao parque gerador. A Usina Termelétrica Pampa Sul, localizada no município de Candiota, estado do Rio Grande do Sul, utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida situada na região e terá capacidade instalada de 340 MW. Ao final de 2016, a obra atingiu progresso acumulado de 47%. O Complexo Eólico Campo Largo – Fase I, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, estado da Bahia, terá capacidade instalada de 326,7 MW. Em setembro de 2016, iniciaram-se os serviços na área do alojamento e em novembro, o Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu a Licença de Instalação do último parque do Complexo. A previsão é de que a operação comercial inicie parcialmente em 2018. A Central Fotovoltaica Assú V, com capacidade instalada de 36,7 MW, será implantado em Assú, estado do Rio Grande do Norte. O empreendimento está em fase de licenciamento ambiental, sendo que as obras terão início em 2017. A previsão é que a operação seja iniciada em dezembro do mesmo ano.
- Expansão – A Companhia vem diversificando sua matriz energética e os mercados regionais de atuação, com prioridade para fontes renováveis de energia. Assim, permanece atenta a oportunidades de expansão em diferentes regiões brasileiras, desde que compatíveis com os requisitos de sustentabilidade nas esferas econômica, social e ambiental. O grande marco do grupo ENGIE no Brasil no ano foi a inauguração, em dezembro, da Usina Hidrelétrica de Jirau, localizada no Rio Madeira, em Rondônia, com capacidade instalada total de 3.750 MW. A ENGIE Brasil Participações, controladora da ENGIE Brasil Energia, possui 40% de participação no empreendimento. O início do processo de transferência dessa participação para a Companhia está previsto para 2017, em uma operação que contará com o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.
- Alienação de ativos – Em dezembro de 2016, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou a venda das usinas eólicas Beberibe (25,6 MW), no Ceará, e Pedra do Sal (18 MW), no Piauí, bem como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (19,8 MW), em Minas Gerais, para a Companhia Energética de Petrolina. A operação integra a estratégia da Companhia de priorizar a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si. A conclusão da venda, a ser realizada no decorrer de 2017, está sujeita ao atendimento de determinadas condições previstas em contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Em 15.02.2017, a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral que mandatou o Banco Morgan Stanley S.A. para prestar assessoria financeira em uma sondagem de mercado, não vinculante, visando identificar potenciais compradores para seus ativos de geração de energia a carvão: (i) Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – com capacidade instalada de 857 MW; e (ii) Usina Termelétrica Pampa Sul – usina em construção que terá capacidade instalada de 340 MW e previsão de entrada em operação comercial no final de 2018. A potencial Operação está em linha com a estratégia de descarbonização da ENGIE em todo o mundo, focada em atividades de baixa emissão de carbono, como geração de energia renovável, gás natural e infraestrutura.

- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2016 os dividendos propostos corresponderam a 100% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Permanência da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA – A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição em 2005.
- Valorização da cotação das ações da Companhia – As ações da Companhia apresentaram no ano de 2016 valorização de 9,9%, abaixo do Índice do Setor Elétrico (IEEX) e o Ibovespa em 45,6% e 38,9%, respectivamente.

Ao fim de 2016, a Companhia possuía capacidade instalada de 6.999,3 MW e operava um parque gerador de 8.720,0 MW. A capacidade instalada alcançada ao fim de 2016 representa uma redução de 45,0 MW em relação ao ano anterior. Tal redução se deu com a desmobilização dos ativos da Usina Termelétrica Charqueadas, representando 72 MW de capacidade instalada, em virtude, após 50 anos de operação, da inviabilidade econômica da usina aliada ao aumento do custo de combustível em razão da mudança do critério de reembolso estabelecido na legislação. Esse decréscimo foi parcialmente atenuado pelo início da operação comercial dos parques eólicos Santa Mônica e Cacimbas, o último parcialmente, cuja capacidade instalada é de 18,9 MW e 8,1 MW em 31 de dezembro de 2016, respectivamente, pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, composto também pelos parques eólicos Estrela e Ouro Verde, localizados no município de Trairi, estado do Ceará.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2015

O ano de 2015 foi marcado pelo agravamento da crise econômica no País. O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), responsável pelo cálculo oficial do Produto Interno Bruto (PIB), apurou retração desse índice de 3,8%. A inflação, conforme o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), acumulada no ano foi de 10,7%, 4,2 pontos percentuais acima do teto da meta inflacionária fixada pelo Banco Central (Bacen), de 6,5%. Adicionalmente, o real foi substancialmente desvalorizado em relação ao dólar: a moeda americana foi cotada em R$ 3,92 ao final de 2015, representando alta de 47,5% em relação ao fechamento de 2014.

Como nos últimos anos, em 2015 o setor elétrico nacional sofreu influência da baixa hidrologia. O potencial hidrológico do país é indiscutível: em 2015, as usinas hidrelétricas representaram 65% da capacidade instalada. Associados a esse potencial estão o baixo custo de geração, além do nível reduzido de emissões atmosféricas da geração hidrelétrica quando comparada à geração térmica convencional. Entretanto, eventos climáticos extremos, frequentes nos últimos anos, apontam para a necessidade de ajustes no planejamento e na operação do setor elétrico brasileiro. A alteração que se observa no regime de chuvas demonstra que não é possível manter apenas a fonte hidráulica na base do sistema. Em 2015, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica registrou queda de 2,5%, haja vista a redução da atividade econômica no País. Desta forma, os impactos negativos resultantes dos eventos climáticos foram reduzidos pela diminuição do consumo de energia elétrica.

A ENGIE Brasil Energia, no ano de 2015, obteve lucro líquido consolidado de R$ 1.501 milhões, valor 8,5% ou R$ 118 milhões superior ao exercício de 2014. O EBITDA alcançado pela Companhia foi de R$ 3.115 milhões, um aumento de 7,6% ou R$ 220 milhões se comparado ao ano de 2014. Esses resultados se devem, sobretudo, à estratégia adequada de redução da exposição aos altos preços do mercado de curto prazo no início do ano, de alocação mensal da energia contratada e de manutenção do parque gerador. O alcance desses números em um cenário de retração da economia e eventos climáticos adversos demonstra a resiliência da Companhia e a confiança que o mercado lhe confere.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente – No ano de 2015, a Companhia apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante do cenário de crise econômica. O lucro líquido consolidado do exercício de 2015 foi de R$ 1.501 milhões.
- Forte geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado, cujo conceito é lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, no ano de 2015 alcançou R$ 3.115 milhões. A margem EBTIDA atingiu 47,8%.
- Manutenção do baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2015 foi de 1,2 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,4 vezes. Em 31.12.2015, a dívida denominada em moeda estrangeira – 34% do total, estava integralmente protegida contra a variação cambial por operações de *swap*.
- Classificação de risco (*rating*) – Em dezembro de 2015, a Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB" para "BBB-", com perspectiva negativa, ato contínuo ao rebaixamento do *rating* soberano do Brasil. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA(bra)", com perspectiva estável. Em 17.02.2016, a Standard & Poor's rebaixou o *rating* de crédito corporativo de longo prazo, atribuído na Escala Nacional Brasil à Companhia, de "brAAA" para "brAA", o qual havia sido reafirmado em dezembro de 2015, em função do rebaixamento do *rating* soberano do País para "brAA-". Cabe ressaltar que apesar do rebaixamento do *rating* pela S&P, a companhia manteve seu *rating* um grau acima do *rating* soberano em moeda local. Ao mesmo tempo, essa agência reafirmou o *rating* de curto prazo "brA1". Posteriormente, a pedido da Companhia, os *ratings* foram retirados da agência Standard &Poor's.

- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado – Ao fim de 2015, a Companhia possuía capacidade instalada de 7.044,3 MW e operava um parque gerador de 8.765,0 MW, mantendo-se, desta forma, como a maior geradora privada de energia do Brasil. A capacidade instalada alcançada ao fim de 2015 representa um aumento de 17,1 MW em relação ao ano anterior. Tal crescimento se deu com a finalização das obras de expansão da Usina Termelétrica Ferrari, iniciadas em 2014, e a inclusão do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Eólico de Tubarão, os quais agregaram, respectivamente, 15,0 MW e 2,1 MW ao parque gerador da Companhia. A ENGIE Brasil Energia permanece atenta, diretamente ou por meio de sua controladora ENGIE Brasil Participações, a oportunidades de expansão em todo o Brasil, desde que atendam aos requisitos de viabilidade econômica e de conformidade com o conceito de sustentabilidade.
- Implantação de novas usinas – Conforme anteriormente citado, a Companhia está em processo de implantação do Complexo Eólico Santa Mônica, iniciado em 2015, que acrescentará 97,2 MW a capacidade instalada da Companhia e sua entrada em operação plena está prevista para o primeiro semestre de 2017. Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A do Complexo Eólico Santo Agostinho, compostas por 11 Sociedades de Propósito Específico (SPE) que acrescentarão à capacidade instalada da Companhia, aproximadamente, 250 MW. Ainda em junho de 2015, o Ibama emitiu Licença de Instalação para a Usina Termelétrica Pampa Sul, a qual terá capacidade instalada de 340 MW e, conforme retro mencionado, está em fase de implantação.
- Comercialização de energia em leilão promovido pela Aneel – A Companhia comercializou, em agosto de 2015, por meio do Complexo Eólico Santa Mônica, 46,0 MW médios no Leilão de Geração promovido pela Aneel, a preço médio de venda de R$ 188,45/MWh, pelo prazo de 20 anos. A energia negociada no leilão terá início de suprimento em 01.01.2018.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2015 os dividendos propostos corresponderam a 55% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Permanência da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA.
- Valorização da cotação das ações da Companhia – As ações da Companhia apresentaram no ano de 2015 valorização de 2,3%, enquanto o índice do setor elétrico (IEE) e o Ibovespa retraíram, nesse mesmo período, 8,7% e 13,3%, respectivamente, reflexo das incertezas políticas e econômicas vivenciadas pelo Brasil.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2014

Em 2014, ano marcado por uma severa estiagem, a ENGIE Brasil Energia manteve sua trajetória de resultados consistentes. Seu EBITDA e lucro líquido consolidado foram de R$ 2.895 milhões e R$ 1.383 milhões, respectivamente, um pouco inferiores aos alcançados em 2013, que foram de R$ 3.043 e R$ 1.437, respectivamente, a despeito da considerável elevação dos custos nas transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para repor a energia elétrica que não foi possível gerar. O crescimento destes custos decorreu, substancialmente, da maior exposição da Companhia na CCEE em razão, principalmente, dos efeitos do maior fator de ajuste da garantia física, o GSF (*Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é inferior à garantia física das usinas. Esta exposição foi agravada pelo aumento substancial do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que passou do valor médio de R$ 258,19 em 2013 para R$ 675,81 em 2014.

A diversidade de suas fontes, aliada à gestão coordenada do planejamento e controle da oferta, do portfólio de contratos e da manutenção das usinas, permitiu à Companhia melhor enfrentar os desafios decorrentes da escassez de chuvas, confirmando a resiliência apontada pelo mercado como um dos seus principais diferenciais. Também contribuíram para o resultado esforços bem-sucedidos nas áreas tributária, regulatória e legal, que propiciaram ganhos não recorrentes, sem os quais o EBITDA e o lucro líquido consolidado teriam sido 13,0% e 17,7%, respectivamente, menores que os de 2013.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de elevadas margens de lucro – O lucro líquido do exercício de 2014 atingiu R$ 1.383 milhões. Os efeitos dos eventos retro mencionados afetaram negativamente o lucro do exercício.
- Consistente geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado alcançou R$ 2.895 milhões no ano de 2014, 4,9% inferior ao de 2013. A margem EBITDA ficou em 44,7%.
- Baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2014 foi de 1,4 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,8 vezes. Do total da dívida no final do exercício de 2014, 29,9% estava denominada em moeda estrangeira, a qual estava integralmente protegida por operações de *swap* contra a variação cambial.
- Manutenção da classificação de risco (*rating*) – Fitch Ratings: (i) Internacional - "BBB", e (ii) Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures - "AAA(bra)"; Standard & Poor's: (i) Crédito corporativo de longo prazo, na escala nacional Brasil – "brAAA", e (ii) Crédito corporativo de curto prazo – "brA-1".
- Reduzido nível de inadimplência – Essa condição é resultado do rígido processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado – A expansão total da capacidade instalada da Companhia no ano foi de 128,5 MW, por meio da aquisição do parque gerador da Usina Termelétrica Ferrari, localizada em São Paulo, de 65,5 MW, e da entrada em operação das centrais eólicas Fleixeiras I e Mundaú, no Ceará – ambas de 30,0 MW e pertencentes ao Complexo Eólico Trairi – e da Usina Eólica Solar Cidade Azul, de 3,0 MW de pico, em Santa Catarina.

- Comercialização de energia em leilão promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – A Companhia foi vitoriosa no leilão de energia nova para entrega a partir de 2019, promovido pela Aneel, em novembro de 2014, quando foram comercializados 386,9 MW médios de energia de três plantas: o Complexo Eólico Campo Largo (82,6 MW médios), a termelétrica a carvão Pampa Sul (294,5 MW médios) e a termelétrica a biomassa Ferrari (9,8 MW médios).
- Contratos de construção de usinas – Em 2014, a Companhia firmou contratos de construção das usinas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, Usina Termelétrica Pampa Sul e Complexo Eólico Campo Largo.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2014 os dividendos propostos corresponderam a 55% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA.
- Desvalorização da cotação das ações da Companhia – Ao longo do ano, as ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 1,3%, em relação a 2013, refletindo as incertezas do cenário macroeconômico e do setor elétrico, enquanto as ações que compõem o Ibovespa recuaram 2,9%.

b. Estrutura de capital

A Administração entende que a Companhia possui estrutura de capital com nível baixo de alavancagem financeira, o que possibilita a execução de sua estratégia de crescimento nos próximos anos.

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa, principalmente em função de sua elevada margem, resultado da característica intensiva em capital da atividade de geração de energia e dos rígidos controles de custos e despesas realizados pela Administração da Companhia.

Os principais componentes da estrutura de capital da Companhia são os seguintes:

Valores em R$ milhões	**31.12.2016**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Endividamento bruto[1]	3.089	3.759	3.989
(-) Caixa e equivalente de caixa e depósitos vinculados	1.996	2.544	1.751
Endividamento líquido	1.093	1.215	2.238
Endividamento de longo prazo (% do total do endividamento)	90,3%	67,4%	89,3%
Patrimônio líquido	6.614	6.642	5.655
Grau de alavancagem[2]	14,2%	15,5%	28,4%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido / passivo total)	45,9%	43,4%	41,5%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	54,1%	56,6%	58,5%

O reduzido nível de endividamento e a baixa alavancagem garantem uma situação de liquidez confortável à Companhia.

[1] Contempla os empréstimos, os financiamentos e as debêntures, considerando os efeitos dos *hedges*.
[2] Endividamento líquido / (Endividamento líquido + Patrimônio líquido)

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia, considerando o seu perfil do endividamento e a sua posição de liquidez, em situações normais de mercado, possui plenas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazo hoje existentes, bem como para continuar expandindo seus investimentos. Os Administradores entendem ainda que, em condições normais de mercado, a sólida geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

No quadro a seguir estão listados os principais indicadores de capacidade de pagamento da dívida utilizados pela Companhia.

Valores em R$ milhões	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
EBITDA	3.176	3.115	2.895
Despesa financeira bruta	753	752	553
Despesa financeira líquida	355	471	346
Endividamento bruto	3.089	3.759	3.989
Endividamento líquido	1.093	1.215	2.238
Endividamento líquido / EBITDA	0,3	0,4	0,8
Endividamento total / EBITDA	1,0	1,2	1,4
EBITDA / Despesa financeira bruta	4,2	4,1	5,2

Nos últimos três exercícios sociais a Companhia honrou suas obrigações assumidas com terceiros, tais como: fornecedores, dividendos, dívidas, concessões a pagar, entre outros.

A classificação de risco (*rating*) da Companhia em 31.12.2016 era feita pela Fitch Ratings.

Em 2016, a agência Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB-" para "BB+", ainda um nível acima do *rating* soberano, com perspectiva negativa. A revisão da nota da Companhia foi reflexo do rebaixamento do *rating* soberano, divulgado pela Agência, em 05.05.2016. A redução da nota do Brasil reflete a contração econômica mais profunda que a antecipada, o fracasso do governo em estabilizar as perspectivas para as finanças públicas e as incertezas políticas que prejudicam a confiança doméstica e reduzem a governabilidade, assim como a eficiência política. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA(bra)", com perspectiva estável.

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

A Companhia utiliza linhas de crédito em instituições financeiras de primeira linha, com a finalidade de suprir uma eventual necessidade de caixa de curto e médio prazo.

Para os projetos de investimento da Companhia, além da utilização de parte de sua geração de caixa, a principal fonte de financiamento é o BNDES, diretamente e/ou por meio de Bancos Repassadores do BNDES. Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento via BNDES, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento incentivadas, como o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e/ou debêntures ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequados. A Companhia avalia constantemente alternativas de financiamento de suas operações.

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais, a Companhia utilizou como principal fonte de financiamento para os seus projetos o BNDES e Bancos Repassadores. Nestes contratos, de maneira geral, há uma relação "padrão" para a obtenção destas linhas de créditos, que se situa na faixa de 30% de capital próprio e 70% para itens financiáveis.

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

Em que pese a Administração não preveja qualquer situação de deficiência de liquidez, a Companhia possui linhas de crédito previstas (capital de giro, financiamento de longo prazo e fiança bancária) perante instituições financeiras de primeira linha no montante global de aproximadamente R$ 3,4 bilhões.

Em caso de necessidade de financiamento para capital de giro, a Companhia pretende utilizar linhas de crédito disponíveis no mercado junto a instituições financeiras de primeira linha. Para fins de financiamento de ativos não circulantes, a Companhia pretende utilizar prioritariamente recursos de financiamentos de longo prazo diretamente junto ao BNDES ou por meio de Bancos Repassadores.

Além disso, em razão do elevado *rating* atribuído pela agência de classificação de risco Fitch Ratings, a Companhia tem acesso rápido ao mercado de capitais para eventuais necessidades de levantamento de recursos financeiros.

f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

As principais informações sobre as dívidas contratadas com Instituições Financeiras estão descritas a seguir:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais condições das dívidas contratadas

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**31.12.2016**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Controladora:						
Moeda nacional						
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	157	172	161
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. (a)	07.2020	Principal: Mensais, após 08.2016 Juros: Trimestrais até 08.2016 e posteriormente mensais	203	191	127
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. (a)	10.2023	Mensais	112	126	142
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 3,25% a.a. (a)	10.2023	Mensais	226	255	286
Repasse Finame (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	18	21	17
Moeda estrangeira (dólar)						
HSBC USA I	1,3882% a.a. com swap para 99,9% do CDI	08.2015	Principal: 08.2015 Juros: trimestrais	-	-	238
HSBC USA II	1,4294% a.a. com swap para 97% do CDI	03.2016	Principal: 03.2016 Juros: trimestrais	-	387	263
HSBC USA III	1,7871% a.a. com swap para 99% do CDI	10.2016	Principal: 10.2016 Juros: trimestrais	-	307	211
HSBC USA IV	1,8104% a.a. com swap para 98,6% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	191	132
HSBC USA V	1,8471% a.a. com swap para 97% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	38	-
Mizuho Bank	1,7260% a.a. com swap para 96,02% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	341	235
Bank of Tokyo	114,2857% Libor + 0,5486% a.a. com swap para 98% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	188	131

Continua na próxima página

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**31.12.2016**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Controladas:						
Hidropower - Banco do Brasil	8,08% a.a.	10.2017	Mensais	3	7	11
Companhia Energética Estreito						
BNDES – Crédito Social	TJLP	06.2018	Mensais	8	14	18
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. (a)	09.2029	Mensais	692	736	785
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 2,95% a.a. (a)	09.2029	Mensais	470	499	534
Ibitiúva						
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	13	17	21
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. (a)	01.2021	Mensais	15	19	22
Ferrari						
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. (a)	06.2021	Mensais	19	23	27
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. (a)	07.2032	Principal: Mensais após 08.2016 Juros: Trimestrais até 07.2016 e posteriormente mensais	44	44	-
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 3,40% a.a. (a)	06.2021	Mensais	8	10	12
Projeto Trairí (c) – BNDES	TJLP + 2,51% a.a. (a)	07.2029	Mensais	296	315	337
Beberibe (d) **-** BNDES	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12.2023	Mensais	-	74	80
Pedra do Sal (d) – BNDES	TJLP + 1,92% a.a. (a)	12.2023	Mensais	-	50	54
Areia Branca (d) – BNDES	TJLP + 2,5% a.a. (a)	06.2024	Mensais	-	41	45

(a) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

(b) Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

(c) Financiamento do Projeto Trairí, composto pelas seguintes empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.

(d) A Companhia concluiu as negociações para a alienação das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca. A operação foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 23 de dezembro de 2016, e integra a estratégia de otimização do parque gerador, permitindo a expansão em ativos com maior grau de sinergia entre si. A conclusão da operação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes.

Informações adicionais sobre os contratos de empréstimos e financiamentos de valores mais relevantes da Companhia e de suas controladas

Os saldos em 31.12.2016, 31.12.2015 e 31.12.2014 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentada.

ENGIE Brasil Energia

- Nordic Investment Bank

Em janeiro de 2013, a Companhia assinou contrato de empréstimo junto ao Nordic Investment Bank (NIB), no montante de R$ 143 milhões, correspondentes a US$ 70 milhões. O recebimento ocorreu no dia 22.01.2013, no valor de R$ 142 milhões, líquido dos custos de captação de R$ 1 milhão. O prazo de amortização é de 10 anos, a partir de outubro de 2015, e os encargos financeiros sobre o empréstimo são IPCA + 3,55% ao ano.

- BNDES – Modernização

Em setembro de 2014, a Companhia assinou contrato com o BNDES, no valor de R$ 275 milhões, para financiamento da modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo. Em 31.12.2016, haviam sido liberados R$ 224 milhões. Do total do financiamento, R$ 273 milhões terão juros equivalentes a TJLP + 2,26% e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020 e R$ 2 milhões terão juros correspondentes a TJLP e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020.

- BNDES – Usina Hidrelétrica São Salvador e Repasse BNDES (Bancos)

Em março de 2007, a Companhia Energética São Salvador ("CESS") contratou com o BNDES e Bancos Repassadores do BNDES – Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim – financiamento no valor inicial de R$ 570 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador. A CESS foi incorporada em dezembro de 2013 pela ENGIE Brasil Energia.

- Empréstimos tomados em moeda estrangeira

A Companhia contratou, durante os anos de 2013, 2014 e 2015, empréstimos em moeda estrangeira com os bancos HSBC USA, Mizuho Bank e Bank of Tokyo.

Para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte-americano, a Companhia contratou operações de *swap* para a totalidade dos empréstimos contratados em moeda estrangeira, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira. Com isso, será mantida uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros e uma posição passiva equivalente a variação do CDI. O vencimento do principal e a amortização dos juros dos empréstimos e dos *swaps* ocorrerão exatamente nas mesmas datas. É válido destacar que a Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* eram as seguintes:

		Valor		Empréstimo e posição ativa do *swap*	Posição passiva do *swap*	
Bancos	**Mês/Ano**	**US$ milhões**	**R$ milhões**	**Δ US$ + Juros (a.a.)**	**Δ do CDI**	**Vencimento**
HSBC USA I	08.2013	90	207	1,3882 %	99,9% do CDI	08.2015
HSBC USA II	03.2014	100	231	1,4294 %	97,0% do CDI	03.2016
HSBC USA III	10.2014	80	200	1,7871 %	99,0% do CDI	10.2016
HSBC USA IV	12.2014	50	128	1,8104%.	98,6% do CDI	12.2016
HSBC USA V	01.2016	10	27	1,8471%.	97,0% do CDI	12.2016
Mizuho Bank	12.2014	90	234	1,7260 %	96,02% do CDI	12.2016
Bank of Tokyo	12.2014	50	131	114,2857% da Libor + 0,5486%	98,0% do CDI	12.2016
		470	**1.158**			

Em função das características destes instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para os seus registros. Assim, tanto o instrumento de *hedge* (*swap*) quanto o empréstimo objeto do *hedge* são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia das oscilações do dólar norte-americano e da taxa de juros.

Os empréstimos em dólares norte-americanos e as respectivas operações de *swap* foram integralmente liquidados no ano de 2016.

Controladas consolidadas na ENGIE Brasil Energia

Os seguintes financiamentos com o BNDES e os Bancos Repassadores do BNDES foram contratados na modalidade *Project Finance*. Para tal, foram constituídas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) para a implantação dos respectivos projetos.

- Companhia Energética Estreito (CEE)

Em março de 2008, a subsidiária CEE assinou contrato de financiamento com o BNDES e com os Bancos Repassadores do BNDES – Itaú Unibanco, Bradesco e Votorantim – no valor original de R$ 1.358 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica Estreito.

- Complexo Eólico Trairí

Em maio de 2012, as controladas indiretas Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí assinaram financiamento junto ao BNDES destinado à implantação de seus parques eólicos, no estado do Ceará. O montante total financiado foi de R$ 358 milhões.

Garantias dos empréstimos e financiamentos

A Companhia mantém garantia para os empréstimos e financiamentos a seguir descritos. Para os demais empréstimos não há garantias concedidas pela Companhia.

- BNDES – Modernização

As garantias dadas para o contrato firmado com o BNDES para a modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda A são cessão fiduciária das receitas provenientes de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

- BNDES e Repasse BNDES (Bancos) – financiamento oriundo da Usina Hidrelétrica São Salvador, incorporado pela ENGIE Brasil Energia

Devido à incorporação, as garantias do respectivo financiamento foram substituídas por fiança bancária para a parcela do BNDES e para os bancos repassadores foi mantida apenas a conta centralizadora de recebíveis.

- BNDES e Repasse BNDES (Bancos) – Empreendimentos hidrelétricos

Os financiamentos de empreendimentos hidrelétricos têm estas garantias: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica; (c) conta reserva em montante equivalente a três meses do serviço da dívida ou fiança bancária; (d) conta reserva em valor correspondente a três meses das despesas contratuais de operação e manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

Além dessas garantias, para o contrato da CEE, há também o penhor dos dividendos a serem pagos pela ENGIE Brasil Energia à sua controladora, ENGIE.

- BNDES – Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Biomassa e Eólicos

As garantias dos projetos eólicos são estas: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e conta reserva; e (d) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia.

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia. Em 31.12.2016, 31.12.2015 e 31.12.2014, a Companhia possuía vigentes estas emissões:

			Condições de Pagamento				
	Quantidade	Remuneração	Juros/variação monetária	Principal	Dez/16	Dez/15	Dez/14
5ª Emissão - série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 parcelas em 12.2022/23/24	194	181	163
6ª Emissão - Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	251	-	-
6ª Emissão - Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	359	-	-

Informações adicionais sobre as debêntures

- Quinta emissão de debêntures - Série única

Em dezembro de 2014, a Companhia emitiu 165.000 debêntures simples, não conversíveis em ações da emissora, de série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo na data de emissão, o montante total de R$ 165 milhões. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% a.a., incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento dessa remuneração é anual, tendo ocorrido o primeiro em 15.12.2015. O principal será amortizado em 3 parcelas anuais, nas datas de 15.12.2022, 15.12.2023 e 15.12.2024.

A liquidação da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 23.12.2014 e os recursos obtidos destinam-se a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo.

Os custos das transações incorridos na captação de recursos dessa emissão foram de R$ 3 milhões, os quais foram contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido. Dessa forma, a taxa de juros efetiva das debêntures para fins de apropriação da despesa de juros contábil será de 6,4% a.a.

- Sexta emissão de debêntures – Séries 1 e 2

Em julho de 2016, a Companhia emitiu 600.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, de espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 600 milhões, totalizando R$ 586 milhões, líquido dos custos de captação. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,2621% a.a. e 6,2515% a.a. para as Séries 1 e 2, respectivamente, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. Os pagamentos ocorrerão em 3 parcelas anuais, sendo que o primeiro será a partir de julho de 2021 e julho de 2024 para as Séries 1 e 2, respectivamente. Os recursos obtidos destinam-se à implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

A companhia não adota nenhuma política de subordinação entre as obrigações registradas no passivo exigível dos balanços patrimoniais que integram as demonstrações contábeis e, dessa forma, em caso de uma eventual situação de recuperação judicial, a Companhia adotará os preceitos da Lei nº 11.101/05, e suas alterações posteriores, para compor a ordem de preferência em concurso universal de credores.

(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se a Companhia vem cumprindo essas restrições

a) Empréstimos e financiamentos

A Companhia está sujeita aos seguintes compromissos contratuais (*covenants*) – índices e limites financeiros – estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	***Covenants***
Controladora:	
Nordic Investment Bank	Controladora: Dívida total/EBITDA ≤ 3,5 Consolidado: Dívida Total/EBITDA ≤ 4,5 Controladora e Consolidado: EBITDA/despesas financeiras ≥ 2,0
BNDES – Modernização	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) – Usina São Salvador	Dívida bruta/EBITDA ≤ 4,5
Controladas:	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Índice de cobertura do serviço da dívida[3] ≥ 1,2 ou 1,3, dependendo da controlada
BNDES Ampliação – Ferrari	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES – Ibitiúva	Índice de endividamento geral ≤ 0,80 Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

A ENGIE Brasil Energia, na condição de controladora e garantidora do financiamento da CEE com o BNDES, precisa cumprir este índice financeiro: Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5.

Os financiamentos contratados junto ao BNDES são formalizados mediante a celebração de contratos de financiamento por meio da abertura de linha de crédito e estão sujeitos às disposições aplicáveis aos contratos do BNDES.

Nos termos dessas disposições, adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela anteriormente apresentada, os tomadores de empréstimo não podem, sem a prévia autorização do BNDES: (i) conceder preferência a outros créditos; (ii) realizar amortização de ações; (iii) emitir debêntures; (iv) emitir partes beneficiárias; (v) assumir novas dívidas, observadas as ressalvas expressamente previstas nas disposições aplicáveis aos contratos do BNDES; (vi) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente; e (vii) distribuir dividendos superiores ao mínimo obrigatório, em algumas controladas.

[3] Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia.

b) Debêntures

Dívida	*Covenants*
5ª e 6ª Emissões	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5

Adicionalmente aos compromissos financeiros descritos na tabela, nos termos das escrituras de emissão das debêntures, a Companhia não pode incorrer nas condicionantes descritas a seguir, sob pena de vencimento antecipado, estando elencados os itens de maior restrição nas emissões de debêntures ativas na Companhia: (i) inadimplemento por prazo superior a dois dias úteis de pagamentos definidos na escritura de emissão das debêntures; (ii) descumprimento por prazo superior a cinco dias úteis após o recebimento de comunicação remetida pelo Agente Fiduciário de qualquer obrigação não pecuniária definida na escritura de emissão das debêntures; (iii) não pagamento de quaisquer obrigações que, individual ou em conjunto, sejam iguais ou superiores a R$ 100 milhões; (iv) vencimento antecipado de qualquer dívida cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 100 milhões; (v) protesto de títulos de responsabilidade da Companhia ou qualquer de suas controladas; (vi) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária das controladas da Companhia e da própria Companhia, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) forem, também, controladas, direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico no qual a Companhia está inserida; (vii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência ou qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência da Companhia ou de suas controladas; (viii) requerimento ou decretação de falência da Companhia ou de suas controladas, exceto se tal requerimento for contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (ix) cisão, fusão, incorporação ou qualquer tipo de reorganização societária da Companhia, exceto se: (ix.i) a alteração for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas; (ix.ii) for garantido o direito de resgate aos debenturistas que não concordarem com a reorganização; ou (ix.iii) a sociedade sucessora for controlada, direta ou indiretamente, por empresa do mesmo grupo econômico da Companhia; (x) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia; (xi) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; (xii) intervenção ou perda da concessão/autorização que represente mais de 25% de sua capacidade instalada, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia; (xiii) transformação do tipo societário da Companhia; (xiv) redução do capital social da Companhia, exceto se aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas; (xv) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto na Lei das Sociedades por Ações, caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures; (xvi) cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros dos direitos e das obrigações assumidas com a emissão das debêntures, sem que haja a prévia autorização dos debenturistas; (xvii) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorização, concessões, subvenções, alvarás ou licenças necessárias para o exercício das atividades da Companhia que implique na

interrupção ou suspensão de 25% da capacidade de geração da Companhia e cause um efeito significativo na capacidade da Companhia cumprir com as obrigações advindas da Escritura de emissão das debêntures; (xviii) não cumprimento de qualquer decisão judicial, administrativa ou sentença judicial, transitada em julgado e que não caiba recurso ou sentença arbitral não sujeita a recurso, em valor individual ou agregado igual ou superior a R$ 100 milhões; (xix) não manutenção de classificação de risco corporativo igual ou superior a AA, em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; e (xx) não utilização dos recursos provenientes da emissão das debêntures conforme descrito na Escritura de emissão da mesma.

Os *covenants* financeiros e restrições estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

A Companhia mantém junto ao BNDES financiamento para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago (UHSS) e Passo Fundo (UHPF), no valor de R$ 275 milhões. O projeto de modernização da UHPF foi concluído e o da UHSS encontra-se em execução. Até o momento foram sacados R$ 224 milhões (81%). O saldo a sacar é de R$ 51 milhões e a previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até outubro de 2017.

Em dezembro de 2015, a controlada indireta Ferrari Termoelétrica S.A. contratou financiamento com o BNDES, no valor de R$ 81 milhões, para a ampliação de sua usina, dos quais R$ 44 milhões (54,3%) foram liberados, restando R$ 37 milhões. A expectativa de realização é até junho de 2017.

h. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

h.1) Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015 preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2016**	**% da receita**	**2015**	**% da receita**	**2016 *versus* 2015 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**6.442**	**100**	**6.512**	**100,0**	**(1,1)**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.643)	25,5	(1.783)	27,4	(7,9)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(182)	2,8	(67)	1,0	171,6
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(397)	6,2	(363)	5,6	9,4
Custo de produção de energia elétrica	(1.449)	22,5	(1.562)	24,0	(7,2)
Custo dos serviços prestados	(30)	0,5	(28)	0,4	7,1
	(3.701)	**57,5**	**(3.803)**	**58,4**	**(2,7)**
LUCRO BRUTO	**2.741**	**42,5**	**2.709**	**41,6**	**1,2**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,3	(17)	0,3	-
Despesas gerais e administrativas	(185)	2,8	(183)	2,7	1,1
Provisão para redução ao valor recuperável	(121)	1,9	(10)	0,2	1.110,0
Outras receitas operacionais, líquidas	7	(0,1)	5	(0,1)	40,0
	(316)	**4,9**	**(205)**	**3,1**	**54,1**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E DOS TRIBUTOS	**2.425**	**37,6**	**2.504**	**38,5**	**(3,2)**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	398	(6,2)	281	(4,3)	41,6
Despesas financeiras	(753)	11,6	(752)	11,5	0,1
	(355)	**5,4**	**(471)**	**7,2**	**(24,6)**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	(3)	-	-	-	-
	(3)	**-**	**-**	**-**	**-**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.067**	**32,2**	**2.033**	**31,3**	**1,7**
Imposto de renda e contribuição social	(519)	8,1	(532)	8,2	(2,4)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.548**	**24,1**	**1.501**	**23,1**	**3,1**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,37**		**2,30**		
EBITDA	**3.176**	**49,3**	**3.115**	**47,8**	**2,0**

Receita líquida de vendas

A receita líquida de vendas passou de R$ 6.512 milhões em 2015 para R$ 6.442 milhões em 2016, ou seja, redução de R$ 70 milhões ou 1,1%. Essa redução decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 347 milhões – aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 232 milhões – menor quantidade de energia vendida; e (iii) R$ 185 milhões – decréscimo da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE.

- Preço médio líquido de vendas

O preço médio líquido de vendas foi de R$ 180,68/MWh, 5,4% superior ao praticado em 2015, que foi de R$ 171,37/MWh. As elevações de preço ocorreram, substancialmente, em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuadas por preços praticados em novas vendas com valores inferiores aos preços médios do portfólio.

- Volume de vendas

Em 2016, o volume de venda de energia foi de 34.789 GWh (3.971 MW médios), contra 36.012 GWh (4.111 MW médios) registrados em 2015, queda de 1.223 GWh (140 MW médios) ou 3,5%. Tais variações decorreram, substancialmente, do término e da renegociação de contratos existentes e da redução de consumo em contratos com flexibilidade, suavizada pelo acréscimo de vendas de energia convencional para comercializadoras.

Custos da venda de energia e dos serviços prestados

Os custos da venda de energia e serviços prestados atingiram R$ 3.701 milhões, 2,7%, ou R$ 102 milhões, a menos que em 2015, que foi de R$ 3.803 milhões. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: redução de R$ 140 milhões em 2016, em relação a 2015, reflexo, sobretudo, da redução de 886 GWh (104 MW médios) em 2016 nas compras de médio e de longo prazo, redução compensada parcialmente por maiores preços praticados em novas contratações, se comparados com o período anterior. A redução observada no volume de compras é efeito, principalmente, da aquisição em 2015 do excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau, suavizada pelo maior volume de compras de energia incentivada para revenda a consumidores livres no período em análise. Em 2016, a Companhia não comprou energia de Jirau.

- Transações no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE: entre os exercícios de 2015 e 2016, ocorreu aumento de R$ 115 milhões desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 34 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2016, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: decréscimo de R$ 109 milhões entre os anos comparados, devido à redução de consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), em virtude de esta ter deixado de ser despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no fim de fevereiro de 2016. Essa queda foi parcialmente atenuada pelos seguintes fatores: (i) custo com carvão mineral, a partir de 2016, em razão de a Companhia ter deixado de obter o reembolso integral, pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), do carvão consumido no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Usina Termelétrica Charqueadas, conforme previsto em nova legislação que estabeleceu parâmetros de maior eficiência energética das usinas; e (ii) consumo de carvão mineral próprio em 2016, em virtude da exportação de energia elétrica para a Argentina.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): aumento de R$ 13 milhões devido, principalmente, ao reajuste anual de preços, atenuado por pequena redução de geração hidrelétrica.

- Pessoal: aumento de R$ 18 milhões entre os anos analisados, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de novas adesões ao Plano de Demissão Voluntária (PDV), reaberto em 2016, suavizado pela readequação do quadro funcional em razão do desligamento dos colaboradores através do PDV.

- Materiais e serviços de terceiros: redução de R$ 29 milhões no confronto entre os anos comparados, reflexo, principalmente, da menor demanda de serviços relacionados à manutenção e conservação das unidades geradoras termelétricas, além dos esforços de racionalização de custos da Companhia.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 30 milhões nos anos comparados, em decorrência, sobretudo, de grandes revisões realizadas no parque termelétrico da Companhia no fim de 2015, de sua modernização e de novos ativos adicionados a seu parque gerador.

- Provisões operacionais, líquidas: efeito positivo de R$ 39 milhões entre os anos analisados. O principal fator contributivo para o decréscimo no comparativo anual desses custos foi a constituição de provisão cível, em 2015, decorrente de disputa judicial com fornecedor, em consequência de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido. Esse efeito positivo foi parcialmente atenuado pelos seguintes itens: (i) provisão para a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas; e (ii) provisão para redução de estoques ao valor realizável líquido das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal — e, portanto, de curto prazo — dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, ele permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF - *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

No acumulado de 2016, o resultado líquido fruto de transações de curto prazo – em especial as realizadas na CCEE, foi negativo em R$ 65 milhões, ante o resultado positivo de R$ 236 milhões, obtido em 2015, ou seja, redução de R$ 301 milhões entre os anos comparados.

Essa variação resultou da conjunção do que segue: (i) redução do efeito negativo do GSF; (ii) menor excedente de energia liquidado na CCEE; (iii) elevação da exposição termelétrica em virtude do menor despacho dessa fonte de geração; (iv) redução de receita no MRE em razão de menor geração hidrelétrica no período; e (v) maior exposição à diferença de preços entre submercados.

Cabe considerar que a expressiva redução do PLD médio em 2016, conforme a seguir informado, contribuiu para o decréscimo dos efeitos negativos decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

No comparativo entre os anos, o PLD dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 67,4%, passando de R$ 285,41/MWh em 2015 para R$ 93,18/MWh em 2016.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015, e com o propósito de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impedisse a aplicação do GSF às suas usinas.

Em decorrência desse acordo, a Companhia reconheceu no seu custo um prêmio de risco de R$ 24 milhões no ano de 2016, tendo evitado, no mesmo período, um custo de déficit de geração de R$ 93 milhões, ambos efeitos líquidos de tributos incidentes diretamente sobre os mesmos.

Lucro bruto

No ano de 2016, o lucro bruto consolidado da Companhia foi de R$ 2.741 milhões, R$ 32 milhões ou 1,2% superior ao apresentado em 2015, que foi de R$ 2.709 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens “Receita líquida de vendas” e “Custos da energia vendida e dos serviços prestados”.

Receitas (despesas) operacionais

As despesas com vendas, gerais e administrativas passaram de R$ 200 milhões para R$ 202 milhões, aumento de R$ 2 milhões ou 1,0%. Tal elevação foi consequência, substancialmente, da reversão de provisão cível em 2015 no valor de R$ 6 milhões, do aumento em R$ 2 milhões na contratação de serviços de terceiros, parcialmente, atenuados pela redução das despesas com pessoal e administradores, no montante de R$ 7 milhões, em razão, principalmente, dos efeitos do Plano de Demissão Voluntária (PDV) concluído em 2016.

Adicionalmente, em 2016, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 121 milhões, dos quais R$ 76 milhões correspondem aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 45 milhões a ativos de geração termelétrica. Em 2015, o valor provisionado foi de R$ 10 milhões, referente à Usina Termelétrica Charqueadas.

Os ativos de Jacuí correspondem a bens do empreendimento termelétrico Jacuí recebidos em decorrência de sentença favorável à Companhia (em 2014), em ação de execução movida contra a Elétrica Jacuí Ltda. para a cobrança de valores a receber fruto da venda dos ativos do empreendimento, os quais tinham sido concedidos em garantia da venda.

No ano de 2015, a Companhia firmou contrato de exclusividade de venda com um potencial comprador para os ativos. O contrato previa opção para a aquisição do projeto com validade até janeiro de 2016, que não foi exercida pelo comprador. Dessa forma, ao longo do ano de 2016, foi mantida a tentativa de venda dos ativos como ativos operacionais, sem sucesso.

Diante desse cenário, a Companhia contratou uma empresa especializada em venda de ativos para a definição de uma estratégia viável de alienação e a avaliação do valor de mercado dos ativos, elaborada com base na alternativa de venda proposta. Baseada nessa avaliação, a Companhia constituiu *impairment* de R$ 76 milhões, correspondente ao valor contábil excedente à estimativa do valor de venda dos ativos.

Lucro antes do resultado financeiro, de participações societárias e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2016, esse resultado foi de R$ 2.425 milhões, R$ 79 milhões ou 3,2% menor em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.504 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras: no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 117 milhões, ou 41,6%, passando de R$ 281 milhões em 2015 para R$ 398 milhões em 2016. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 71 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) acréscimo de R$ 39 milhões nos juros e na variação monetária, oriundos de decisão favorável à Companhia em disputa judicial de cobrança de atualização de valores a receber de um agente do setor; (iii) elevação de R$ 18 milhões nos juros e na variação monetária sobre contas a receber, devido à inadimplência na liquidação financeira da CCEE causada por liminares que impediam a aplicação do GSF; e (iv) redução de R$ 6 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

- Despesas financeiras: em base anual, as despesas aumentaram de R$ 752 milhões para R$ 753 milhões, ou seja, R$ 1 milhão, ou 0,1%, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) reconhecimento em 2016 de R$ 58 milhões de variação monetária sobre os valores a pagar na CCEE que estavam pendentes de pagamento em razão das liminares que impediam a CCEE de aplicar o GSF; (ii) decréscimo de R$ 56 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (iii) aumento de R$ 28 milhões nos juros líquidos sobre provisões e no passivo atuarial; (iv) redução de R$ 23 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar, e (v) decréscimo de R$ 1 milhão de impostos sobre operações financeiras.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

No acumulado do ano, as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social passaram de R$ 532 milhões em 2015 para R$ 519 milhões em 2016, diminuição de R$ 13 milhões. Essa variação é resultado, sobretudo, dos maiores juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2016, variação parcialmente atenuada pelos seguintes fatores: (i) aumento do lucro antes dos tributos no período; e (ii) término de benefício fiscal da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2016 ficaram em 26,2 % e 25,1%, respectivamente.

Equivalência Patrimonial

Em abril de 2016, a ENGIE Brasil Energia adquiriu 50% do capital social da ENGIE Solar, mediante subscrição do aumento de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW (cinco megawatts). Desta maneira, em 2016 foi reconhecido R$ 3 milhões como resultado negativo de equivalência patrimonial em decorrência da aquisição da empresa.

Lucro líquido do exercício

No exercício de 2016, o lucro líquido consolidado passou de R$ 1.501 milhões em 2015 para R$ 1.548 milhões, ou seja, elevação de R$ 47 milhões, ou 3,1%. Tal variação decorreu, principalmente, destes fatores: (i) crescimento de R$ 61 milhões no EBITDA; (ii) aumento de R$ 29 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo do *impairment* no montante de R$ 111 milhões; (iv) redução de R$ 116 milhões das despesas financeiras líquidas; (v) diminuição de R$ 13 milhões do Imposto de Renda e da Contribuição Social; e (vi) despesa de equivalência patrimonial de R$ 3 milhões.

EBITDA e margem EBITDA

No ano de 2016, o EBITDA aumentou R$ 61 milhões, ou 2,0%, passando de R$ 3.115 milhões em 2015 para R$ 3.176 milhões em 2016. A margem EBITDA em 2016 atingiu 49,3%, representando um aumento de 1,5 p.p. em comparação com 2015. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) efeito negativo de R$ 301 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) redução de R$ 139 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) crescimento de R$ 114 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) decréscimo de R$ 109 milhões no consumo de combustível; (v) elevação de R$ 34 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vi) efeito positivo de R$ 30 milhões nas provisões operacionais, líquidas; e (vii) diminuição de R$ 4 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

A tabela a seguir apresenta a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2016	31.12.2015
Lucro líquido do exercício	1.548	1.501
(+) Imposto de renda e contribuição social	519	532
(+) Despesas financeiras, líquidas	355	471
(+) Depreciação e amortização	630	601
EBITDA	**3.052**	**3.105**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	121	10
(+) Resultado de Participações Societárias	3	-
EBITDA Ajustado	**3.176**	**3.115**
Margem EBITDA (%)	**49,3%**	**47,8%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Internacionais e as Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social, depreciação, amortização, *impairment*, e resultado de participações societárias, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2015**	**% da receita**	**2014**	**% da receita**	**2015 *versus* 2014 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**6.512**	**100,0**	**6.473**	**100,0**	**0,6**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.783)	27,4	(1.276)	19,7	39,7
Transações no mercado de energia de curto prazo	(67)	1,0	(1.040)	16,1	(93,6)
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(363)	5,6	(333)	5,1	9,0
Custo de produção de energia elétrica	(1.562)	24,0	(1.301)	20,1	20,1
Custo dos serviços prestados	(28)	0,4	(25)	0,4	12,0
	(3.803)	**58,4**	**(3.975)**	**61,4**	**(4,3)**
LUCRO BRUTO	**2.709**	**41,6**	**2.498**	**38,6**	**8,4**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,3	(17)	0,3	0,0
Despesas gerais e administrativas	(183)	2,7	(181)	2,7	1,1
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(5)	0,1	3	(0,0)	(266,7)
	(205)	**3,1**	**(195)**	**3,0**	**5,1**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.504**	**38,5**	**2.303**	**35,6**	**8,7**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	281	(4,3)	207	(3,2)	35,7
Despesas financeiras	(752)	11,5	(553)	8,5	36,0
	(471)	**7,2**	**(346)**	**5,3**	**36,1**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.033**	**31,3**	**1.957**	**30,3**	**3,9**
Imposto de renda e contribuição social	(532)	8,2	(574)	8,9	(7,3)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.501**	**23,1**	**1.383**	**21,4**	**8,5**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,30**		**2,12**		
EBITDA	**3.115**	**47,8**	**2.895**	**44,7**	**7,6**

Receita líquida de vendas

A receita líquida de vendas passou de R$ 6.473 milhões em 2014 para R$ 6.512 milhões em 2015, ou seja, crescimento de R$ 39 milhões, equivalente a 0,6%. Essa elevação decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 822 milhões — aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 600 milhões — redução da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, incluindo as realizadas no âmbito da CCEE; e (iii) R$ 182 milhões — menor quantidade de energia vendida.

- Preço médio líquido de vendas

O preço médio líquido de vendas foi de R$ 171,37/MWh, 14,9% superior ao praticado em 2014 (R$ 149,20/MWh). A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes e dos maiores preços praticados em novos contratos.

- Volume de vendas

No ano de 2015, o volume de venda de energia foi de 36.012 GWh (4.111 MW médios) contra 37.072 GWh (4.232 MW médios) registrados em 2014, redução de 1.060 GWh (121 MW médios), ou 2,9%. Tal variação decorreu da combinação destes principais fatores: (i) término de contratos com distribuidoras e comercializadoras, cujas quantidades foram vendidas para consumidores livres ou liquidadas no mercado de curto prazo, de modo a atenuar os efeitos negativos provenientes do défice sistêmico de geração hidrelétrica; e (ii) elevação do volume de compras.

Custos da venda de energia e dos serviços prestados

Os custos da venda de energia e serviços prestados atingiram R$ 3.803 milhões, 4,3%, ou R$ 172 milhões, inferiores aos R$ 3.975 milhões registrados no ano de 2014. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: aumento de R$ 507 milhões em 2015 em relação a 2014, refletindo principalmente: (i) reajustes de preço dos contratos existentes; e (ii) aumento das compras de médio e de longo prazo no montante de 552 GWh (63 MW médios), em especial à aquisição de excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau.

- Transações no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE: entre os exercícios de 2015 e 2014, ocorreu redução desses custos em R$ 973 milhões. Tal variação inclui a redução do custo registrada no quarto trimestre de 2015, de R$ 120 milhões, relativos aos efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico. Mais detalhes estão descritos a seguir, em item específico.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: acréscimo de R$ 46 milhões entre os anos comparados, refletindo, principalmente, a elevação do preço unitário e do custo de distribuição do gás natural consumido pela Usina Termelétrica William Arjona, em razão da depreciação do real perante o dólar.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 30 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2014, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

- Materiais e serviços de terceiros: crescimento de R$ 33 milhões no confronto entre os anos comparados, em virtude, principalmente, de maior demanda por serviços de operação e manutenção, sobretudo no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na Usina Termelétrica Charqueadas e nas Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Estreito.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): ampliação de R$ 8 milhões entre os anos de 2015 e 2014, em razão, basicamente, do reajuste anual de preços.

- Pessoal: aumento de R$ 22 milhões entre os anos analisados, por causa, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 7 milhões nos anos comparados, em virtude, sobretudo, de novos ativos adicionados ao parque gerador da Companhia.

- Provisões operacionais, líquidas: efeito negativo no resultado de R$ 77 milhões entre os anos analisados. Os principais fatores que contribuíram para a ampliação no comparativo anual desses custos foram, substancialmente: (i) R$ 92 milhões — reversão em 2014 de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP), motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial; (ii) R$ 15 milhões – reversão em 2014 de provisão relativa à cobrança do Instituto Nacional de Seguridade Social (INSS) em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais, denominado "REFIS da Copa"; (iii) R$ 18 milhões – redução em 2015 da provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor; e (iv) R$ 12 milhões – referentes à constituição em 2014 e reversão por pagamento em 2015 de provisão cível relativa às indenizações de desapropriações vinculadas à Usina Hidrelétrica Cana Brava.

- Outros: entre os anos comparados a variação foi negativa em R$ 71 milhões, o que refletiu, essencialmente: (i) a reversão de passivos prescritos em 2014, no valor de R$ 55 milhões, relacionados à compra de energia e a encargos de transmissão; (ii) o pagamento de R$ 6 milhões de indenizações de desapropriações ocorridas em 2015; e (iii) o aumento em R$ 10 milhões do valor do prêmio dos seguros renovados pela Companhia.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

No acumulado de 2015, o resultado líquido (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e custos) decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi positivo em R$ 236 milhões ante o resultado negativo de R$ 136 milhões obtido em 2014, ou seja, melhora de R$ 372 milhões entre os anos comparados.

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) redução substancial do efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física da aplicação do GSF; (ii) diminuição da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia; (iii) decréscimo da exposição termelétrica em virtude das expressivas reduções do PLD médio no ano corrente, mesmo com a elevação do volume exposto; (iv) reconhecimento no quarto trimestre de 2015 dos efeitos decorrentes da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia com energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), conforme estabelecido pela Lei 13.203/2015; (v) redução do resultado nas transações na CCEE no quarto trimestre de 2015, em comparação ao quarto trimestre de 2014, decorrente do reconhecimento dos montantes relativos à recuperação dos impactos negativos na CCEE no ano de 2014, em função de sinistros em unidades geradoras; (vi) incremento de receita com serviços ancilares; (vii) aumento de receita no MRE, atrelada à Tarifa de Energia de Otimização (TEO); (viii) efeito positivo das transações de curto prazo e (ix) reversão, no segundo trimestre de 2014, da provisão dos supostos custos relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), como estabelecido pela Resolução CNPE 03, em razão da redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores. Os efeitos mencionados nos itens (ii) e (v) atenuaram os impactos positivos dos demais.

Cabe considerar que as expressivas reduções do PLD médio entre os anos analisados, conforme a seguir informados, contribuíram de forma significativa para a mitigação dos efeitos negativos nos resultados decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

No comparativo entre os anos, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 57,8%, passando de R$ 675,81/MWh em 2014 para R$ 285,13/MWh em 2015.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e a fim de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impeça a aplicação do GSF as suas usinas.

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia. A tabela a seguir apresenta os resultados a serem ressarcidos referentes aos efeitos da repactuação no ano de 2015 e o prazo de postergação da amortização dos prêmios de risco unitários do mecanismo do ACR por classe de produto.

Critérios da repactuação do risco hidrológico

Usina	Produto	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário líquido (R$)	Reembolso total (R$ milhões)	Prazos* (anos)
UHE Cana Brava	SP92	261,66	2.292.177	18,26	41,9	13,25
UHE Itá	SP92	336,00	2.943.360	18,26	53,7	13,25
UHE Machadinho	SP92	84,04	736.190	18,26	13,4	13,25
UHE Ponte de Pedra	SP95	123,55	1.082.315	23,80	25,8	7,17
UHE Salto Santiago	P97	150,00	1.314.000	24,36	32,0	2,92
UHE São Salvador	SP91	142,13	1.245.048	16,52	20,6	17,25
UHE Estreito	SP91	247,13	2.164.859	16,52	35,8	17,25
TOTAL		**1.344,51**	**11.777.950**		**223,1**	

* Prazo de postergação do pagamento do prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento do resultado de 2015.

Lucro bruto

No ano de 2015, o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.709 milhões, R$ 211 milhões ou 8,4% superior ao apresentado em 2014, que foi de R$ 2.498 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

No ano de 2015, a Companhia reconheceu uma provisão para redução ao valor recuperável de ativos (impairment), no valor de R$ 10 milhões, em função de sua recuperação pelo valor em uso ou de venda ter sido avaliada como incerta.

Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2015, esse resultado foi de R$ 2.504 milhões, R$ 201 milhões ou 8,7% maior em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.303 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras: no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 74 milhões, ou 36,0%, passando de R$ 207 milhões em 2014 para R$ 281 milhões em 2015. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 139 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) reversão de R$ 61 milhões, em 2014, correspondente aos juros e à variação monetária dos passivos prescritos mencionados anteriormente no item "Custos da Venda de Energia e Serviços - Outros"; (iii) reconhecimento em 2014 de R$ 11 milhões de ganhos decorrentes de êxito em ações judiciais; e (iv) incremento de R$ 4 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

- Despesas financeiras: no comparativo entre os anos, as despesas aumentaram de R$ 553 milhões para R$ 752 milhões, ou seja, R$ 199 milhões, ou 36,0%, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) crescimento de R$ 75 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (ii) aumento de R$ 138 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) decréscimo de R$ 18 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e contingências; e (iv) incremento de R$ 4 milhões na despesa com variação cambial de dívidas.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

No acumulado do ano, as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social passaram de R$ 574 milhões em 2014 para R$ 532 milhões em 2015, redução de R$ 42 milhões. Essa variação se deu, sobretudo, em função da elevação dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2015. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2014 ficaram em 26,2% e 29,3%, respectivamente.

Lucro líquido do exercício

O lucro líquido passou de R$ 1.383 milhões em 2014 para R$ 1.501 milhões em 2015, ou seja, elevação de R$ 118 milhões, ou 8,5%. Tal variação decorreu, essencialmente, destes fatores: (i) aumento de R$ 220 milhões do EBITDA; (ii) elevação de R$ 125 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) incremento de R$ 9 milhões na depreciação e amortização; (iv) reconhecimento de *impairment* de R$ 10 milhões no exercício de 2015; e (v) redução de R$ 42 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

EBITDA e margem EBITDA

Em 2015, o EBITDA aumentou R$ 220 milhões, ou 7,6%, passando de R$ 2.895 milhões, em 2014, para R$ 3.115 milhões. A margem EBITDA atingiu 47,8%, representando um aumento de 3,1 p.p. em comparação com 2014. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) aumento de R$ 640 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) acréscimo de R$ 507 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) efeito positivo de R$ 426 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iv) reversão em 2014 da provisão decorrente dos impactos da Resolução CNPE 03, publicada em 2013, no montante de R$ 54 milhões; (v) elevação de R$ 46 milhões no consumo de combustível; (vi) acréscimo de R$ 30 milhões nos encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vii) reversão em 2014 de provisões relativas à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92 milhões; (viii) reversão de passivos prescritos em 2014, no montante de R$ 55 milhões; e (ix) elevação de R$ 62 milhões dos demais custos e das despesas operacionais. Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes de 2014 mencionados nos itens (iv), (vii) e (viii), a elevação do EBITDA seria de R$ 421 milhões, ou 15,6%, entre os exercícios comparados.

A tabela a seguir apresenta a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2015	31.12.2014
Lucro líquido do exercício	1.501	1.383
(+) Imposto de renda e contribuição social	532	574
(+) Despesas financeiras, líquidas	471	346
(+) Depreciação e amortização	601	592
EBITDA	**3.105**	**2.895**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	10	-
EBITDA Ajustado	**3.115**	**2.895**
Margem EBITDA (%)	**47,8%**	**44,7%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Internacionais e as Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação, amortização e impairment, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2016, 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 preparados de acordo com o IFRS e os CPC

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2016**	**%**	**31.12.2015**	**%**	**31.12.2014**	**%**	**31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)**	**31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)**
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	1.815	12,6	2.397	15,7	1.605	11,8	(24,3)	49,3
Contas a receber de clientes	824	5,7	774	5,1	713	5,2	6,5	8,6
Estoques	106	0,7	89	0,6	70	0,5	19,1	27,1
Créditos fiscais a recuperar	15	0,1	46	0,3	51	0,4	(67,4)	(9,8)
Combustíveis a reembolsar	49	0,3	144	0,9	343	2,5	(66,0)	(58,0)
Indenização de seguro a receber	8	0,1	8	0,1	217	1,6	-	-
Depósitos vinculados	9	0,1	8	0,1	104	0,8	12,5	(92,3)
Ganhos não realizados em operações de hedge	1	-	778	5,1	30	0,2	(99,9)	-
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26	0,2	26	0,2	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	82	0,6	74	0,5	54	0,5	10,8	37,0
	2.935	**20,4**	**4.344**	**28,6**	**3.187**	**23,5**	**(32,4)**	**36,3**
Ativo não circulante mantido para venda	420	2,9	87	0,6	87	0,6	-	-
	3.355	**23,3**	**4.431**	**29,2**	**3.274**	**24,1**	**(32,4)**	**36,3**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Créditos fiscais a recuperar	38	0,3	47	0,3	84	0,6	(19,1)	(44,0)
Depósitos vinculados	186	1,3	158	1,0	156	1,1	17,7	1,3
Depósitos judiciais	150	1,0	132	0,9	117	0,9	13,6	12,8
Ganhos não realizados em operações de hedge	2	-	130	0,9	64	0,5	(98,5)	103,1
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	171	1,2	197	1,3	-	-	-	-
Outros ativos não circulantes	65	0,4	53	0,1	60	0,4	22,6	(11,7)
	612	**4,2**	**717**	**4,5**	**481**	**3,5**	**(14,6)**	**49,1**
Investimentos	**5**	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	**10.195**	**70,7**	**9.898**	**64,7**	**9.658**	**71,0**	**3,0**	**2,5**
Intangível	**253**	**1,8**	**243**	**1,6**	**197**	**1,4**	**4,1**	**23,4**
	11.065	**76,7**	**10.858**	**70,8**	**10.336**	**75,9**	**1,9**	**5,1**
TOTAL	**14.420**	**100,0**	**15.289**	**100,0**	**13.610**	**100,0**	**(5,7)**	**12,3**

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	31.12.2016	%	31.12.2015	%	31.12.2014	%	31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)	31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	371	2,6	574	3,8	642	4,7	(35,4)	(10,6)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	372	2,6	271	1,8	200	1,5	37,3	35,5
Empréstimos, financiamentos e debêntures	300	2,1	1.713	11,2	455	3,3	(82,5)	276,5
Concessões a pagar	65	0,5	61	0,4	55	0,4	6,6	10,9
Imposto de renda e contribuição social a pagar	81	0,6	18	0,1	228	1,7	350,0	(92,1)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	89	0,6	97	0,6	67	0,5	(8,2)	44,8
Obrigações trabalhistas	95	0,7	108	0,7	72	0,5	(12,0)	50,0
Provisões	35	0,2	26	0,2	15	0,1	34,6	73,3
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27	0,2	22	0,1	49	0,4	22,7	(55,1)
Passivos relacionados a ativos mantidos para venda	159	1,1	-	-	-	-	-	-
Outros passivos circulantes	207	1,4	87	0,6	160	1,2	137,9	(45,6)
	1.801	**12,6**	**2.977**	**19,5**	**1.943**	**14,3**	**(39,5)**	**53,2**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.789	19,3	2.534	16,6	3.598	26,4	10,1	(29,6)
Concessões a pagar	2.282	15,8	2.010	13,1	1.711	12,6	13,5	17,5
Provisões	292	2,0	247	1,6	187	1,4	18,2	32,1
Obrigações com benefícios de aposentadoria	272	1,9	256	1,7	234	1,7	6,3	9,4
Imposto de renda e contribuição social diferido	311	2,2	559	3,7	213	1,6	(44,4)	162,4
Outros passivos não circulantes	59	0,4	64	0,4	69	0,4	(7,8)	(7,2)
	6.005	**41,6**	**5.670**	**37,1**	**6.012**	**44,1**	**5,9**	**(5,7)**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.829	19,6	2.446	16,0	2.446	18,0	15,7	-
Reservas de capital	-	-	92	0,6	92	0,7	(100,0)	-
Reservas de lucros	2.926	20,3	2.833	18,5	1.783	13,1	3,3	58,9
Aumento de capital e dividendos propostos	410	2,8	500	3,3	806	5,9	(18,0)	(38,0)
Ajustes de avaliação patrimonial	446	3,1	769	5,0	524	3,9	(42,0)	46,8
	6.611		**6.640**		**5.651**			
Participação de acionista não controlador	3	-	2	-	4	-	50,0	(50,0)
	6.614	**45,8**	**6.642**	**43,4**	**5.655**	**41,6**	**(0,4)**	**17,7**
TOTAL	**14.420**	**100,0**	**15.289**	**100,0**	**13.610**	**100,0**	**(5,7)**	**12,3**

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2016 e 31.12.2015

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

A redução de R$ 582 milhões resultou, principalmente, da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.525 milhões; (ii) aplicação de R$ 1.176 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iii) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.164 milhões; (iv) amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures no montante de R$ 1.210 milhões; (v) captação de recursos através financiamentos e debêntures , no montante de R$ 621 milhões, destinados, principalmente, à implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul e à construção de projetos em desenvolvimento; (vi) pagamento de parcelas de concessões no montante de R$ 64 milhões; e (vii) transferência de R$ 69 milhões de caixa e equivalentes de subsidiárias para ativo mantido para venda.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 50 milhões deve-se, principalmente, ao acréscimo das transações no mercado de energia de curto prazo, parcialmente atenuado pela redução do saldo de contas a receber de comercializadoras, em função da apresentação líquida, em 2016, das transações de vendas de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada das mesmas comercializadoras (operações casadas), para revenda a consumidores livres que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Estoques

O aumento de R$ 17 milhões decorre, principalmente, do reconhecimento a partir de 2016 do carvão próprio, anteriormente reembolsado integralmente pela Eletrobras (CDE) e da elevação dos saldos de estoque de almoxarifado de usinas termelétricas, ocorrido devido a compras para manutenção e gestão de estoques, parcialmente atenuados pelo registro de provisão para redução ao valor realizável líquido de itens de estoque, haja vista a desativação das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete.

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 31 milhões no circulante e de R$ 9 milhões no não circulante se deu devido à utilização dos créditos de PIS e Cofins sobre aquisições de imobilizado durante o ano de 2016.

Combustíveis a reembolsar

A queda de R$ 95 milhões deve-se ao fato de que em dezembro de 2016 está pendente de recebimento apenas o próprio mês de dezembro, o qual será reembolsado após o pagamento da ENGIE às carboníferas, enquanto que em dezembro de 2015, a Companhia apresentava o saldo receber acumulado de dois meses (novembro e dezembro). Além disso, em 2016 houve redução do reembolso de combustíveis para geração de energia elétrica em função da alteração das regras de reembolso.

Ganhos não realizados em operações de hedge

A variação de R$ 777 milhões no circulante e de R$ 128 milhões no não circulante é explicada, principalmente, pela liquidação das operações de *swap* sobre os empréstimos em Dólar em 2016 e em menor proporção pela valorização do Real frente ao Dólar que afetou as operações de *hedge* de compromissos em moeda estrangeira. A cotação do Dólar de 31 de dezembro de 2015 era 3,9048, enquanto que o de 31 de dezembro de 2016 foi de 3,2591.

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

A Companhia amortizou R$ 26 milhões no exercício de 2016 e reconheceu, mediante transferência do não circulante para o circulante, o mesmo valor para amortização em 2017.

Outros ativos circulantes

O aumento de R$ 8 milhões decorre principalmente de adiantamentos feitos a fornecedores.

Ativo não circulante mantido para venda

As variações são explicadas pelos seguintes itens: (i) reconhecimento de *impairment* dos valores a receber de Jacuí, no montante de R$ 76 milhões; e (ii) reclassificação dos saldos dos ativos das subsidiárias Areia Branca, Beberibe e Pedra do Sal, no valor de R$ 409 milhões para esta rubrica, haja vista ter sido aprovado pelo Conselho de Administração a alienação destas empresas.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A variação desta rubrica está descrita no "Ativo circulante", item "Créditos fiscais a recuperar".

Depósitos vinculados

A elevação de R$ 28 milhões é explicada, substancialmente, pelos montantes dos depósitos vinculados às garantias dos financiamentos das eólicas do Complexo Trairi.

Depósitos judiciais

O incremento em R$ 18 milhões refere-se, basicamente, à variação monetária dos depósitos judiciais e ingressos em decorrência de trâmites legais na qual a Companhia está envolvida.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa. A natureza da operação e a razão do decréscimo de R$ 128 milhões estão descritas no "Ativo circulante", item "Ganhos não realizados em operações de hedge".

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

O montante de R$ 171 milhões corresponde aos valores que serão compensados com a obrigação de prêmio de risco no período compreendido entre 2017 e 2033. A redução de R$ 26 milhões corresponde à transferência do mesmo montante para o ativo circulante.

Outros ativos não circulantes

O aumento de R$ 12 milhões decorre, principalmente, do aumento de imposto de renda e contribuição social diferidos.

Investimentos

O montante de R$ 5 milhões registrado em 2016 refere-se à aquisição de 50% do capital social da ENGIE Solar pela Companhia, mediante subscrição de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW (cinco megawatts).

Imobilizado

O aumento em R$ 297 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 1.136 milhões, principalmente relativos às construções de Pampa e Santa Mônica; (ii) depreciação de R$ 619 milhões; (iii) reclassificação para ativo mantido para venda no montante de R$ 288 milhões; (iv) capitalização de R$ 113 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures; e (v) reconhecimento de provisão para redução ao valor de recuperação de ativos (*impairment*) de R$ 45 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 10 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos Assú e Santo Agostinho.

Passivo circulante

Fornecedores

Os principais fatores que resultaram na redução de R$ 203 milhões no saldo de fornecedores foram: (i) posição devedora na CCEE em dezembro de 2015 e credora no mesmo mês de 2016; (ii) redução do saldo de fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa, em função de: (ii.i) menor quantidade de carvão comprada para as usinas termelétricas; e (ii.ii) menor compra de gás natural em função do menor despacho da Usina Termelétrica William Arjona; e (iii) redução de fornecedores de energia elétrica comprada para revenda e de imobilizado.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento de R$ 101 milhões decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao ano de 2016 em comparação ao ano 2015.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo de R$ 1.413 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) pagamentos de principal e juros de R$ 1.796 milhões, em função, principalmente, da liquidação em 2016 dos empréstimos em dólares norte-americanos e suas respectivas operações de *swap*; (ii) transferência de R$ 292 milhões do passivo não circulante relativo às dívidas que vencerão em 2017; (iii) encargos financeiros de R$ 109 milhões; e (iv) reclassificação de R$ 18 milhões para passivos relacionados a ativos mantidos para venda.

Concessões a pagar

A variação desta rubrica está descrita a seguir no "Passivo não circulante", item "Concessões a pagar".

Imposto de renda e contribuição social a pagar

A elevação de R$ 63 milhões ocorreu, principalmente, devido à adoção pela Companhia, a partir do terceiro trimestre de 2015, de pagamento do imposto de renda e da contribuição social com base no balanço mensal de suspensão ou redução, enquanto que em 2016 a apuração mensal foi baseada na estimativa, por meio da receita bruta.

Outras obrigações fiscais e regulatórias

A redução de R$ 8 milhões deve-se, substancialmente, ao decréscimo do saldo a pagar de PIS e Cofins, em razão de maior crédito tomado em dezembro de 2016, se comparado ao mesmo período de 2015.

Obrigações trabalhistas

Em 2016, houve redução de R$ 13 milhões nesta rubrica, ocasionado, principalmente pela readequação do quadro funcional em razão dos desligamentos dos colaboradores através do Plano de Demissão Voluntária (PDV), parcialmente atenuada pelo reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

Provisões

A variação no circulante de R$ 9 milhões e no não circulante de R$ 45 milhões é explicada, substancialmente, pelos seguintes itens: (i) juros e variação monetária de provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, no valor de R$ 35 milhões; (ii) reconhecimento em 2016 de provisão para desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas, no montante de R$ 19 milhões.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A elevação observada nesta rubrica de R$ 5 milhões no circulante e de R$ 16 milhões no não circulante é resultado do reconhecimento de juros e realização de avaliação atuarial, parcialmente atenuada pelos pagamentos de obrigações contratadas.

Passivos relacionados a ativos mantidos para venda

O montante registrado em 2016 é resultado da reclassificação dos saldos dos passivos das subsidiárias Areia Branca, Beberibe e Pedra do Sal, haja vista ter sido aprovado pelo Conselho de Administração a alienação destas empresas.

Outros passivos circulantes

Os principais itens que influenciaram o aumento de R$ 120 milhões foram: (i) R$ 87 milhões – reconhecimento de provisão em função da provável glosa do reembolso de carvão relativo às compras de 2016; e (ii) R$ 22 milhões – perdas não realizadas nas operações de *hedge* de fluxo de caixa.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A elevação de R$ 255 milhões é explicada pelos seguintes fatores: (i) ingresso de R$ 621 milhões principalmente, em função da emissão pela Companhia de R$ 600 milhões de debêntures simples; (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 292 milhões das dívidas que vencerão em 2017; (iii) reclassificação para passivos relacionados a ativos mantidos para venda de R$ 133 milhões; e (iv) encargos financeiros de R$ 59 milhões.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 4 milhões no circulante e de R$ 272 milhões no não circulante decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 341 milhões; e (ii) amortizações de R$ 65 milhões.

Provisões

A variação desta rubrica está descrita no "Passivo circulante", item "Provisões".

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A variação desta rubrica está descrita no "Passivo circulante", item "Obrigações com benefícios de aposentadoria".

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O decréscimo de R$ 248 milhões é reflexo, basicamente, da liquidação em 2016 dos empréstimos em dólares norte-americanos e suas respectivas operações de *swap*, o que resultou no pagamento de imposto de renda e contribuição social anteriormente diferido.

Patrimônio líquido

A redução de R$ 28 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido consolidado do exercício de 2016 de R$ 1.548 milhões; (ii) dividendos intercalares pagos e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2016 de R$ 1.078 milhões; (iii) reversão de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 284 milhões; (iv) aprovação e pagamento dos dividendos propostos relativos a 2015 no montante de R$ 209 milhões; e (v) efeito negativo na remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no valor de R$ 5 milhões.

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2015 e 31.12.2014

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O acréscimo de R$ 792 milhões resulta, principalmente, da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.579 milhões; (ii) aplicação de R$ 753 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iii) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 704 milhões; (iv) amortização de R$ 414 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) captação de recursos através de empréstimos e financiamentos, no montante de R$ 138 milhões, destinados, principalmente, à modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda, a ampliação da Ferrari Termoelétrica e à construção dos projetos em desenvolvimento; e (vi) pagamento de parcelas de concessões no montante de R$ 59 milhões.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 61 milhões deve-se, principalmente, ao aumento do preço médio de venda de energia à comercializadoras e consumidores livres e ao acréscimo das transações no mercado de energia de curto prazo, parcialmente reduzidos pelo decremento da quantidade vendida a distribuidoras.

Estoques

O aumento de R$ 19 milhões decorre, principalmente, da elevação do estoque de carvão e do incremento do volume em estoque e do preço de compra de itens de almoxarifado.

Combustíveis a reembolsar

A redução de R$ 199 milhões decorreu, substancialmente, da regularização dos reembolsos do combustível comprado para consumo nas usinas termelétricas da Companhia. Os reembolsos, em situação normal, são realizados após a apresentação dos comprovantes de pagamento aos fornecedores. Em 31.12.2015 estavam pendentes de reembolso da Eletrobras os montantes referentes as competências de novembro e dezembro do mesmo ano, enquanto que em 31.12.2014, os valores referentes a agosto a dezembro de 2014 não haviam sido reembolsados. A regularização se deu no primeiro semestre de 2015.

Indenização de seguro a receber

O decréscimo de R$ 209 milhões decorre do seguinte: (i) R$ 39 milhões – reconhecimento de complemento de indenização de seguro de lucros cessantes, em razão dos impactos negativos na CCEE decorrentes da paralização temporária de geração em unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, motivada por sinistros ocorridos em 2014; e (ii) R$ 248 milhões – recebimento das indenizações dos sinistros acima mencionado relativos a períodos anteriores que ainda se encontravam pendentes de recebimento.

Depósitos vinculados

O decréscimo de R$ 96 milhões deriva, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R$ 53 milhões – redução de garantias financeiras em razão das operações realizadas na CCEE; e (ii) R$ 42 milhões – liberação de parcela dos depósitos efetuados em conta vinculada, haja vista o cumprimento de determinadas condições precedentes estabelecidas no contrato de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa, os quais apresentam saldo em 2015 de R$ 489 milhões e R$ 289 milhões, respectivamente. As operações de *hedge* de valor justo foram contratadas concomitantemente aos empréstimos tomados em moeda estrangeira, a fim de proteger a totalidade dos pagamentos futuros de principal e juros das oscilações do dólar norte-americano. As operações de *hedge* de fluxo de caixa visam proteger os pagamentos dos compromissos futuros em moeda estrangeira advindos dos contratos de construção de usinas. O incremento de R$ 748 milhões foi fortemente influenciado pela desvalorização do real frente ao Dólar em 2015.

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como condição para a adesão ao referido Acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impeça a aplicação direta do mecanismo do GSF. As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que será compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. A estimativa da Companhia é de que R$ 26 milhões sejam compensados no exercício de 2016 e, por isto, este saldo está apresentado no ativo circulante.

Outros ativos circulantes

O aumento de R$ 20 milhões decorre da combinação dos seguintes itens: (i) R$ 9 milhões – aumento de despesas a apropriar, haja vista incremento do prêmio do seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios; (ii) R$ 6 milhões – incremento de dispêndios e sinistros a serem reembolsados; (iii) R$ 3 milhões – acréscimo de adiantamento a fornecedores; e (iv) R$ 2 milhões – crescimento do saldo a compensar de imposto de renda e contribuição social.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 37 milhões é resultado, principalmente, da combinação dos seguintes itens: (i) maior utilização de créditos de PIS e Cofins durante o exercício de 2015; e (ii) aumento do ICMS a recuperar sobre aquisições de ativo imobilizado.

Depósitos judiciais

O incremento em R$ 15 milhões refere-se, basicamente, à variação monetária dos depósitos judiciais.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa. A natureza da operação e a razão do acréscimo de R$ 66 milhões apresentado estão descritas no "Ativo circulante", item "Ganhos não realizados em operações de hedge".

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

O montante de R$ 197 milhões corresponde aos valores que serão compensados com a obrigação de prêmio de risco no período compreendido entre 2017 e 2033, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 684/2015. A natureza da rubrica está descrita no "Ativo circulante", item "Repactuação de risco hidrológico a apropriar".

Imobilizado

O aumento em R$ 240 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 784 milhões; (ii) depreciação de R$ 588 milhões; (iii) capitalização de R$ 68 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures; (iv) baixas de bens inutilizáveis no montante de R$ 14 milhões; e (v) reconhecimento de provisão para redução ao valor de recuperação de ativos (*impairment*) de R$ 10 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 46 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos Campo Largo, Santo Agostinho e Assú.

Passivo circulante

Fornecedores

O decremento de R$ 68 milhões é resultado do aumento dos saldos de energia elétrica comprada e de fornecedores de imobilizado, parcialmente compensado pela redução das transações na CCEE, dos fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa e dos fornecedores de materiais e serviços.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento de R$ 71 milhões decorre de um maior crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao ano de 2015 em comparação ao ano 2014.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O incremento de R$ 1.258 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência de R$ 1.609 milhões do passivo não circulante, decorrente, principalmente, do vencimento em 2016 dos empréstimos com o HSBC USA, o Mizuho Bank e o Bank of Tokyo; (ii) pagamentos de principal e juros de R$ 756 milhões; e (iii) encargos financeiros de R$ 405 milhões.

Imposto de renda e contribuição social a pagar

A redução de R$ 210 milhões ocorreu devido à adoção da Companhia, a partir do terceiro trimestre de 2015, de pagamento do imposto de renda e da contribuição social com base no balanço mensal de suspensão ou redução, enquanto que anteriormente a apuração mensal era baseada na estimativa, por meio da receita bruta.

Outras obrigações fiscais e regulatórias

O aumento de R$ 30 milhões deve-se, principalmente, ao incremento do saldo a pagar de PIS e Cofins, em razão de: (i) menor crédito tomado em dezembro de 2015, se comparado ao período de dezembro de 2014; (ii) maior receita de venda; e (iii) aumento de receitas financeiras.

Obrigações trabalhistas

Em 2015 houve o incremento da provisão para gastos com demissão voluntária referente a colaboradores, inclusive administradores, que aderiram ao Plano de Demissão Voluntária (PDV), reaberto em 2013, que se desligarão em 2016, e da provisão para participação nos resultados e bônus gerencial, o que resultou no aumento de R$ 36 milhões nesta rubrica.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O decréscimo de R$ 27 milhões deve-se, essencialmente, à redução da estimativa de pagamentos de benefícios e contribuições a serem efetuados no ano de 2016.

Outros passivos circulantes

A redução de R$ 73 milhões deve-se, principalmente, à liberação do depósito em garantia para liquidação de parcela decorrente da aquisição da integralidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. e aplicação da integralidade dos recursos de obrigações com o programa de P&D em projetos.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo de R$ 1.064 milhões é explicado pelos seguintes fatores: (i) transferência para o passivo circulante de R$ 1.609 milhões das dívidas que vencerão em 2016; (ii) encargos financeiros de R$ 407 milhões; e (iii) captação de recursos do BNDES e do HSBC USA, no valor global de R$ 138 milhões, destinados, principalmente, à modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda, à ampliação da Ferrari Termoelétrica e à construção dos projetos em desenvolvimento.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 299 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 364 milhões; e (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 65 milhões.

Provisões

O aumento de R$ 60 milhões é resultado, principalmente, da constituição de provisões conforme avaliação de risco de perda realizada pela Companhia e seus consultores jurídicos.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O aumento de R$ 22 milhões deve-se, essencialmente, à remensuração atuarial, em razão da avaliação atuarial ocorrida ao fim do exercício de 2016.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O incremento de R$ 346 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) aumento dos ganhos com as operações de *swap* e *hedge* de fluxo de caixa; e (ii) maior depreciação acelerada fiscal de ativos elegíveis. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento das provisões cíveis, fiscais e trabalhistas.

Patrimônio líquido

O aumento de R$ 987 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido consolidado do exercício de 2015 de R$ 1.501 milhões; (ii) dividendos intercalares pagos e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2015 de R$ 628 milhões; (iii) reconhecimento de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 272 milhões; (iv) aprovação da distribuição dos dividendos adicionais propostos relativos a 2014 de R$ 172 milhões; e (v) ganho na remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no montante de R$ 14 milhões.

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a. Resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A composição da receita líquida da Companhia é a seguinte:

Em R$ milhões	31.12.2016	%	31.12.2015	%	31.12.2014	%	31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)	31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS								
Distribuidoras de energia elétrica	3.114	48,3	3.046	46,7	3.044	47,0	2,2	0,1
Comercializadoras de energia elétrica	320	5,0	209	3,2	239	3,7	53,1	(12,6)
Consumidores livres	2.834	44,0	2.916	44,8	2.248	34,7	(2,8)	29,7
Transações no mercado de curto prazo	117	1,8	303	4,7	903	14,0	(61,4)	(66,4)
Outras receitas	57	0,9	38	0,6	39	0,6	50,0	(2,6)
	6.442	**100,0**	**6.512**	**100,0**	**6.473**	**100,0**	**(1,1)**	**0,6**

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2016 e 31.12.2015

Comercializadoras de energia elétrica

A receita de venda a comercializadoras atingiu R$ 320 milhões, 53,1% superior à receita auferida em 2015 — R$ 209 milhões. A elevação é resultado destes aspectos: (i) R$ 164 milhões — aumento de 86,0%, ou 1.013 GWh (115 MW médios), no volume de energia vendida; e (ii) R$ 53 milhões — decréscimo de 17,8% no preço médio líquido de vendas.

A elevação do volume de venda observada nos períodos em análise decorreu, substancialmente, de vendas de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada de comercializadoras, para revenda a consumidores livres que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE

No exercício de 2016, houve decréscimo de R$ 186 milhões na receita das transações de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, em relação ao ano anterior, passando de R$ 303 milhões em 2015 para R$ 117 milhões em 2016. Mais detalhes sobre tais operações e variações foram elencados no "item 10.1.h.1", tópico "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)".

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2015 e 31.12.2014

Comercializadoras de energia elétrica

A receita de venda a comercializadoras atingiu R$ 209 milhões, 12,6% inferior à receita auferida em 2014 — R$ 239 milhões. A redução apresentada é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 129 milhões — queda de 42,8%, ou 881 GWh (101 MW médios), no volume de energia vendida; e (ii) R$ 99 milhões — acréscimo de 52,7% no preço médio líquido de vendas.

Consumidores livres

No ano de 2015, a receita de vendas a consumidores livres alcançou R$ 2.916 milhões, 29,7% além dos R$ 2.248 milhões verificados em 2014. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 477 milhões — crescimento de 20,4% no preço médio líquido da energia vendida; e (ii) R$ 191 milhões — acréscimo de 1.255 GWh (143 MW médios), ou 7,7%, no volume de venda de energia.

Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE

No exercício de 2015, em relação ao ano anterior, houve decréscimo de R$ 600 milhões na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 903 milhões em 2014 para R$ 303 milhões em 2015. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas no "item 10.1.h.1", tópico "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)".

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos anos de 2016, 2015 e 2014 estão mencionados a seguir. Informações complementares sobre eles foram detalhadas nos itens 10.1.h e 10.2.a.(i).

Ano de 2016 - (i) ampliação do preço médio líquido de venda; (ii) redução da quantidade de energia vendida; (iii) resultado negativo das transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, ante o resultado positivo no exercício de 2015; (iv) redução dos custos com compra de energia elétrica para revenda; (v) menor consumo de combustíveis para geração de energia elétrica; (vi) efeito positivo nas provisões operacionais líquidas quando comparadas ao mesmo período do ano anterior; (vii) reconhecimento de provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos de geração termelétrica e para devolução de reembolso de combustível (CDE) em função de alteração da legislação; e (viii) redução das despesas financeiras líquidas.

Ano de 2015 - (i) ampliação do preço médio líquido de venda; (ii) redução da quantidade vendida à distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres; (iii) resultado positivo nas transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE ante o resultado negativo no exercício anterior, incluindo os efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia, cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada, conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015; (iv) crescimento dos custos com a compra de energia para revenda; (v) efeito negativo decorrente de constituição de provisões operacionais; (vi) aumento dos demais custos de energia vendida e dos serviços prestados; e (vii) crescimento das despesas financeiras líquidas em função, principalmente, dos maiores juros e variações, monetárias e cambiais, sobre as dívidas.

Ano de 2014 - (i) elevação do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) efeito negativo no resultado líquido das transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, incluindo o reconhecimento da recuperação dos efeitos negativos na CCEE decorrentes dos sinistros em unidades geradoras da Companhia; (iii) incremento dos custos com a compra de energia para revenda; (iv) aumento do consumo de combustíveis em razão do maior despacho da Usina Termelétrica William Arjona; (v) reversão de passivos prescritos relativos à compra de energia e encargos de transmissão; e (vi) queda das despesas financeiras líquidas.

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 de venda da Companhia são suportadas por contratos com cláusulas de reajuste de preço, em grande parte, pelo IPCA e IGP-M. A receita da Companhia não está exposta a taxas de câmbio e não foi afetada pela introdução de novos produtos e serviços.

As principais variações das receitas da Companhia em decorrência de modificação de preço e alteração de volume estão explicadas no item 10.2.a (i).

c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante

c.1) Inflação e variação de preços nos custos de venda de energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda: estas transações normalmente são realizadas por meio de contratos de médio e longo prazo, os quais possuem seus preços reajustados, na sua grande parte, pelo IPCA e IGP-M. O impacto médio referente ao reajuste de preço pelos índices de inflação no exercício de 2016 foi de cerca de R$ 33 milhões, e nos anos de 2015 e 2014 foi de aproximadamente R$ 37 milhões e R$ 27 milhões, respectivamente.

Combustível para a produção de energia elétrica: o gás consumido na UTE William Arjona é transacionado em dólar norte-americano, equivalente em reais, e reajustado anualmente pela variação do *Producer Price Index* (PPI), um indicador do governo americano para commodities de uso industrial. Os preços do carvão não reembolsável pela CDE são negociados quando da contratação da aquisição ou da renovação do contrato e tem como indexador fórmulas paramétricas cujos principais componentes são o INPC e índices setoriais específicos, na sua maioria, publicados pela Fundação Getulio Vargas (FGV). Os índices de correção não resultaram em efeitos relevantes no custo da Companhia. A desvalorização do real frente ao dólar elevou o custo unitário do gás nos exercícios de 2015 e 2014. Em 2016, o custo foi reduzido em função da UTE William Arjona ter sido despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) somente nos meses de janeiro e fevereiro.

Encargos de uso de rede elétrica e conexão: são calculados pela multiplicação do montante de uso da rede, em kW, pela tarifa estabelecida anualmente pela Aneel, com base no rateio dos custos totais de conexão e de transmissão observados, e esperados, para todo sistema, e nos índices de reajustes dos contratos de transmissão e conexão vigentes – em maioria IPCA e IGP-M. O efeito da variação desses indicadores de inflação no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 47 milhões, R$ 35 milhões e R$ 20 milhões em 2016, 2015 e 2014, respectivamente.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): o valor corresponde a 6,8% sobre a quantidade de energia elétrica produzida, valorada por uma Tarifa Anual de Referência (TAR) definida pela Aneel, com base no custo de aquisição de energia pela distribuidora, revisto a cada quatro anos. No exercício de 2016, o reajuste da TAR foi de 9,5% e o impacto no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 16 milhões. Nos anos de 2015 e 2014, os efeitos decorrentes dos reajustes de 6,7% e 5,9% foram de R$ 11 milhões e R$ 9 milhões, respectivamente.

c.2) Impactos do câmbio, da inflação e da taxa de juros no resultado financeiro da Companhia

Exposição ao câmbio

Em 2016, todos os empréstimos em dólares norte-americanos obtidos com as instituições financeiras HSBC, Mizuho e Tokyo e suas respectivas operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras foram liquidados.

A Companhia não possuía, em 31.12.2015 e 31.12.2014, empréstimos expostos à variação da cotação de moeda estrangeira, em função dos instrumentos de *hegde* (*swap*) contratados.

Em novembro de 2014, o empréstimo junto ao BNP Paribas foi liquidado antecipadamente, no montante de R$ 130 milhões, extinguindo a exposição da Companhia ao Euro.

Nos exercícios de 2016 e 2015 não houve impacto no resultado financeiro em decorrência de variação cambial. No exercício de 2014, o resultado financeiro foi impactado positivamente em R$ 3 milhões – 0,2% do resultado operacional da Companhia no ano.

Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

A Companhia está exposta à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, do IPCA e do IGP-M. Em 2016, não há mais exposição passiva ao CDI, considerando que no ano corrente os empréstimos em dólares norte-americanos que estavam protegidos contra a variação cambial por meio de operação de *swap* para o CDI foram integralmente liquidados.

Os impactos dos juros e da variação monetária no resultado financeiro da Companhia nos exercícios de 2016, 2015 e 2014 foram estes:

(Valores em R$ milhões)	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Concessões a pagar	Total
Exercício Social findo em 31.12.2016			
- Juros	220	201	421
- Variação monetária	51	140	191
Exercício Social findo em 31.12.2015			
- Juros	282	173	455
- Variação monetária	45	191	236
Exercício Social findo em 31.12.2014			
- Juros	235	152	387
- Variação monetária	16	73	89

10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

2016

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, o qual é composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada pelos seus ativos ou comprada por meio de contratos de médio e longo prazo. Tal segmento representou 99,4% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2016.

A capacidade instalada total da ENGIE Brasil Energia passou de 7.044,3 MW em 31 de dezembro de 2015 para 6.999,3 MW em 31 de dezembro de 2016, redução de 45,0 MW, ou 0,6%, em função (i) do encerramento das atividades operacionais da Usina Termelétrica de Charqueadas – 72,0 MW, em novembro de 2016; e (ii) da entrada em operação comercial da Central Eólica Santa Mônica – 18,9 MW e da Central Eólica Cacimbas – 8,1 MW, ambas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, localizado no município de Trairi, estado do Ceará.

2015

O segmento operacional de geração e comercialização representou 99,4% das receitas líquidas auferidas em 2015. O crescimento do parque gerador da Companhia em 2015 foi formado com a finalização das obras de expansão da Ferrari Termelétrica, iniciadas em 2014, que agregaram 15,0 MW ao parque gerador. Em complemento, a inclusão do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Eólico de Tubarão, agregou 2,1 MW. Com isso, os 7.044,3 MW alcançados ao final de 2015 representam um aumento de 17,1 MW, ou 0,2%, em relação aos 7.027,2 MW do final de 2014.

2014

O segmento operacional de geração e comercialização representou 99,3% das receitas líquidas de 2014. Estes eventos resultaram em impactos na capacidade instalada da Companhia: (i) incremento de 65,5 MW em razão da incorporação ao parque gerador da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) acréscimo de 60 MW resultante da entrada em operação comercial das centrais Eólicas Fleixeiras I e Mundaú, ambas de 30 MW, pertencentes ao Complexo Eólico Trairí; (iii) aumento de 3 MW em razão da entrada em operação da Usina Fotovoltaica Cidade Azul; e (iv) redução de 66 MW decorrente do pedido à Aneel de revogação definitiva da autorização da operação e a respectiva devolução à União da Usina Termelétrica Alegrete. Assim, a ENGIE Brasil Energia encerrou o ano de 2014 com um acréscimo de 62,5 MW, em relação à capacidade instalada de 2013.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

2016

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- Complexo Eólico Santo Agostinho

Em 2016, a Companhia finalizou o processo de aquisição da última fase do Complexo Eólico Santo Agostinho, tendo sido transferido quatro SPE para seu controle. O Complexo Eólico é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólico, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, com cada SPE participando com 25 MW, e uma *holding*, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

A mais valia de todo o negócio adquirido, no valor de R$ 59 milhões, corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos, tendo sido alocada integralmente no ativo intangível. Até o momento foram desembolsados R$ 45 milhões na aquisição do projeto.

- Projeto Santo Assú

Em novembro de 2015, a Companhia assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de outras duas – a qual foi exercida em 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada Assú V, que desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva (LER) promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018.

A Central Fotovoltaica Assú V terá capacidade instalada de 36,7 MW, e suas obras tiveram início no ano de 2016. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.

- Usina Termelétrica Norte Catarinense

A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na cidade de Garuva, ao norte do estado de Santa Catarina. A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW. Em março de 2016, foi emitida a Licença Ambiental Prévia deixando a Usina apta a participar de futuros leilões de energia nova.

- ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda.

A ENGIE Varejista foi constituída em 2016 e tem como objeto social o comércio varejista de energia elétrica, incluindo a compra, no atacado ou no varejo, a venda, no varejo, e a importação de energia elétrica. O início da operação comercial da Empresa está condicionado à habilitação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), fato que ainda não ocorreu.

A figura do comercializador varejista foi regulamentada pela Aneel em 2015 com o objetivo de reduzir a complexidade da adesão e facilitar o desenvolvimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- ENGIE Geração Solar Distribuída S.A.

Em abril de 2016, a Companhia adquiriu 50% do capital social da ENGIE Solar, mediante subscrição de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW.

O valor máximo de aquisição será de R$ 24 milhões a serem aportados em até 48 meses.

- Alienação – Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca

Em reunião realizada em 23.12.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alienação das participações societárias detidas pela Companhia e pela sua controlada direta ECP nas sociedades : (i) Eólica Beberibe S.A., que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,6 MW; (ii) Eólica Pedra do Sal S.A., que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com capacidade instalada de 18,0 MW; e (iii) Hidrelétrica Areia Branca S.A, que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW.

O valor das Sociedades (*Enterprise Value*), antes de eventuais e usuais ajustes de preço, foi estabelecido em R$ 392 milhões, dos quais R$ 85 milhões são referentes a seu endividamento líquido estimado. A conclusão da operação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ações, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Aneel.

A Operação faz parte da estratégia de otimização do parque gerador da Companhia, de forma a permitir a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si.

2015

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- - Complexo Eólico Santo Agostinho

Em agosto de 2014, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, o qual é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, cada SPE participando com 25 MW, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas nove SPE e uma holding para seu controle. O valor de aquisição atualizado referente a esta primeira fase foi de R$ 21 milhões.

Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A do Complexo Eólico Santo Agostinho, as quais são compostas por 11 (onze) Sociedades de Propósito Específico (SPE).

- Projeto Assú

Em novembro de 2015, a controlada direta ECP assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de duas usinas fotovoltaicas, com prazo de exercício até 11 de junho de 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada Assú V, a qual desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva (LER) promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018. Assú V terá capacidade instalada de 36,7 MW, e suas obras deverão ser iniciadas em 2016. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.

Eventual alienação – Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca

Em 06 de julho de 2015, a Companhia publicou Comunicado ao Mercado informando a contratação de uma empresa de assessoria para coordenar uma eventual alienação das sociedades de propósito específico Eólica Beberibe S.A., Eólica Pedra do Sal S.A. e Hidrelétrica Areia Branca S.A.

2014

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- Ferrari Termoelétrica S.A.

Em fevereiro de 2014, a Companhia concluiu o processo de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. pelo valor de R$ 176 milhões, cuja composição é a seguinte:

(i) R$ 161 milhões – valor pago na data do fechamento, dos quais R$ 46 milhões foram depositados em conta vinculada para liberação quando do cumprimento de determinadas condições precedentes, quais sejam: (a) R$ 34 milhões - implantação de melhorias na eficiência do processo de cogeração, obtenção de licença ambiental, bem como revisão da garantia física da usina para 35,6 MW médios; e (b) 12 milhões - revisão técnica do turbo gerador, conclusão de obras de adequação das subestações entre outras.

(ii) R$ 4 milhões – montante pago em abril de 2014, relativo ao ajuste de preço decorrente da variação do capital do giro e endividamento líquido entre a data da assinatura do contrato e a data do fechamento do negócio.

(iii) R$ 11 milhões – valor que será pago mediante o compromisso de fornecimento de combustível adicional pelo vendedor em quantidade e qualidade suficientes para que a UTE Ferrari gere 35,6 MW médios de energia elétrica.

O valor atualizado do depósito mencionado no item (i), no montante de R$ 48 milhões, somado ao compromisso citado no item (iii), resulta no montante total de R$ 59 milhões, o qual está registrado no passivo.

A Ferrari Termoelétrica S.A. é uma sociedade de propósito específico detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari, um empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, em operação comercial desde junho de 2009, localizado no município de Pirassununga, estado de São Paulo. A UTE Ferrari conta com uma capacidade instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios, dos quais 18,0 MW médios foram contratados em Leilões de Energia Elétrica destinados ao Ambiente de Contratação Regulada.

Em abril de 2014, a Companhia iniciou as atividades direcionadas à modernização e ampliação da UTE, de modo a elevar a sua capacidade comercial para 35,6 MW médios, bem como a de sua capacidade instalada para 80,5 MW.

- Projeto Campo Largo

Em junho de 2014, a Companhia, concluiu o processo de aquisição das empresas CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II) e CLWP Brasil III Participações Ltda. (CLWP III), pelos montantes de R$ 22 milhões e R$ 40 milhões, respectivamente, dos quais R$ 9 milhões referem-se às parcelas condicionadas ao aumento de capacidade instalada, atualizadas pela variação do IPCA e de juros de 1,5% a.a.

O montante total da aquisição corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos.

A CLWP II é uma *holding* detentora de cinco SPE, totalizando um potencial de desenvolvimento de 150 MW. O desenvolvimento de tais projetos está sendo avaliados pela Companhia. A CLWP III é uma *holding* detentora de dez SPE, as quais totalizam um potencial total de desenvolvimento de 300 MW. Destas SPE, quatro deram início a construção dos parques eólicos a partir de novembro de 2014, tendo em vista a assinatura de contrato de fornecimento de seus aerogeradores. Um dos parques cuja construção teve início em 2014, vendeu sua energia no leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014.

- Projeto Santo Agostinho

Em agosto de 2014, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, o qual é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

O valor máximo de aquisição é de R$ 54 milhões, composto por um valor fixo de R$ 39 milhões e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15 milhões, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. Na data da aquisição a Companhia pagou o montante de R$ 3 milhões relativos ao adiantamento previsto em contrato atualizado.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas nove SPE e uma *holding* para seu controle. O valor de aquisição atualizado referente a esta primeira fase é de R$ R$ 21 milhões.

c. Eventos ou operações não usuais

2016

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia no exercício de 2016 foram os reconhecimentos de provisões para: (i) redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 121 milhões, dos quais R$ 76 milhões correspondem aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 45 milhões a ativos de geração termelétrica; (ii) redução do de reembolso de combustível (CDE), no valor de R$ 87 milhões, em função de alteração da legislação que estabelece procedimentos para reembolso do custo de combustível em usinas que utilizam o carvão mineral nacional; (iii) provisão para gastos com a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas no montante de R$ 19 milhões; e (iv) redução de estoques ao valor realizável líquido das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete no valor de R$ 6 milhões.

2015

- Repactuação de risco hidrológico

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e a fim de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impeça a aplicação do GSF as suas usinas.

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia.

As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que será compensado com os prêmios de risco calculados a valor presente devidos pela Companhia.

A classificação do montante a ser ressarcido no balanço patrimonial da Companhia tem esta composição: (i) R$ 26 milhões reconhecidos no ativo circulante; e (ii) R$ 197 milhões reconhecidos no ativo não circulante. Na tabela a seguir demonstra-se a expectativa de realização do saldo reconhecido no ativo não circulante:

2017	26
2018	25
2019	15
2020	15
2021	15
2022 a 2026	62
2027 a 2031	35
2032 em diante	4
	197

2014

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia no exercício de 2014 foram estes: (i) reversão do registro dos custos estimados de R$ 55 milhões, constituído em 2013, relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), conforme estabelecido pela Resolução CNPE 03, visto a redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores; (ii) reversão de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão no valor de R$ 55 milhões e os respectivos encargos financeiros no montante de R$ 61 milhões; e (iii) reversão de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92 milhões, motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial.

10.4 Comentários dos diretores sobre

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, nos exercícios encerrados em 31.12.2016, 31.12.2015 e 31.12.2014.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, nos exercícios encerrados em 31.12.2016, 31.12.2015 e 31.12.2014 e, consequentemente, sem efeitos significativos advindos destas.

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Não houve ressalva no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia relativo às Demonstrações Contábeis dos exercícios findos em 31.12.2016, 31.12.2015 e 31.12.2014.

10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

As práticas contábeis críticas são àquelas consideradas importantes para demonstrar a condição financeira e econômica da Companhia e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações contábeis, adotaram-se determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores considerados razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, premissas ou condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, e alguns impactos relacionados às mudanças nessas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica, descrita a seguir:

a. Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas de câmbio futuro e taxas de juros de longo prazo.

b. Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens – limitadas ao prazo da concessão ou autorização das suas usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando a sua aplicação for necessária.

c. Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, tanto os bens do ativo imobilizado quanto do ativo intangível. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para determinar se há evidência de que o montante dos ativos de longa duração pode não ser recuperável. Se tal evidência é identificada, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação dos ativos (*impairment*).

d. Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos do plano de pensão são avaliados pelos seus valores de mercado na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser materialmente diferentes dos resultados reais devido às mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas.

e. Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

São definidas com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da Administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

10.6 Descrição pelos diretores dos itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia

a. Os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items)

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

A Administração da Companhia esclarece que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis e notas explicativas da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014.

10.7 Comentários dos diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6

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 da Companhia;

b. Natureza e o propósito da operação

c. Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação

A Administração da Companhia esclarece que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014.

10.8 Principais elementos do plano de negócios da Companhia:

a. Investimentos:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

A Companhia, ao final do ano de 2016, detinha em andamento as obras dos Complexos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo, do Projeto Fotovoltaico Assú V e da Usina Termelétrica Pampa Sul. O montante investido, em 2016, foi de R$ 1.190 milhões, sendo R$ 554 milhões provenientes de recursos próprios e R$ 636 milhões por meio de capital de terceiros.

Os investimentos realizados em 2016 e os previstos para o período de 2017 a 2019, na data-base de 31.12.2016, são estes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2016	Previsto 2017	Previsto 2018	Previsto 2019
Financiamento com:				
- Capital de terceiros	636	2.052	1.550	131
- Capital próprio	554	496	718	250
	1.190	**2.548**	**2.268**	**381**

No ano de 2016, a Companhia investiu R$ 874 milhões na construção de novas usinas: (i) R$ 620 milhões – Usina Termelétrica Miroel Wolowski (UTE Pampa Sul); (ii) R$ 248 milhões – Parques Eólicos em construção na Região Nordeste no Brasil; (iii) R$ 4 milhões – Usina Termelétrica Norte Catarinense; e (iv) R$ 2 milhões – Projeto Solar Fotovoltaico Assú. Houve, também, a aquisição de novos investimentos no valor de R$ 25 milhões e a ampliação da Usina Termelétrica Ferrari, no valor de R$ 1 milhão.

Adicionalmente, no mesmo ano, a Companhia investiu R$ 290 milhões em projetos de manutenção e revitalização do seu parque gerador, de forma a manter o alto grau de disponibilidade das usinas. Os principais investimentos foram na modernização da usina de Salto Santiago, onde foram investidos R$ 98 milhões, e nas grandes manutenções do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujos investimentos totalizaram R$ 117 milhões.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para 2017 são: (i) a continuidade da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (ii) a prossecução da construção dos Complexos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo, do Projeto Solar Fotovoltaico Assú V e da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (iii) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos setoriais geralmente possuem financiamento da ordem de 50% a 70% do investimento total e o restante normalmente é coberto com recursos próprios. O BNDES é o financiador da maioria dos projetos da Companhia.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

UTE Charqueadas

A Companhia deu início, em 2016, à desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas, no Rio Grande do Sul. Com capacidade instalada de 72 MW, a planta, após 50 anos de operação, foi considerada obsoleta, de modo que os investimentos necessários a uma eventual modernização, além de economicamente inviáveis, não seriam compatíveis com o modelo de negócios da Companhia, dada a perspectiva de descarbonização. Assim, a Usina foi desligada em 25 de novembro de 2016 e a desativação efetiva de suas instalações ocorrerá a partir de 2017.

Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e PCH Areia Branca

Em 23 de dezembro de 2016, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou a venda das usinas eólicas Beberibe (25,6 MW), no Ceará, e Pedra do Sal (18 MW), no Piauí, bem como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (19,8 MW), em Minas Gerais, para a Companhia Energética de Petrolina. A operação integra a estratégia da Companhia de priorizar a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si. A conclusão da venda, a ser realizada no decorrer de 2017, está sujeita ao atendimento de determinadas condições previstas em contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e UTE Pampa Sul

Em 15.02.2017, a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral que mandatou o Banco Morgan Stanley S.A. para prestar assessoria financeira em uma sondagem de mercado, não vinculante, visando identificar potenciais compradores para seus ativos de geração de energia a carvão: (i) Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – com capacidade instalada de 857 MW; e (ii) Usina Termelétrica Pampa Sul – usina em construção que terá capacidade instalada de 340 MW e previsão de entrada em operação comercial no final de 2018. A potencial Operação está em linha com a estratégia de descarbonização da ENGIE em todo o mundo, focada em atividades de baixa emissão de carbono, como geração de energia renovável, gás natural e infraestrutura.

b. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Em consonância com o modelo de negócios do Grupo Econômico ENGIE no Brasil, a controladora ENGIE Brasil Participações participa dos leilões e desenvolve os projetos hidrelétricos, mitiga os principais riscos, e então transfere os projetos para a ENGIE Brasil Energia. O momento da transferência é determinado pelo estágio do perfil de risco de cada projeto.

Nesse contexto, a ENGIE Brasil Participações, por meio da controlada Energia Sustentável do Brasil, está implantando a UHE Jirau, em construção em Porto Velho, estado de Rondônia, com potência instalada de 3.750 MW – já contemplando a ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras – na qual a ENGIE detém participação de 40%.

Ainda conforme o modelo de negócios, o Comitê de Partes Relacionadas da ENGIE Brasil Energia negociará a aquisição com sua Controladora.

A perspectiva é que o projeto seja transferido para a ENGIE Brasil Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados e é possível que ocorra até o final do ano de 2017.

c. Novos produtos e serviços

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

(ii) montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável.

(iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

Cabe mencionar que a ENGIE Brasil Energia, na condição de empresa geradora de energia elétrica autorizada à produção independente, e conforme a Lei nº 9.991/2010, e suas alterações posteriores, está obrigada a aplicar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida ajustada em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos têm esta destinação: (i) 40% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% ao Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de custear, principalmente, os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro.

No final do ano de 2016, a Companhia e suas controladas tinham saldo de R$ 111 milhões para investimentos em projetos próprios, dos quais R$ 87 milhões estão relacionados a projetos de P&D já em execução.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia visa à inovação tecnológica no setor energético e a capacitação técnico-científica de pesquisadores brasileiros, abrangendo temas de investimento, tais como: fontes alternativas de geração de energia elétrica, gestão de bacias e reservatórios, meio ambiente, manutenção e eficiência energética, entre outros.

10.9 Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não há outros fatores que influenciem de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens.

ANEXO II – PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO LUCRO

Artigo 9ª ICVM 481/09 – Parágrafo único, Inciso II – Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09:

Destinação do lucro líquido do exercício

1) Informar o lucro líquido do exercício	R$ 1.547 milhões (controladora)
2.a) Informar o montante global dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 1.487 milhões
2.b) Informar o valor por ação dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 2,2786046398 por ação ordinária
3) Informar o percentual sobre o lucro líquido do exercício distribuído	100% do lucro líquido distribuível ajustado [4]
4) Informar o montante global e o valor por ação de dividendos distribuídos com base em lucro de exercícios anteriores	Não aplicável
5) Informar, deduzidos os dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados:	
a) O valor bruto de dividendos e juros sobre capital próprio, de forma segregada, por ação de cada espécie e classe	R$ 410 milhões, correspondentes a R$ 0,6275749291 por ação ordinária.
b) A forma e o prazo de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio	A ser submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) no dia 17.04.2017.
c) Eventual incidência de atualização e juros sobre dividendos e juros sobre capital próprio	Não aplicável

[4] Lucro Líquido distribuível ajustado corresponde ao lucro líquido do exercício, deduzido das Reservas Legal e de Incentivos Fiscais e ajustado pela realização do ajuste de avaliação patrimonial (custo atribuído do ativo imobilizado, conforme orientação estabelecida no CPC 27 e ICPC 10), reconhecidas na conta "Lucros Acumulados".

d) Data da declaração de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio considerada para identificação dos acionistas que terão direito ao seu recebimento	A data da declaração de pagamento dos dividendos será definida na AGO.
6) Caso tenha havido declaração de dividendos ou juros sobre capital próprio com base em lucros apurados em balanços semestrais ou em períodos menores	
a) Informar o montante dos dividendos ou juros sobre capital próprio já declarados	R$ 645 milhões de dividendos intercalares e R$ 432 milhões de crédito de juros sobre o capital próprio.
b) Informar a data dos respectivos pagamentos	Início de pagamento dos dividendos intercalares ocorreu em 06.10.2016 e dos juros sobre o capital próprio em 01.02.2017.
7) Fornecer tabela comparativa indicando os seguintes valores por ação de cada espécie e classe:	
a) Lucro líquido do exercício e dos 3 exercícios anteriores	2016 = R$ 2,3704662348 2015 = R$ 2,2985989077 2014 = R$ 2,1177862004
b) Dividendo e juros sobre capital próprio distribuído nos últimos 3 exercícios	2016 = R$ 2,2786046398 2015 = R$ 1,2788764646 2014 = R$ 1,1875973571
8) Havendo destinação de lucros à reserva legal	
a) Identificar o montante destinado à reserva legal	R$ 77 milhões
b) Detalhar a forma de cálculo da reserva legal	4,95% do lucro líquido do exercício, atingindo assim, o limite legal de 20% sobre o Capital Social Integralizado.

9) Caso a companhia possua ações preferenciais com direito a dividendos fixos mínimos	Não aplicável

10) Em relação ao dividendo obrigatório

a) Descrever a forma de cálculo prevista no estatuto	O estatuto social da companhia prevê que em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% (trinta por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral. - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração, declarar dividendos intercalares com base nele. - A Companhia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1.º do artigo 182 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976. - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. - A Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, observando, para tanto, a legislação aplicável. As importâncias pagas ou creditadas pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputadas, nos termos da legislação aplicável, ao valor dos dividendos obrigatórios. - Prescreve em 3 (três) anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados oportunamente, reverterão em benefício da Companhia.

b) Informar se ele está sendo pago integralmente	Sim

c) Informar o montante eventualmente retido	Não aplicável

11) Havendo retenção do dividendo obrigatório devido à situação financeira da companhia	
a) Informar montante da retenção	Não aplicável
b) Descrever, pormenorizadamente, a situação financeira da companhia, abordando, inclusive, aspectos relacionados à análise de liquidez, ao capital de giro e fluxos de caixa positivos	Não aplicável
c) Justificar a retenção dos dividendos	Não aplicável
12) Havendo destinação do resultado para reserva de contingências	
a) Identificar o montante destinado à reserva	Não aplicável
b) Identificar a perda considerada provável	Não aplicável
c) Explicar porque a perda foi considerada provável	Não aplicável
d) Justificar a constituição da reserva	Não aplicável
13) Havendo destinação do resultado para reserva de lucros a realizar	
a) Informar o montante destinado à reserva de lucros a realizar	Não aplicável
b) Informar a natureza dos lucros não-realizados que deram origem à reserva	Não aplicável
14) Havendo destinação do resultado para reservas estatutárias	
a) Descrever as cláusulas estatutárias que estabeleceram a reserva	Não aplicável
b) Identificar o montante destinado à reserva	Não aplicável
c) Descrever como o montante foi calculado	Não aplicável

15) Havendo retenção de lucros prevista em orçamento de capital	
a) Identificar o montante da retenção	Não aplicável
b) Fornecer cópia do orçamento de capital	Não aplicável
16) Havendo destinação de resultado para a reserva de incentivos fiscais	
a) Informar o montante destinado à reserva	R$ 18 milhões
b) Explicar a natureza da destinação	A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pela Usina Hidrelétrica São Salvador.
17) Havendo destinação de resultado para aumento de capital social	
a) Informar o valor do aumento	Não aplicável
b) Informar o valor do novo capital social	Não aplicável
c) Informar se houve emissão de novas ações	Não aplicável
d) Explicar, pormenorizadamente, as razões do aumento de capital social	Não aplicável

12.5/6 Composição e experiência profissional do conselho de administração e do conselho fiscal

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (candidata indicada pelo acionista controlador)

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos ou funções exercidos		Número de mandatos consecutivos	Prazo mandato	Participação nas reuniões do C.A. de 2016
Simone Cristina de Paola Barbieri	14.03.1971	Conselho de Administração	17.04.2017	Não
149.142.418-46	Psicóloga	23 - Conselho de Administração (Suplente)	17.04.2017	Sim
-		n.a.	AGO 2018	n.a.

O Acionista Controlador indicou Simone Cristina de Paola Barbieri como candidata substituta de Marcelo Fernandes Soares – Membro Suplente do Conselho de Administração.

CONSELHO FISCAL (candidatos indicados)

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos ou funções exercidos		Número de mandatos consecutivos	Prazo mandato	Participação nas reuniões do C.F. de 2016
Paulo de Resende Salgado	02.07.1945	Conselho Fiscal	17.04.2017	Não
161.008.917-00	Economista	40 - Presidente do C.F. – Indicado pelo controlador	17.04.2017	Sim
-		11 (onze)	AGO 2018	100%
Carlos Guerreiro Pinto	17.06.1942	Conselho Fiscal	17.04.2017	Não
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo) - Indicado pelo controlador	17.04.2017	Sim
-		9 (nove)	AGO 2018	100%
Flávio Marques Lisboa Campos	17.11.1950	Conselho Fiscal	17.04.2017	Não
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplente) - Indicado pelo controlador	17.04.2017	Sim
		14 (quatorze)	AGO 2018	0%
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	03.04.1952	Conselho Fiscal	17.04.2017	Não
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplente) - Indicado pelo controlador	17.04.2017	Sim
-		13 (treze)	AGO 2018	0%
Manoel Eduardo Lima Lopes	07.07.1943	Conselho Fiscal	17.04.2017	Não
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Efetivo) – Eleito p/ Minor. Ordinaristas	17.04.2017	Não
		14 (quatorze)	AGO 2018	100%
Ailton Pinto Siqueira	03.08.1939	Conselho Fiscal	17.04.2017	Não
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplente) – Eleito p/ Minor. Ordinaristas	17.04.2017	Não
-		14 (quatorze)	AGO 2018	0%

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Simone Cristina da Paola Barbieri – 149.142.418-46

Nascida em 14.03.1971, formada em Psicologia pela Universidade de São Paulo (USP), possui MBA Executivo em Administração Global – SOCIESC e Universidade Lusófona de Lisboa e ICC International Coaching Certification pela Iluminatta Brasil. De 2004 a 2015 foi Coordenadora de RH na ENGIE Brasil Energia S.A., tendo estruturado o programa de sucessão e preparação de potenciais, atuado em processos de desenvolvimento de lideranças, gestão do clima, gestão de desempenho e demais processos relacionados ao desenvolvimento de pessoas. Anteriormente, foi Consultora de RH na Roland Berger Human Resources, atuando em assessment e desenvolvimento de executivos. Atualmente é Diretora de Recursos Humanos na ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela gestão de RH e Saúde & Segurança, respondendo pela gestão cultural e da mudança, além do alinhamento das práticas de RH nas diversas entidades que compõem a BU Brasil.
A indicada está apta a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que as tenham suspendidos ou inabilitadas para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

CONSELHO FISCAL

Paulo de Resende Salgado - 161.008.917-00

Nascido em 02.07.1945, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Cândido Mendes do Rio de Janeiro, possui pós-graduação pela Fundação Getulio Vargas (FGV) em Executivo Financeiro, MBA Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente do Citibank, Diretor do Banco Crefisul, Superintendente de Investimento no Banco Econômico de Investimentos S.A., Diretor de Underwriting e Privatização no Banco Nacional S.A., onde participou do projeto de privatização da Light e da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Consultor Econômico.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Guerreiro Pinto - 047.615.457-04

Nascido em 17.06.1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e é certificado em Parceria para o Desenvolvimento Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Foi responsável pela estruturação da área de Open Market do Banco Nacional, sendo também designado Diretor da Área de Risco de Negócios. Adicionalmente, atuou como Presidente da Sinal Corretora de Valores. Exerceu as funções de Diretor Fiscal, nomeado pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), reguladora das empresas de planos privados de saúde, no período de março/2010 a novembro/2011, como auditor nas operadoras colocadas em regime especial de Direção Fiscal. Foi Consultor Convidado da Fundação Getúlio Vargas, prestando serviços de consultoria em Gestão no Instituto Estadual do Ambiente – INEA e na Secretaria Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro – SEA. Atualmente exerce a função de Administrador do Santuário de Nossa Senhora de Fátima no Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro-RJ.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Flávio Marques Lisboa Campos - 118.388.096-00

Nascido em 17.11.1950, é Engenheiro Civil, graduado em 1973, pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Atualmente é o CEO da América Latina da Tractebel Engineering Latin America (Tractebel Engineering – ENGIE Group). Foi Diretor Geral e CEO da Leme Engenharia Ltda. de 2002 a 2010, tendo exercido as seguintes atividades nesta empresa: 1994 a 2002 – Diretor Geral e Executivo; 1992 a 1994 - Diretor de Desenvolvimento de Negócios, atuando na coordenação de estratégias de comercialização, prospecção e viabilização de negócios, negociações de contratos com clientes e administração das despesas de desenvolvimento; 1988 a 1992 – Diretor Técnico, atuando nas áreas de Geração Elétrica e Barragens, Sistemas Elétricos e Projetos Industriais, com destaque para supervisão técnica e elaboração dos contratos de vários projetos; e de 1976 a 1988 – atuando na área técnica com Chefe do Setor de Engenharia Hidráulica e Gerente de diversos projetos de grande porte. Trabalhou como Engenheiro Civil de 1972 a 1976 nas empresas Elektrowatt Ingenieros Consultores, Guatemala City, Guatemala, Elektrowatt Engineering Services, Zurick, Switzerland e Eletroprojetos S.A. – Estudos de Engenharia. Atualmente participa da Diretoria da Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base (ABDIB) e, também, é membro dos seguintes conselhos: Conselho Diretor da Sociedade Mineira de Engenheiros e do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Consultores de Engenharia (ABCE).

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida - 269.006.377-87

Nascido em 03.04.1952, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1978 na Faculdades Integradas Simonsen, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995 foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, onde se transferiu para o Grupo ENGIE, para trabalhar na *holding* como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011. Atualmente exerce o cargo de membro titular do conselho fiscal da Energia Sustentável do Brasil S.A.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Lima Lopes - 046.227.237-00

Nascido em 07.07.1943, é formado em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Foi Auditor Geral e Superintendente de Contabilidade e Controle no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ), consultor e diretor do Banco Clássico S.A. e Gerente de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A. Atualmente, é diretor do Banco Clássico S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ailton Pinto Siqueira - 006.936.346-34

Nascido em 03.08.1939, trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ) de 1971 a 1989 onde exerceu os seguintes cargos: Gerente de Agência 1971 a 1974, Inspetor de 1974 a 1980 e Auditor de 1980 a 1989, quando se aposentou. De 26.03.1998 até a presente data é Diretor do Banco Clássico S.A.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7/8 Composição dos comitês

Nenhum membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal participa dos comitês estatutários da Companhia, bem como de outros comitês, ainda que eles não sejam estatutários.

12.9 Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores:

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, indicados pelo Acionista Controlador; entre os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; entre os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas, e controladores diretos ou indiretos da Companhia; e entre os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

12.10 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia (Indicados pelo Acionista Controlador) e: (i) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia ou (ii) controlador direto ou indireto da Companhia

Os membros do Conselho Fiscal indicados pelo Acionista Controlador não exerceram, nos 3 últimos exercícios sociais, qualquer função executiva em sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Companhia ou no Controlador direto ou indireto da Companhia.

Já quanto à indicada para compor o Conselho de Administração, segue a informação sobre a relação existente:

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Simone Cristina de Paola Barbieri **Membro suplente do Conselho de Administração**	**149.142.418-46**		
Pessoa Relacionada – Diretora de Recursos Humanos, Saúde e Segurança do trabalho no último exercício social			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15	Controle	Controlador Direto

12.13 Outras informações que a Companhia julgue relevantes

A Companhia esclarece que, além da eleição dos 2 (dois) membros efetivos do Conselho Fiscal, e seus suplentes, indicados pela Acionista Controladora, haverá ainda na Assembleia Geral Ordinária a eleição de 1 (um) membro efetivo, e seu suplente, a ser indicado pelos acionistas não controladores.

ANEXO IV – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do formulário de referência

13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários e dos Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. Objetivos da política ou prática de remuneração

A política de remuneração para o Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado e visa atrair e reter profissionais compatíveis às necessidades da Companhia. Considera os conhecimentos exigidos, a complexidade das atividades e os resultados esperados de cada cargo.

b. Composição da remuneração

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

O valor máximo da remuneração global anual dos administradores (membros do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal) é definido anualmente pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

A remuneração fixa tem como objetivo refletir o valor da experiência, responsabilidade do cargo assumido por cada administrador, sua competência e experiência profissional, bem como o tempo dedicado as suas funções.

A parcela variável objetiva fornecer níveis de remuneração competitivos em relação aos praticados pelo mercado, retribuir os esforços na construção dos resultados e valores gerados pela Companhia, por meio de uma bonificação atrelada ao seu desempenho e motivar o cumprimento dos objetivos empresariais e estratégicos, refletindo a cultura e os valores da Companhia e de sua Controladora – ENGIE.

A composição da remuneração de cada perfil de administrador é estabelecida pelo Conselho de Administração, conforme abaixo:

Conselho de Administração

O valor anual estabelecido, é composto por remuneração fixa e parcela variável, quando aplicável, sendo o montante máximo global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas e pago em 13 parcelas mensais.

O Presidente do Conselho recebe como remuneração uma parcela variável com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros, metas e seus resultados operacionais. O pagamento é realizado pelo Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual o Presidente do Conselho mantém contrato individual de trabalho, sendo 40% do valor, incluídos encargos, posteriormente reembolsado pela Companhia. Os membros eleitos pelos empregados, titular e suplente, poderão receber ainda um bônus calculado com base na soma da média do número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados e Bônus Gerencial, a critério do Presidente do Conselho de Administração.

Diretoria Estatutária

A remuneração dos membros da Diretoria é dividida entre parcelas fixa e variável, e seu valor máximo anual é aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas.

Os benefícios oferecidos pela Companhia compõem a remuneração indireta, tais como: assistência à recuperação da saúde, check-up médico anual, auxílio à alimentação, seguro de vida e previdência complementar.

O valor do bônus pode variar entre 35% e 88% da remuneração anual fixa, de acordo com o cargo do executivo, seus desafios e metas estabelecidas. O pagamento ocorre no primeiro semestre do ano seguinte, após o fechamento do exercício base, de acordo com o cumprimento das metas estabelecidas.

Diretoria Não Estatutária

A Companhia não tem Diretoria não estatutária instalada. O Diretor de Desenvolvimento de Negócios acumula suas atividades estatutárias com funções no Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual mantém contrato individual de trabalho.

Conselho Fiscal

O pró-labore dos membros do Conselho Fiscal é fixado pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia que os eleger e não pode ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da remuneração mensal dos Diretores – sem considerar os benefícios e remuneração variável.

Comitês

A Companhia possui comitês que participam direta ou indiretamente do processo decisório da Companhia, e não existe uma remuneração adicional para os seus membros, exceto para o Líder do Comitê Estratégico, que recebe uma remuneração adicional mensal igual à dos membros do Conselho de Administração, onde também participa como Conselheiro.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

Para o Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração poderá estabelecer remuneração complementar aos seus membros, bem como deferir a eles outras vantagens e proteções à preservação da sua independência e autonomia.

Este comitê foi instalado em 04.05.2012 para analisar uma transação específica e desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração. Em 13.12.2016, foi aprovada por unanimidade na Reunião do Conselho de Administração a instalação do comitê para analisar e recomendar, ou não, a celebração do memorando de entendimento com a SolaireDirect (sociedade integrante do Grupo ENGIE) visando a participação em Leilão de Energia Reserva. Apesar do cancelamento do Leilão os conselheiros, decidiram, por unanimidade, na Reunião do Conselho de Administração do dia 23.12.2016, manter o comitê agora com o objetivo de analisar os termos do memorando de entendimento a ser firmado com a SolaireDirect, visando uma futura parceria em Projetos Fotovoltaicos. Nos últimos três exercícios não ocorreram pagamentos a título de remuneração para os participantes desse Comitê.

(ii) proporção de cada elemento na remuneração total em relação aos 3 últimos exercícios

A remuneração do Conselho de Administração é fixa para todos os seus integrantes, exceto para o Presidente do Conselho e para o Conselheiro eleito pelos empregados da Companhia, que também recebem remuneração variável. A remuneração variável do Presidente do Conselho pode alcançar até 80% da remuneração anual fixa e a do conselheiro eleito pelos empregados a até 40% da sua remuneração anual fixa. Já a remuneração do Conselho Fiscal é fixa em sua totalidade.

A remuneração fixa da Diretoria Estatutária é estabelecida com base no mercado, e seu valor é pago em 13 parcelas mensais. A parcela variável pode variar de 35% a 80% da remuneração anual fixa.

A participação da remuneração fixa, remuneração variável e dos benefícios reconhecidos, em relação à remuneração total, estão representadas pelos percentuais a seguir:

	2016	2015	2014
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	79%	79%	81%
Remuneração Variável	16%	20%	19%
Benefícios	5%	1%	-
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração Variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-
Diretoria Estatutária			
Remuneração Fixa	50%	47%	53%
Remuneração Variável	36%	40%	45%
Benefícios	14%	13%	2%

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

A remuneração dos administradores da Companhia é monitorada periodicamente com base em pesquisas de mercado, contratadas junto a consultorias especializadas de primeira linha, com o objetivo de permitir comparações entre o valor pago aos executivos por empresas de porte e faturamento semelhantes, com maior participação das que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como com a observância da consistência interna no grupo econômico controlador – ENGIE.

A definição dos valores das parcelas fixas da Diretoria Estatutária é estabelecida considerando-se como base a mediana de mercado obtida em pesquisas como as citadas anteriormente, de acordo com a natureza e responsabilidades de cada cargo.

Da mesma forma, a parcela variável é estabelecida considerando-se as práticas de mercado para cada cargo, e seu pagamento considera os resultados financeiros e operacionais obtidos pela Companhia, tais como lucro líquido, EBITDA, bem como o cumprimento de metas específicas, negociadas previamente, e aspectos gerenciais e comportamentais.

O reajuste da remuneração dos administradores é anual, no mês de janeiro, e leva em consideração, além das questões de mercado citadas anteriormente, que podem recomendar alterações salariais, a inflação do período passado desde o último reajuste.

(iv) razões que justificam a composição da remuneração

A política de remuneração para o Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado e visa atrair e reter profissionais compatíveis com as necessidades da Companhia.

O Conselho de Administração tem sua remuneração seguindo padrões de mercado para empresas similares.

A Diretoria Estatutária tem sua remuneração monitorada periodicamente com base no mercado. A remuneração variável depende do cumprimento de metas coletivas e individuais, dos resultados da Companhia e da contribuição de forma solidária em até 10% do resultado do grupo econômico controlador – ENGIE.

O Conselho Fiscal tem sua remuneração estabelecida em valor que não pode ser inferior a 10% da remuneração média da Diretoria Executiva. Este Conselho não tem remuneração variável.

(v) existência de membros não remunerados pela Companhia e a razão para esse fato

Não há membros não remunerados na Companhia que componham o Conselho de Administração, a Diretoria Estatutária e não Estatutária, o Conselho Fiscal, os Comitês Estatutários e os Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração.

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

No posicionamento da remuneração dos administradores em relação ao mercado são utilizados indicadores quantitativos e qualitativos, grau de contribuição aos resultados, desempenho geral e experiência.

A remuneração variável (bônus) está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e, considera:

- indicadores financeiros do ano: evolução do EBTIDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados do grupo econômico controlador, etc;

- indicadores individuais e operacionais: cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros;

- questões comportamentais e gerenciais.

d. Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

O pró-labore (remuneração fixa) e os benefícios são estabelecidos em função de pesquisas de mercado e não são alterados durante o exercício, pois são definidos para cada ano dentro dos limites aprovados pela Assembleia Geral dos Acionistas para o Exercício Social (Janeiro a Dezembro).

A remuneração variável (bônus) está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e, considera:

- indicadores financeiros do ano que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- indicadores individuais e operacionais que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

e. Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo

O valor da remuneração variável anual dos executivos depende do cumprimento dos objetivos de curto prazo da Companhia.

Para objetivos de médio e longo prazo, a Companhia oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração um Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado na outorga de *phantom shares*. O plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do plano, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista), e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A performance durante o período é mensurada desde a data de outorga do plano até o final de sua vigência quatro anos após, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não forem atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, sendo eventual pagamento aprovado pelo Diretor Presidente do grupo econômico controlador, ENGIE, no Brasil.

Ainda, o grupo econômico da qual a Companhia faz parte tem uma política de opção de compra de ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de *performance shares* vinculado aos resultados futuros do grupo. De um modo geral, estas *performance shares* e opções de compras não são de valores relevantes em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento no item 13.16 – deste documento.

f. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há pagamentos realizados por subsidiárias e, nos casos de empresas com controle compartilhado com sócios não participantes do grupo econômico, quando existirem remuneração por participação em seus conselhos, os valores recebidos pelos administradores são devolvidos à Companhia. O Grupo Controlador não faz nenhum tipo de pagamento à Diretoria da ENGIE Brasil Energia, exceto:

- Remuneração fixa mensal, variável, benefícios e contribuições decorrentes do contrato individual de trabalho mantido com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, que acumula funções corporativas com o mandato estatutário na Companhia;

- Os citados na letra "e", de cunho corporativo e com objetivo de reforçar o sentimento de fazer parte de um grupo mundial.

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

Não se aplica à Companhia.

13.2 Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal reconhecida no resultado dos últimos 3 exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente:

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31.12.2017 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros ("b")	18	7	3	28
Nº de membros remunerados ("c")	18	7	3	28
Remuneração fixa anual	6.012.427,91	7.530.511,91	512.919,00	14.055.858,82
Salário ou pró-labore	4.373.816,81	5.407.671,35	427.432,50	10.208.920,66
Benefícios direto e indireto	809,33	562.329,16	-	563.138,49
Participações em comitês	269.101,11	-	-	269.101,11
Outros	1.368.700,66	1.560.511,40	85.486,50	3.014.698,56
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável	1.323.838,73	4.877.727,92	-	6.201.566,65
Bônus	1.034.249,00	3.785.369,94	-	4.819.618,94
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	289.589,73	1.092.357,98	-	1.381.947,71
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	-
Pós-emprego	39.118,96	417.544,45	-	456.663,41
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	1.427.219,07	575.066,11	-	2.002.285,18
Observação	18 membros para todo o ano	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	8.802.604,67	13.400.850,39	512.919,00	22.716.374,06

Os valores relativos ao pagamento baseado em ações incluem os encargos sociais incidentes sobre os mesmos.

Além dos valores mencionados no quadro acima, a Administração poderá propor bônus adicionais de performance ao longo do ano caso sejam materializadas ações que representem ganhos extraordinários para a Companhia. Em 2017 será submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária, o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 32 milhões.

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2016 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros (“b”)	18	7	3	28
Nº de membros remunerados (“c”)	18	6,5	3	27,5
Remuneração fixa anual	5.318.265,05	6.970.818,71	486.330,86	12.775.414,62
Salário ou pró-labore	4.098.992,11	4.952.864,60	405.275,68	9.457.132,39
Benefícios direto e indireto	785,76	545.950,64	-	546.736,40
Participações em comitês	230.980,19	-	-	230.980,19
Outros	987.506,99	1.472.003,47	81.055,18	2.540.565,64
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável	1.108.516,56	5.010.799,51	-	6.119.316,07
Bônus	868.830,06	3.911.927,03	-	4.780.757,09
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	239.686,50	1.098.872,48	-	1.338.558,98
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	-
Pós-emprego	36.491,57	389.500,42	-	425.991,99
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	313.578,38	1.513.901,95	-	1.827.480,33
Observação	18 membros para todo o ano	6 membros para todo o ano e 1 membro para 6 meses	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	6.776.851,56	13.885.020,59	486.330,86	21.148.203,01

Para a Diretoria Estatutária, além dos valores acima citados, a Companhia pagou o montante de R$ 7.428.127,05 – dos quais R$ R$ 6.546.842,93 foram provisionados em 2015 – conforme plano de desligamento voluntário para os Diretores que se aposentaram.

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2015 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros (“b”)	18	7	3	28
Nº de membros remunerados (“c”)	17,5	7	3	27,5
Remuneração fixa anual	4.773.823,47	7.983.368,74	441.432,03	13.198.624,24
Salário ou pró-labore	3.668.646,47	5.674.432,75	367.860,00	9.710.939,22
Benefícios direto e indireto	-	607.203,13	-	607.203,13
Participações em comitês	211.420,00	-	-	211.420,00
Outros	893.757,00	1.701.732,86	73.572,03	2.669.061,89
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável	1.195.632,06	6.877.902,75	-	8.073.534,81
Bônus	934.087,55	5.376.946,02	-	6.311.033,57
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	261.544,51	1.500.956,73	-	1.762.501,24
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	-
Pós-emprego	31.258,70	410.863,52		442.122,22
Cessação do cargo	-	1.851.411,89	-	1.851.411,89
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros para todo o ano e 1 membro para 6 meses	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	6.000.714,23	17.123.546,90	441.432,03	23.565.693,16

Para a Diretoria Estatutária, além dos valores acima mencionados, a Companhia provisionou o montante de R$ 6.546.842,93, conforme plano de desligamento voluntário para os Diretores que se aposentaram.

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2014 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros (“b”)	18	7	3	28
Nº de membros remunerados (“c”)	18	7	3	28
Remuneração fixa anual	4.636.326,54	7.608.527,64	415.800,00	12.660.654,18
Salário ou pró-labore	3.564.857,97	5.405.290,53	346.500,00	9.316.648,50
Benefícios direto e indireto	-	596.433,05	-	596.433,05
Participações em comitês	201.000,00	-	-	201.000,00
Outros	870.468,57	1.606.804,06	69.300,00	2.546.572,63
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável	1.133.300,57	6.448.098,55	-	7.581.399,12
Bônus	885.391,04	5.037.577,00	-	5.922.968,04
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	247.909,53	1.410.521,55	-	1.658.431,08
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	-
Pós-emprego	36.997,90	397.923,27	-	434.921,17
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	18 membros para todo o ano	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	5.806.625,01	14.454.549,46	415.800,00	20.676.974,47

Os valores acima estabelecidos previam o valor máximo de bônus para os administradores, que não foi integralmente realizado, além de estimativa de indenização resultante de programa de sucessão de Diretores que foi postergado pela Companhia.

13.3 Remuneração variável do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal dos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente

Eventuais remunerações variáveis do Conselho de Administração podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas. Não há remuneração variável para membros do Conselho de Fiscal. As informações são apresentadas na tabela a seguir:

Previsto para o Exercício Social de 2017

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18	7
Número de membros remunerados	2	7
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.630.187,99	6.132.000,82
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	1.494.032,76	5.574.546,20
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

Reconhecido nos 3 últimos exercícios:

Diretoria Estatutária (Valores em Reais)	2016	2015	2014
Número total de membros	7	7	7
Número de membros remunerados	7	7	7
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	7.706.462,64	7.025.364,49	6.695.504,32
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	7.380.029,03	4.790.021,24	4.565.116,58
Valor efetivamente reconhecido no resultado	5.010.799,51	6.877.902,75	6.448.098,55
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho de Administração (Valores em Reais)	2016	2015	2014
Número total de membros	18	18	18
Número de membros remunerados	2	2	2
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.178.233,26	1.195.632,06	1.133.300,57
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	1.178.233,26	868.954,93	730.225,02
Valor efetivamente reconhecido no resultado	1.108.516,56	1.195.632,06	1.133.300,57
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

13.4 Plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente:

Para objetivos de médio e longo prazo, a Companhia oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração um Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado na outorga de *phantom shares*. O primeiro pagamento foi realizado no exercício 2016.

O plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do plano, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista), e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A performance durante o período é mensurada desde a data de outorga do plano até o final de sua vigência quatro anos após, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não forem atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, sendo eventual pagamento aprovado pelo Diretor Presidente do grupo econômico controlador, ENGIE, no Brasil.

Ainda, o grupo econômico da qual a Companhia faz parte tem uma política de opção de compra de ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de *performance shares* vinculado aos resultados futuros do grupo.

De um modo geral, estas *performance shares* e opções de compras não são de valores relevantes em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento no item 13.16 – deste documento.

13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária

A Companhia não reconheceu nenhuma remuneração baseada em ações nos exercícios sociais 2014 e 2015.

No exercício social 2016 foi realizado o pagamento de R$ 313.578,38, incluídos os encargos, para o Presidente do Conselho de Administração e de R$ 1.513.901,95, incluídos os encargos, para os membros da Diretoria Executiva.

Para o ano de 2017, a Companhia estima reconhecer o valor de R$ 1.427.219,07 para membros do Conselho de Administração e de R$ 575.066,11 para a Diretoria Executiva. Note-se que o pagamento aos membros do Conselho de Administração será superior, isto porque alguns deles ocuparam cargos na Diretoria Executiva da Companhia até o ano de 2016 e mantém direito ao recebimento da remuneração baseada em ações.

13.6 Opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social

Até a data de apresentação deste documento, não havia nenhuma opção em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária.

13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

Nos últimos três exercícios não houve sociais não houve opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações.

13.8 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens "13.5" a "13.7", tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções

Para objetivos de médio e longo prazo, a Companhia oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração um Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado na outorga de *phantom shares*. O plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do plano, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista), e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A performance durante o período é mensurada desde a data de outorga do plano até o final de sua vigência quatro anos após, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não forem atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, sendo eventual pagamento aprovado pelo Diretor Presidente do grupo econômico controlador, ENGIE, no Brasil.

13.9 Quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social

Os membros do Conselho de Administração detinham, em 31.12.2016, 374.328 ações de emissão da ENGIE Brasil Energia, equivalente a 0,057347% do total das ações emitidas.

A cotação da ação da Companhia em 31.12.2016 era de R$ 35,00 por ação.

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e aos Diretores Estatutários

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	3	7
Número de membros remunerados		
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	3	5
Condições para se aposentar antecipadamente	1	2
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	3.268.650,80	7.631,980,20
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	453.684,30	395.552,90
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não aplicável	Não aplicável

13.11 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal, dos 3 últimos exercícios sociais

	Conselho de Administração			Diretoria Estatutária			Conselho Fiscal		
(Valores em Reais)	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
Nº de membros	18	18	18	7	7	7	3	3	3
Nº de membros remunerados	18	17,5	18	6,5	7	7	3	3	3
Valor da maior remuneração	1.599.214.60	1.497.508,30	1.599.840,30	2.024.126,40	3.406.503,10	3.385.348,90	162.110,30	147.144,00	138.600,00
Valor da menor remuneração	153.091,00	138.960,00	130.800,00	990.475,00	1.117.163,90	1.382.199,80	162.110,30	147.144,00	138.600,00
Valor médio da remuneração	376.491,75	342.897,96	322.590,28	2.136.157,01	2.446.220,99	2.064.935,64	162.110,30	147.144,00	138.600,00

Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações.

Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze meses dos anos.

13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia

A Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

A remuneração dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 82%, 83% e 72% do total da remuneração do Conselho de Administração nos anos de 2016, 2015 e 2014, respectivamente.

O Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Companhia acumula suas atividades estatutárias com funções no Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual mantém contrato individual de trabalho.

No Conselho Fiscal, não há membros que são considerados como partes relacionadas aos controladores da Companhia nos últimos 3 anos.

13.14 Valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados, em relação aos 3 últimos exercícios sociais

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam, nos 3 últimos exercícios sociais.

13.15 Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que títulos tais valores foram atribuídos a tais indivíduos, em relação aos 3 últimos exercícios sociais

A ENGIE Brasil Energia tem membros do seu Conselho de Administração e Diretoria Executiva que compõem o Conselho de Administração da sociedade sob controle comum Itá Energética S.A., sobre a qual participa com 48,75% do capital social. A partir de abril de 2014, a remuneração do Conselho de Administração foi reduzida, conforme AGO de 30.05.2014. Os valores são reconhecidos no resultado da referida controlada direta relativo ao pagamento da remuneração destes administradores, sendo os valores líquidos deduzidos de seus bônus anuais, conforme apresentado no quadro a seguir:

(Valores em Reais)	2016	2015	2014
Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia			
Número de membros remunerados	1,8	3	4
Valor	18.808,00	22.616,00	195.076,80
Diretoria Estatutária da ENGIE Brasil Energia			
Número de membros remunerados	2,4	2,5	3
Valor	18.992,00	27.408,00	117.057,60
Total	37.800,00	50.024,00	312.134,40

Os valores líquidos recebidos pelos diretores da Companhia como membros do Conselho de Administração da Itasa são deduzidos dos seus bônus anuais.

O Presidente do Conselho de Administração recebe remuneração do Grupo Econômico Controlador, ENGIE, em razão do seu mandato como Diretor Presidente, sendo 40% do valor, incluídos encargos, posteriormente reembolsado pela Companhia. O Diretor de Desenvolvimento de Negócios acumula suas atividades estatutárias com funções no Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual mantém contrato individual de trabalho, sendo a sua remuneração integralmente paga por esta e não reembolsada pela Companhia.

13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes

O Grupo Controlador mantém um programa de opção de compra de ações da controladora ENGIE na Bolsa de Valores de Paris (França) para seus principais executivos no mundo, estabelecido com base em suas principais responsabilidades, e de prêmio em ações por desempenho ou bônus, que pode ser concedido, dentro das condições estabelecidas, a todos os empregados.

No quadro a seguir, demonstra-se a média de atribuições de ações do Grupo Controlador aos membros da Diretoria Executiva da Companhia:

	Plano de 2016	Plano de 2015	Plano de 2014
Ações por desempenho (*Perfomance Shares*)			
Quantidade	3.964	2.583	3.214
Valores em reais 31.12.2016	165.193,39	179.260,20	223.051,60

Notas:

O valor da ação da ENGIE, na Bolsa de Paris, tem estas cotações:

	Euros	Reais
31.12.2016	12,12	41,67
31.12.2015	16,33	69,40
31.12.2014	19,43	62,70

O número de ações por desempenho (*Performance Shares*) é reduzido na medida em que determinados índices financeiros da controladora ENGIE não são atingidos. As ações somente são transferidas aos diretores após 5 anos de sua emissão, e a quantidade final depende dos resultados financeiros do grupo controlador neste período.

Informações relativas à proposta de participação dos empregados nos resultados do exercício de 2016

14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia

a. Política de salários e remuneração variável

Política de remuneração:

A política de remuneração da Companhia é a de manter um sistema de remuneração alinhado às práticas de mercado, que atenda aos interesses da Companhia e de seus empregados. Dessa forma, deve-se considerar que:

- O valor pago a cada empregado, por seu trabalho na Companhia, deve ser compatível com o valor desse trabalho no mercado;
- A remuneração deve refletir as responsabilidades de cada empregado, o grau de desempenho e os resultados alcançados, individualmente e em equipe.

Participação nos Lucros ou Resultados (PLR):

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável que contempla o Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR). Esta remuneração é concedida a todos os empregados da Companhia e condicionada aos Resultados Empresariais, medidos pelo EBITDA e o Lucro Líquido do período, além de atingimento de Metas Corporativas e avaliação dos Comportamentos aderentes à Cultura Organizacional. Estes critérios são negociados com os sindicatos e estabelecidos no Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). O pagamento da PLR propicia praticar valores de remuneração competitivos aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.

A Proposta da Administração contempla o valor de até R$ 29 milhões a título de PLR dos empregados, relativa ao exercício de 2016, a ser distribuído de acordo com os critérios definidos no Sistema de Remuneração da Empresa e Acordos Coletivos de Trabalho.

ANEXO VI – ORIENTAÇÕES SOBRE O VOTO A DISTÂNCIA

Em atenção à Instrução CVM nº 481/2009, e suas alterações posteriores, a Companhia passará a adotar o voto a distância a partir do exercício de 2017.

Caso o acionista opte por exercer o direito de voto a distância remetendo o boletim de voto diretamente à Companhia, ele deverá ser devidamente preenchido, rubricado e assinado, com firma reconhecida, acompanhado do comprovante de titularidade das ações de emissão da Companhia e cópia autenticada dos seguintes documentos:

- Acionistas Pessoas Físicas: i) documento oficial de identificação com foto (RG, RNE, CNH, Passaporte ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas).

- Acionistas Pessoas Jurídicas: i) último estatuto ou contrato social consolidado ou de suas alterações e ata de eleição dos diretores, caso esses não constem do contrato social; e ii) documento oficial de identificação, com foto, do(s) representante(s) legal(is).

- Fundos de Investimento: i) último regulamento consolidado do fundo ou suas alterações, estatuto ou contrato social consolidado ou suas alterações do seu administrador e ata de eleição dos diretores do administrador do fundo, caso esses não constem do contrato social; e ii) documento oficial de identificação, com foto, do(s) representante(s) legal(is).

Caso o boletim seja assinado por procurador (acionista ou administrador da companhia ou, ainda, advogado), além das cópias autenticadas dos atos societários listados acima dos acionistas pessoas jurídicas e dos fundos de investimentos, deverá ser apresentada cópia autenticada do documento oficial de identificação do procurador e procuração com poderes específicos, emitida em prazo inferior a um ano contado da data da Assembleia, nos termos do §1º do art.126 da LS/A, por instrumento público ou particular, no último caso com a firma do outorgante reconhecida em cartório, sendo dispensada a apresentação do documento de identificação de quem assinou a procuração.

A Companhia não exige a tradução juramentada de documentos que tenham sido originalmente lavrados em língua portuguesa, inglesa ou espanhola ou que venham acompanhados da respectiva tradução nestas línguas.

A Companhia não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

O acionista deverá remeter o boletim de voto a distância para o endereço da sede da Companhia, localizada na Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064, Bairro Agronômica, CEP 88025-255 – Florianópolis/SC – Brasil, aos cuidados da Unidade Organizacional Assuntos Jurídicos, acompanhado do documento comprobatório de titularidade de ações da Companhia e cópia autenticada dos documentos para participação na Assembleia acima indicados, conforme o caso.

O boletim de voto a distância deve ser recebido, na Companhia, até 7 (sete) dias antes da data da assembleia, ou seja, até o dia 10.04.2017, inclusive. Boletins entregues após a data estabelecida serão desconsiderados.

O acionista pode também, se preferir, enviar as vias digitalizadas do boletim e dos documentos para o endereço eletrônico ri.brenergia@engie.com. Porém, será necessário enviar a via original do boletim de voto e a cópia autenticada dos documentos requeridos para a sede da Companhia, onde deverão ser recebidos também em até 7 (sete) dias de antecedência da data da assembleia, ou seja, até o dia 10.04.2017, inclusive.

Uma vez recebida a documentação, a Companhia avisará ao acionista acerca de seu recebimento e de sua aceitação, nos termos da Instrução CVM nº 481/2009, por meio do e-mail especificado no boletim.

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

Além do envio do boletim de voto diretamente à Companhia, o acionista poderá adotar uma das seguintes alternativas:

(i) Envio ao custodiante

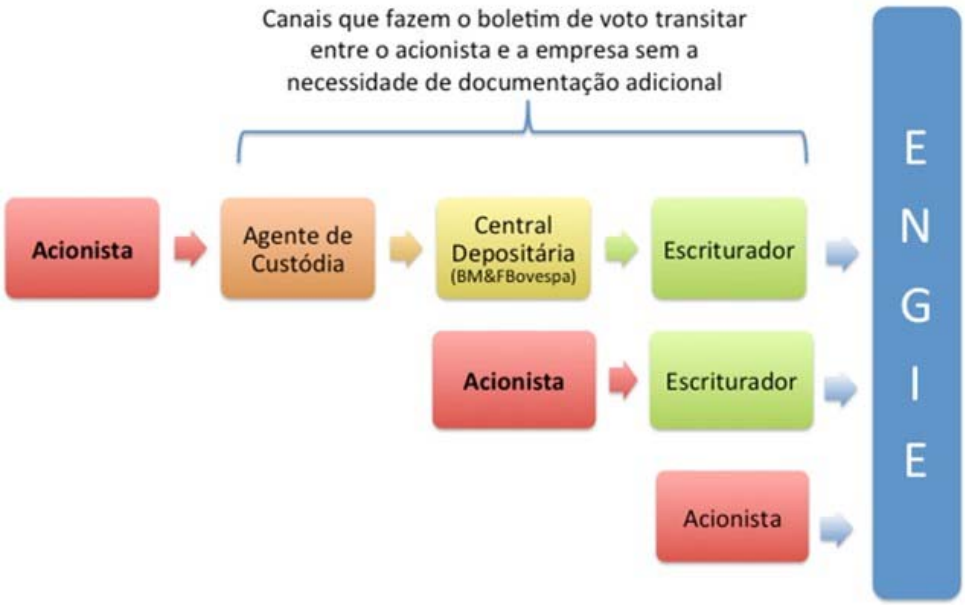
O acionista poderá transmitir a instrução de preenchimento do boletim ao custodiante de suas ações, observados os procedimentos e os documentos exigidos pelo ele. Posteriormente, o custodiante encaminhará a manifestação de voto à Central Depositária da BM&FBovespa. Acionistas com ações custodiadas em mais de uma instituição, basta enviar a instrução de voto para apenas uma instituição, o voto será sempre considerado pela quantidade total de ações do acionista. Recomenda-se que os acionistas entrem em contato com seus agentes de custódia para verificar os procedimentos para emissão da instrução e seu poder de voto.

(ii) Envio ao escriturador

Acionistas com posição acionária em livro escritural podem exercer o voto a distância por intermédio do escriturador. As instruções de voto deverão ser realizadas por meio do site Itaú Assembleia Digital. Para votar pelo site é necessário realizar um cadastro e possuir um certificado digital. Informações sobre o cadastro e passo a passo para emissão do certificado digital estão descritas no site: http://www.itau.com.br/securitiesservices/assembleiadigital/.

A instrução de voto deve ser recebida, tanto pelo custodiante, como pelo escriturador, até 7 (sete) dias antes da data da assembleia, ou seja, 10.04.2017, inclusive. Instruções recebidas após esse prazo serão desconsideradas.

Abaixo apresentamos, de forma esquematizada, os canais que o acionista possui para o exercício do voto a distância.



Por fim, cabe ressaltar que o acionista ou o seu procurador, que comparecendo fisicamente à assembleia geral, poderão exercer o voto presencialmente. Nesse caso, será desconsiderada a sua instrução de voto a distância porventura já enviada.