Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis dos Exercícios de **2016** e **2015**

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 - Setor Elétrico - Troféu Transparência ANEFAC 2016

ÍNDICE

Relatório da Administração....3
Balanços Patrimoniais....54
Demonstrações dos Resultados dos Exercícios....56
Demonstrações dos Resultados Abrangentes....57
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido....58
Demonstrações dos Fluxos de Caixa....59
Demonstraçãoes dos Valores Adicionados....61
NOTA 1 – Contexto Operacional....63
NOTA 2 – Apresentação ds demonstrações contábeis....65
NOTA 3 – Sumário das principais práticas contábeis....68
NOTA 4 – Caixa e equivalentes de caixa....76
NOTA 5 – Contas a receber de clientes....77
NOTA 6 – Estoques....78
NOTA 7 – Créditos fiscais a recuperar....78
NOTA 8 – Combustível a reembolsar....78
NOTA 9 – Depósitos vinculados....79
NOTA 10 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar....80
NOTA 11 – Ativos não circulantes mantidos para venda....81
NOTA 12 – Depósitos judiciais....83
NOTA 13 – Investimentos....83
NOTA 14 – Imobilizado....90
NOTA 15 – Intangível....96
NOTA 16 – Fornecedores....97
NOTA 17 – Empréstimos e financiamentos....98
NOTA 18 – Debêntures....103
NOTA 19 – Concessões a pagar....104
NOTA 20 – Gerenciamento de risco e instrumentos financeiros....105
NOTA 21 – Imposto de renda e contribuição social a pagar....113
NOTA 22 – Outras obrigações fiscais e regulatórias....114
NOTA 23 – Obrigações trabalhistas....114
NOTA 24 – Provisões....115
NOTA 25 – Obrigações com benefícios de aposentadoria....120
NOTA 26 – Imposto de renda e contribuição social diferidos....125
NOTA 27 – Patrimônio líquido....127
NOTA 28 – Dividendos e juros sobre o capital próprio....129
NOTA 29 – Conciliação da receita líquida de vendas....130
NOTA 30 – Detalhamento dos gastos operacionais por natureza....131
NOTA 31 – Resultado financeiro....132
NOTA 32 – Conciliação dos tributos, no resultado....133
NOTA 33 – Transações com partes relacionadas....134
NOTA 34 – Seguros....137
NOTA 35 – Compromissos de longo prazo....137
NOTA 36 – Informações complementares ao fluxo de caixa....140
NOTA 37 – Eventos subsequentes....140
Declaração dos diretores da Companhia....142
Conselho de Administração....143
Diretoria Executiva....143
Departamento de Contabilidade....143
Relatório dos Auditores Independentes....144
Parecer do Conselho Fiscal....149

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia" ou "Companhia") tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis dos exercícios de 2016 e 2015, as quais estão de acordo com as práticas contábeis internacionais, bem como com as adotadas no Brasil. Acompanham este documento os relatórios dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando indicado de outra forma.

O presente Relatório da Administração cumpre a exigência da Lei nº 6.404/76 e segue recomendações do Parecer de Orientação CVM nº 15, de 28 de dezembro de 1987, da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). É prioritariamente destinado aos acionistas da Companhia, estando, porém, à disposição para acesso público no website da ENGIE Brasil Energia, da CVM e da BM&FBovespa, sendo ainda publicado em mídia impressa na cidade e no Estado onde está localizada sua sede (Florianópolis, Santa Catarina), de acordo com a legislação brasileira.

Em complemento às informações publicadas neste documento, a Companhia divulga o Relatório de Sustentabilidade, desenvolvido conforme as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), o qual, por envolver conteúdo mais abrangente, costuma ser lançado após o Relatório da Administração, ao final de abril. É prática da ENGIE Brasil Energia incorporar o conteúdo do Relatório da Administração ao Relatório de Sustentabilidade, buscando a homogeneidade da comunicação com seus públicos, alinhando-se, assim, às recomendações do Comitê Internacional para Relatos Integrados (IIRC, na sigla em inglês).

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

"Transformar a relação das pessoas com a energia, para um mundo sustentável". Impulsionada por essa visão, a ENGIE Brasil Energia chegou ao final de 2016 celebrando avanços conquistados em meio a um cenário desafiador. Em um ano marcado, no Brasil, por instabilidade política e recessão econômica, a Companhia deu continuidade ao processo de integração estratégica proposto por sua controladora, a ENGIE.

Como parte desse processo, adotou em 2016 um novo nome e, por consequência, uma nova marca. Iniciativa ousada e simbólica, que representa sua adequação às mudanças estruturais vivenciadas pelo setor de energia em todo o mundo. Mudanças que influenciam tanto a geração quanto o consumo, caracterizando a chamada transição energética, que desenha o futuro do setor a partir de três eixos fundamentais: descarbonização, descentralização e digitalização.

Ciente das oportunidades decorrentes dessas transformações, a ENGIE Brasil Energia desafiou-se a manter e a aprimorar as atividades de geração centralizada e comercialização de energia — empreendidas com sucesso desde o início de sua atuação no País —, ao mesmo tempo em que adapta sua estrutura e sua cultura organizacional. A adaptação tem como principal objetivo alcançar e desenvolver novos mercados, se aproximando mais de clientes e consumidores, por meio da sinergia entre produtos e serviços.

Atualizada em 2016, a missão da Companhia transmite com precisão o que almejamos: "Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia e serviços para pessoas, empresas e cidades". Foi com esse olhar, alinhado ao novo momento dos negócios, que realizamos, em julho, a sucessão na presidência da ENGIE Brasil Energia, em total conformidade com o planejado. Nesse contexto, obtivemos resultados importantes, que sinalizam a capacidade de conexão da Companhia com o futuro e reiteram a resiliência construída ao longo de sua trajetória.

No âmbito econômico-financeiro, registramos incremento de 3,1% no lucro líquido, que atingiu R$ 1.548,3 milhões em 2016, os quais, após ajustes para fins de distribuição de dividendos, serão integralmente distribuídos aos acionistas da Companhia, a ser ratificado pela Assembleia Geral Ordinária. Apesar da desaceleração da economia brasileira no período, 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 efeito da estratégia de contratação de longo prazo da Companhia – que lhe garantiu a sustentação da receita de vendas ante à crítica situação da economia –, ao baixo endividamento líquido no decorrer do ano, à redução do consumo de combustível para geração de energia — em virtude do menor despacho termelétrico —, ao declínio no volume de compras de energia para revenda e reconhecimento de redução de valor recuperável de ativos ligados à termogeração. Cabe ressaltar que o Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF - *Generation Scaling Factor*) continuou afetando os resultados da Companhia. Isso se deve, entre outros fatores, à entrada de capacidade comercial de novas usinas no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) sem a respectiva capacidade de escoamento, à redução da carga e da geração termelétrica para recuperação dos reservatórios, e ao atendimento do submercado Nordeste por razões de restrição do intercâmbio com outros submercados.

A fim de responder de forma mais eficiente aos desafios atuais e futuros da Companhia, aperfeiçoamos nossa estrutura organizacional, remodelando áreas e equipes. Exemplo disso se deu na Diretoria de Estratégia e Regulação, que passou a agregar atividades focadas em assegurar o avanço sinérgico entre nossos objetivos corporativos e a geração de soluções inovadoras em energia. Nessa nova estrutura, ações que envolvem Pesquisa e Desenvolvimento e Tecnologia da Informação e Digitalização de nossos produtos e processos ganham cada vez mais relevância.

Em 2016, vivenciamos a inovação na prática, com a inauguração, em Florianópolis (SC), do Centro de Operação da Geração (COG), estrutura que permite controlar usinas da Companhia de forma automatizada e remota. Assim, com base em Santa Catarina, passamos a operar três empreendimentos localizados no Centro-Oeste: a Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e as Pequenas Centrais Hidrelétricas José Gelázio da Rocha e Rondonópolis. A expectativa é de nos próximos anos outras usinas passem a ser controladas via COG, reforçando a automação de processos internos, com vistas à inovação e à redução de custos.

Em outra frente, alinhada à estratégia de descentralização, a ENGIE Brasil Energia ingressou no mercado de geração distribuída ao adquirir 50% do capital da GD Brasil Energia Solar S/A, criando, assim, a ENGIE Geração Solar Distribuída, uma das líderes do segmento no Brasil. Por meio dessa nova subsidiária, foi firmado, em novembro, um acordo com a distribuidora de energia catarinense para instalação de sistemas fotovoltaicos em mil residências do Estado. O projeto será viabilizado por um programa que prevê o subsídio, pela distribuidora, de parte do investimento que caberia ao consumidor. Essa ação representa mais um passo importante da Companhia em direção à vanguarda no segmento de geração distribuída fotovoltaica.

Ao buscar maior aproximação com os clientes, exploramos ainda mais as oportunidades no mercado livre, ampliando o número de contratos, pulverizados entre empresas de diferentes portes e setores. Como resultado, 83 novos clientes foram agregados à carteira, o que representa um incremento de 36,4% em relação a 2015. Exemplo, o fornecimento de energia renovável para o Veículo Leve sobre Trilhos (VLT) do Rio de Janeiro, projeto de mobilidade urbana moderno e sustentável.

Outro marco do Grupo ENGIE no Brasil foi a inauguração, em dezembro, da Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Rondônia. Maior projeto hidrelétrico desenvolvido pela ENGIE no mundo, o empreendimento tem capacidade instalada total de 3.750 MW e produzirá energia equivalente ao consumo de cerca de 10 milhões de residências. A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da ENGIE Brasil Energia, possui 40% de participação no empreendimento. O processo da potencial transferência dessa participação para a Companhia está previsto para iniciar em 2017, em uma operação que contará com o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.

Outra conquista significativa relacionada à energia renovável foi o início de operação comercial da Central Eólica Santa Mônica e da Central Eólica Cacimbas, esta parcial, ambas localizadas em Trairi, no Ceará. A expectativa é de que ainda no primeiro trimestre de 2017 entrem em operação as outras duas centrais que compõem o Complexo, de 97,2 MW de capacidade instalada.

O investimento em fontes complementares reafirma o compromisso da ENGIE Brasil Energia com a transição energética, fundamental ao desenvolvimento sustentável — especialmente no que se refere às mudanças do clima e, consequentemente, à descarbonização. A decisão de nossa controladora de não mais construir novas usinas a carvão acompanha a consciência global quanto à necessidade de se produzir ainda mais energia, ao mesmo tempo em que se reduzam as emissões de carbono. Trata-se de uma questão de sobrevivência para o planeta e para as gerações futuras.

O compromisso da ENGIE Brasil Energia com o desenvolvimento sustentável se reflete em nossas práticas socioambientais. Motivados pelos resultados conquistados até aqui, demos continuidade à estratégia de implantação de Centros de Cultura e Sustentabilidade nas regiões onde a Companhia atua. Em 2016, foi inaugurado em Concórdia (SC) o quinto desses empreendimentos, que têm por objetivo oferecer atividades culturais e educativas às comunidades locais. Também em 2016 foi celebrada a parceria com o Museu do Amanhã no Rio de Janeiro, um símbolo da revitalização da região portuária da cidade, em um contexto de inovação e sustentabilidade.

Rumo ao futuro que emerge, a Companhia seguirá em busca do equilíbrio entre as respostas aos desafios atuais e aos do amanhã, as demandas globais e a realidade local e o crescimento econômico e a sustentabilidade. Seguimos atentos às transformações do mundo e às oportunidades associadas a essa revolução da qual fazemos parte. A ENGIE Brasil Energia está preparada para contribuir, cada vez mais, com a melhoria da relação entre as pessoas e o meio em que nossa sociedade está inserida.

Maurício Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini

Diretor-Presidente

1. PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS CONQUISTADOS EM 2016

√ **Prêmio Fritz Müller (Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina - FATMA)**

Projeto vencedor: Programa de Formação de Educadores Ambientais, do Consórcio Itá

√ **Prêmio Brasil Ambiental (Câmara de Comércio Americana do Rio de Janeiro – Am Cham Rio)**

Projetos vencedores:

- Centro de Cultura e Sustentabilidade
- Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul

√ **Prêmio Época 360, da Revista Época**

- Melhor empresa do setor de Energia

√ **Prêmio Ética nos Negócios**

Projeto vencedor: Programa de Conservação de Nascentes

√ **Ranking Revista Institutional Investor – Latin America Executive Team 2016**

- Melhor encontro anual com analistas do setor elétrico, melhor programa e melhor profissional de relações com investidores (sell side) e melhor CFO (sell side).

√ **Companhia integrante do ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa - Carteira 2017**

- Pelo 12º ano consecutivo, desde que o ISE foi criado, a Companhia integra o Índice, que reúne empresas reconhecidas por suas políticas e práticas relativas a eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa.

√ **Troféu Transparência, da Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac), na categoria Companhias do Setor de Energia.**

2. A COMPANHIA

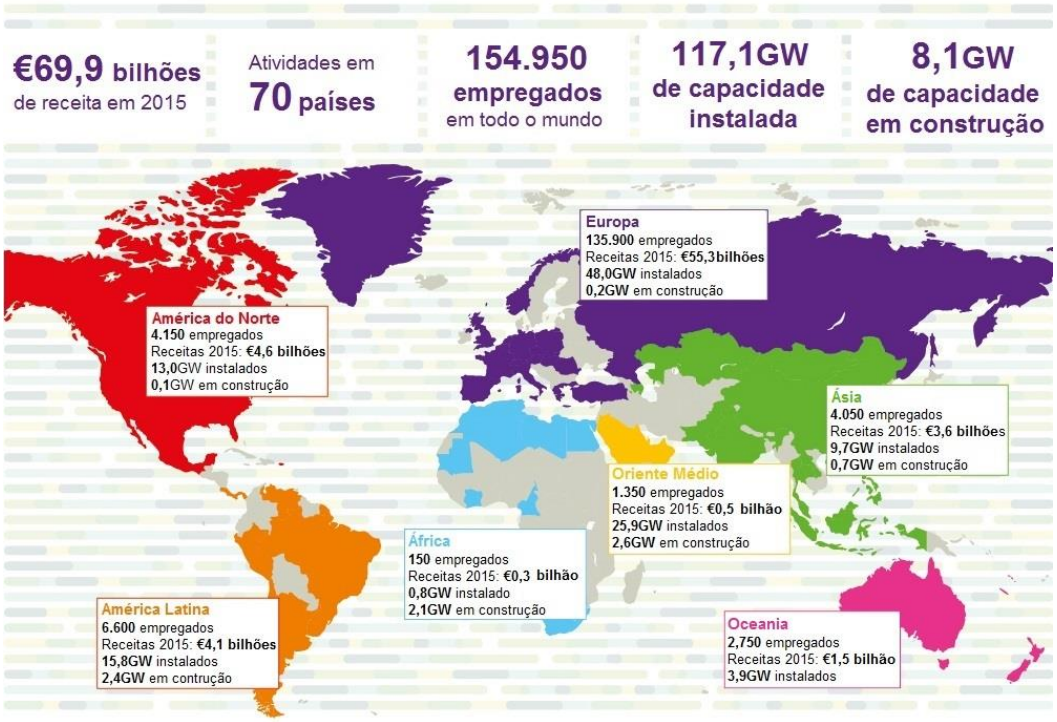
Com sede em Florianópolis (SC), a ENGIE Brasil Energia atua na geração e também na comercialização de energia elétrica. No segmento de geração, implanta e opera empreendimentos de fontes convencionais, como hidrelétricas, termelétricas e usinas complementares — pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas, a biomassa e fotovoltaicas. Em 2016, a Companhia passou a atuar também no segmento de geração distribuída. Na área de comercialização, compra e vende energia convencional e incentivada, mantendo clientes em todo o território nacional.

Ao final de 2016, o capital social da ENGIE Brasil Energia somava R$ 2.829,1 milhões, com um total de 652.742.192 ações ordinárias negociadas regularmente na BM&FBovespa - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros. A Companhia também negocia American Depositary Receipts (ADRs) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, seguindo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

2.1 Controladora

Presente no Brasil desde 1998, ano em que adquiriu a Gerasul, a ENGIE Brasil Energia é controlada pela ENGIE, empresa que atua em cerca de 70 países, nos cinco continentes, e figura como líder global na produção independente de energia. Eletricidade, gás natural e serviços em energia são os principais eixos de atuação da ENGIE, que, por meio da ENGIE Brasil Participações Ltda., detém 68,75% da Companhia.

ENGIE no mundo
(em 31.12.2015)

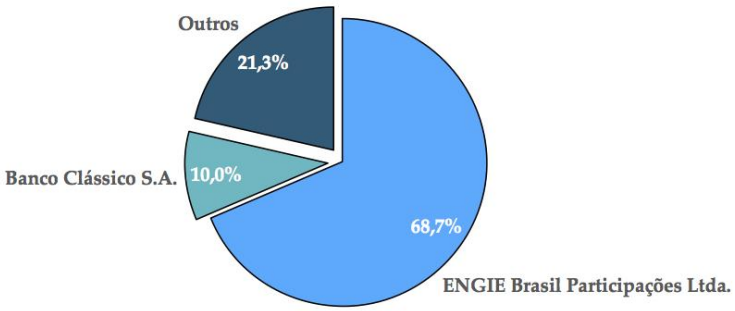


A ENGIE orienta suas atividades ao desenvolvimento sustentável, a fim de enfrentar os desafios da transição energética para uma economia de baixo carbono: acesso à energia renovável, mitigação e adaptação às mudanças climáticas, segurança de abastecimento e uso racional de recursos naturais. Para isso, busca oferecer soluções inovadoras a pessoas, cidades e empresas.

Tendo como premissa a geração de valor no longo prazo, em mercados emergentes e consolidados, a ENGIE definiu, globalmente, dois objetivos estratégicos fundamentais:

1. **Tornar-se referência em serviços de energia em países emergentes, por meio de:**
   - √ alavancagem em suas fortes posições na produção independente de energia;
   - √ desenvolvimento de sua presença na cadeia de valores do gás; e
   - √ globalização de sua posição de liderança em serviços de energia.
2. **Liderar a transição energética na Europa, com as seguintes aspirações:**
   - √ tornar-se a parceira em energia de seus clientes, incentivando a eficiência energética;
   - √ ser um elemento da descarbonização energética por meio de fontes renováveis; e
   - √ desenvolver novos negócios e digitalização.

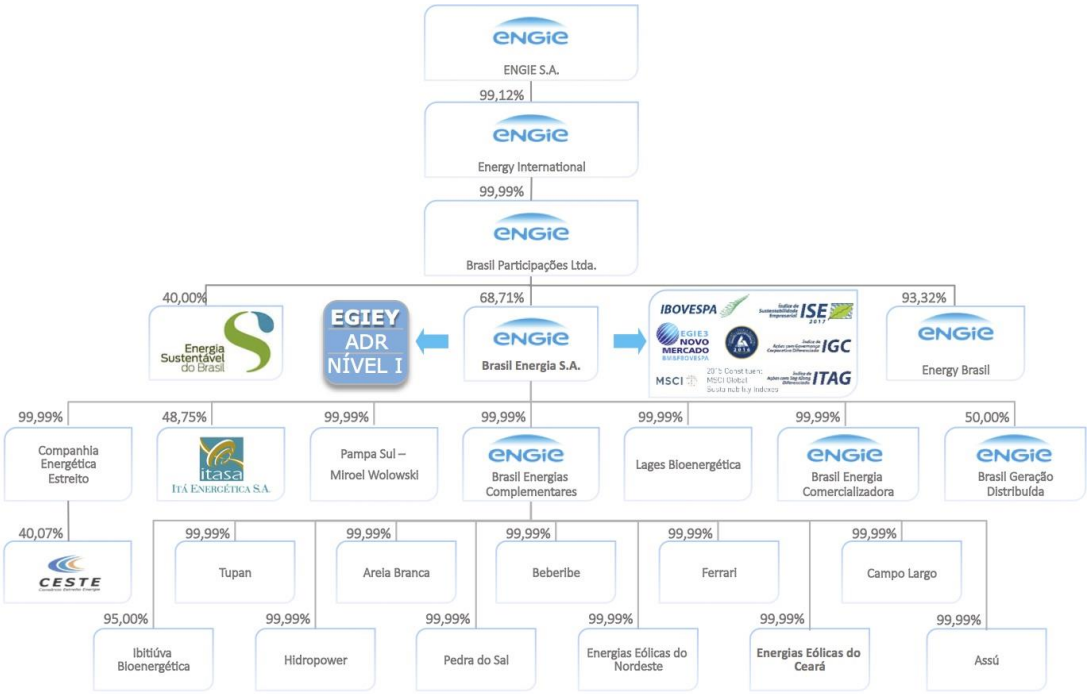
Estrutura acionária
(em 31.12.2016)



2.2 Estrutura societária

Conforme demonstra o infográfico a seguir, a ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e mantém participações em consórcios concessionários de usinas do seu parque gerador. Em 2016, ao ingressar no mercado de geração solar distribuída, a Companhia criou a ENGIE Geração Distribuída, controlada com foco na geração solar de forma descentralizada, em residências e empresas.

Estrutura societária*
(em 31.12.2016)

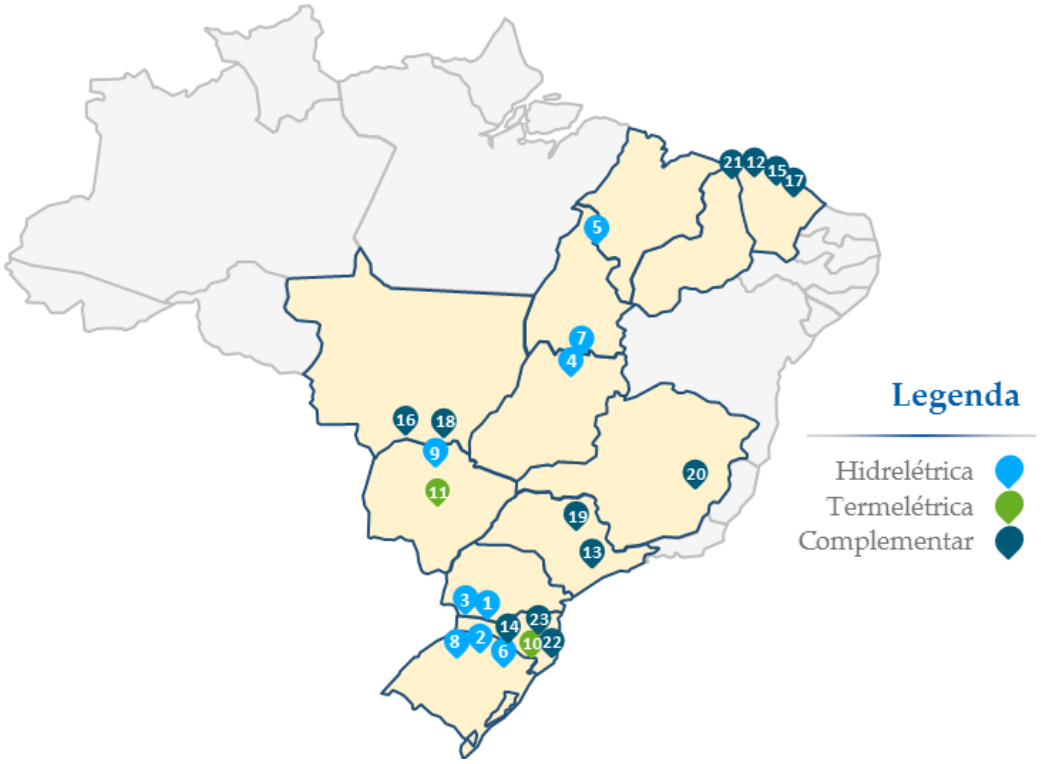


** Estrutura simplificada.*

2.3 Parque gerador

Em 31 de dezembro de 2016, a ENGIE Brasil Energia operava um parque gerador com capacidade instalada de 8.720,0 MW e composto por 29 usinas, sendo nove hidrelétricas, quatro termelétricas convencionais e 16 usinas complementares: três Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), nove eólicas, três a biomassa e uma solar fotovoltaica. A Companhia controla integralmente 25 desses empreendimentos – nos demais, participa dos consórcios que detêm a concessão. Assim, a capacidade instalada total própria era de 6.999,3 MW em uma matriz formada, predominantemente, por fontes renováveis (85,0%).

Distribuição geográfica do parque gerador
(em 31.12.2016)



Composição do parque gerador
(em 31.12.2016)

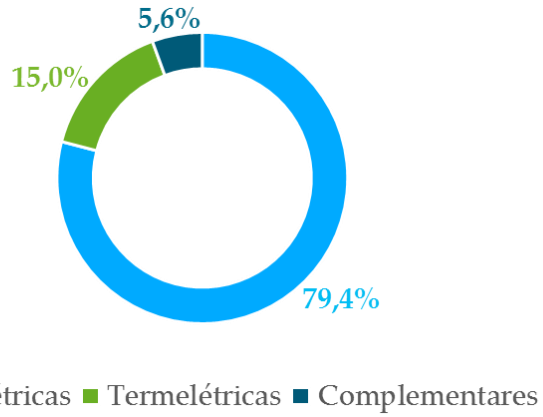
	Usinas Hidrelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
1	Salto Santiago	1.420,0	735,2	100%	1.420,0	735,2	27.09.2028
2	Itá	1.450,0	720,0	69,0%	1.126,9	544,2	16.10.2030
3	Salto Osório	1.078,0	522,0	100%	1.078,0	522,0	27.09.2028
4	Cana Brava	450,0	273,5	100%	450,0	273,5	26.08.2033
5	Estreito	1.087,0	641,1	40,1%	435,6	256,9	26.11.2037
6	Machadinho	1.140,0	529,0	19,3%	403,9	147,2	14.07.2032
7	São Salvador	243,2	151,1	100%	243,2	151,1	22.04.2037
8	Passo Fundo	226,0	119,0	100%	226,0	119,0	27.09.2028
9	Ponte de Pedra	176,1	133,5	100%	176,1	133,5	30.09.2034
	Total	7.270,3	3.824,4		5.559,7	2.882,6	
	Usinas Termelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
10 [1]	Complexo Jorge Lacerda	857,0	649,9	100%	857,0	649,9	27.09.2028
11	William Arjona	190,0	136,1	100%	190,0	136,1	28.04.2029
	Total	1.047,0	786,0		1.047,0	786,0	
	Usinas Complementares	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
12 [2]	Complexo Trairi (Eólico)	115,4	63,9	100%	115,4	63,9	28.09.2041
13	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6	100%	80,5	35,6	26.07.2042
14	Lages (Biomassa)	28,0	25,0	100%	28,0	25,0	28.10.2032
15 [3]	Complexo Santa Mônica (Eólico)	27,0	14,4	100%	27,0	14,4	04.02.2045
16	Rondonópolis (PCH)	26,6	10,1	100%	26,6	10,1	18.12.2032
17	Beberibe (Eólica)	25,6	7,8	100%	25,6	7,8	03.08.2033
18	José G. da Rocha (PCH)	23,7	9,2	100%	23,7	9,2	18.12.2032
19	Ibitiúva (Biomassa)	33,0	20,0	69,3%	22,9	13,9	05.04.2030
20	Areia Branca (PCH)	19,8	10,4	100%	19,8	10,4	02.05.2030
21	Pedra do Sal (Eólica)	18,0	5,7	100%	18,0	5,7	01.10.2032
22	Cidade Azul P&D (Solar)	3,0	não aplicável	100%	3,0	não aplicável	não aplicável
23	Tubarão P&D (Eólica)	2,1	não aplicável	100%	2,1	não aplicável	não aplicável
	Total	402,7	202,1		392,6	196,0	
	Total geral	8.720,0	4.812,5		6.999,3	3.864,6	

1 - Complexo composto por três Usinas

2 - Complexo composto por quatro centrais eólicas

3 - Considerando a entrada em operação comercial das Centrais Eólicas Santa Mônica e Cacimbas, a última parcialmente. Outras 2 Centrais do Complexo (Estrela e Outro Verde), além de alguns aerogeradores de Cacimbas, permaneciam em construção em 31.12.2016

Matriz energética da ENGIE Brasil Energia*
(em 31.12.2016)



** Com base na capacidade instalada própria.*

Conforme planejado, 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 mais de 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 deve ocorrer em 2017.

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).

3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

Alinhada às melhores práticas de governança corporativa adotadas pelo mercado, o que inclui as diretrizes do Sarbanes-Oxley Act, a ENGIE Brasil Energia conduz seus negócios pautada pela ética e pela integridade, empenhando-se em assegurar os direitos dos acionistas e a transparência de suas ações.

A Companhia integra o Novo Mercado da BM&FBovespa, segmento destinado à negociação de ações de empresas que desenvolvem, voluntariamente, práticas de governança corporativa adicionais às exigidas pela legislação brasileira. A listagem nesse segmento exige a adoção de regras societárias que ampliam os direitos dos investidores, além de uma abrangente política de divulgação de informações ao mercado.

A fim de proteger o interesse de todos os seus acionistas, a ENGIE Brasil Energia lhes assegura os seguintes direitos:

- Votar em Assembleia Geral, ordinária ou extraordinária.
- Encaminhar recomendações ao Conselho de Administração por meio de canal específico no Portal Investidores do website.
- Receber dividendos e participar da distribuição de lucros ou outras distribuições.
- Fiscalizar a Administração e retirar-se da Companhia nas situações previstas na Lei das Sociedades por Ações.
- Receber no mínimo 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle, conforme regulamento do Novo Mercado, em caso de oferta pública de ações em decorrência da alienação do controle (100% de *tag along*).

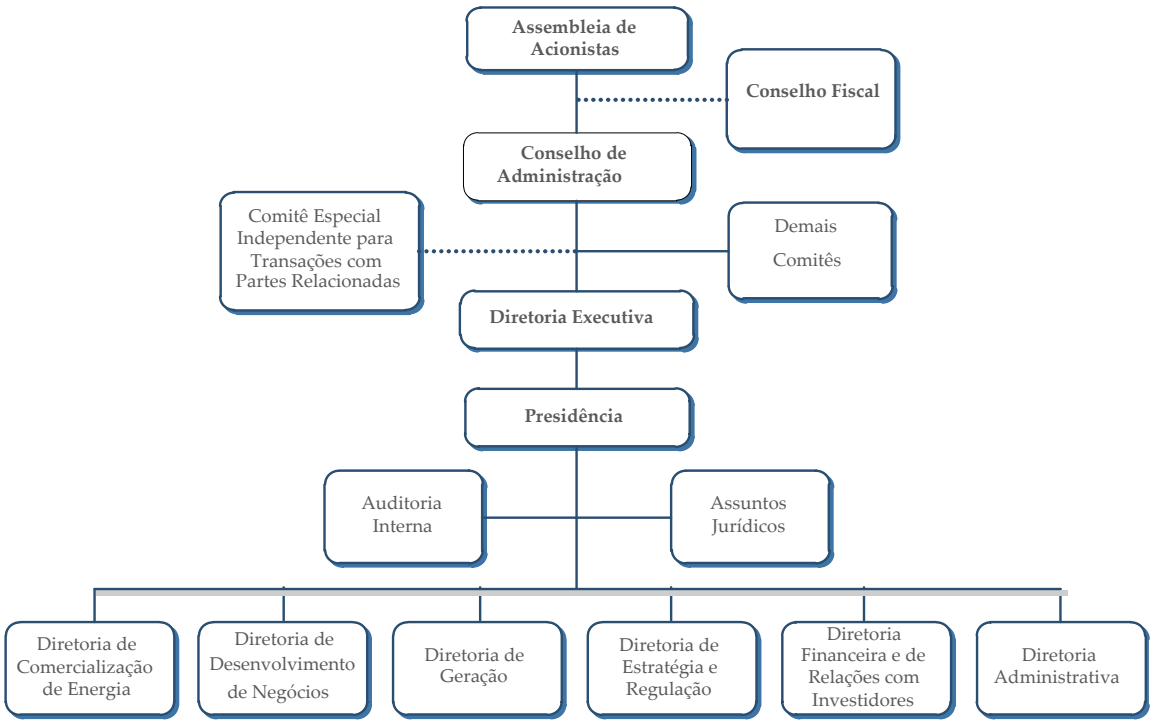
O Estatuto Social da ENGIE Brasil Energia estabelece que qualquer disputa entre seus acionistas, especialmente as relacionadas ao mercado de capitais e ao direito societário, seja resolvida na Câmara de Arbitragem do Mercado – órgão ligado à BM&FBovespa, independente e sigiloso, para a solução de controvérsias.

Essas e outras diretrizes acerca da relação estabelecida entre a ENGIE Brasil Energia e seus acionistas podem ser consultadas no Estatuto Social da Companhia, disponível em seu website (www.engieenergia.com.br).

3.1 Estrutura da Administração

A Assembleia Geral dos Acionistas (AGA) constitui a instância máxima decisória na estrutura de governança da ENGIE Brasil Energia, seguida pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

Organograma da Administração
(em 31.12.2016)



Conselho de Administração

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia tem por atribuição estabelecer políticas, estratégias e diretrizes gerais para a condução dos negócios. A análise de aspectos e impactos econômicos, ambientais e sociais da Companhia também está sob responsabilidade dos conselheiros, que se reúnem ordinariamente para análise de desempenho, supervisão dos atos administrativos e orientação da Diretoria Executiva.

Conforme prevê o Estatuto Social, o Conselho deve ser composto por no mínimo cinco e no máximo nove membros efetivos e igual número de suplentes, todos eleitos pela Assembleia Geral dos Acionistas (AGA). Seu mandato é de dois anos, sendo permitida a reeleição. No mínimo 20% dos integrantes devem ser independentes, seguindo o regulamento do Novo Mercado da BM&FBovespa.

Em Assembleia realizada no dia 14 de abril de 2016, representantes dos acionistas elegeram, por meio de voto múltiplo, os membros do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia para um mandato de dois anos (2016-2018)[1]. Dos nove membros, dois representam os acionistas minoritários e um atua como representante dos empregados. Em conformidade com as melhores práticas de governança, o presidente do Conselho de Administração não exerce função executiva na Companhia.

Conselho de Administração
(em 31.12.2016)

Titulares	Suplentes
Maurício Stolle Bähr *Presidente*	Natacha Marly Herero Et Guichard*
Manoel Arlindo Zaroni Torres *Vice-presidente*	José Luiz Jansson Laydner
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
José Pais Rangel *Representante de acionistas minoritários*	José João Abdalla Filho *Representante de acionistas minoritários*
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro *Representante de acionistas minoritários*	Antonio Alberto Gouvêa Vieira *Representante de acionistas minoritários*
Paulo Jorge Tavares Almirante	Gustavo Henrique Labanca Novo
Pierre Jean Bernard Guiollot	Marcelo Fernandes Soares
Roberto Henrique Tejada Vencato *Representante dos empregados*	Luiz Antônio Barbosa *Representante dos empregados*
Willem Frans Alfons Van Twembeke	José Carlos Cauduro Minuzzo

** Ainda não tomou posse, por aguardar obtenção de autorização das autoridades competentes brasileiras.*

[1] Eleito em abril, o conselheiro Shankar Krishnamoorthy foi substituído por Paulo Jorge Tavares Almirante, conforme decisão da Assembleia Geral Extraordinária realizada em 14/07/2016.

Conselho Fiscal

De caráter permanente, o Conselho Fiscal da ENGIE Brasil Energia é responsável por analisar as Demonstrações Contábeis da Companhia, fiscalizar os atos da Diretoria Executiva e avaliar os sistemas de gestão de risco e de controles internos. Além disso, cabe a esse órgão a análise das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração em caso de contratação de serviços complementares de auditoria das Demonstrações Financeiras.

O mandato dos três conselheiros fiscais, todos independentes, é de um ano, com possibilidade de reeleição. Em Assembleia Geral Ordinária realizada no dia 14 de abril de 2016, os acionistas reelegeram os conselheiros fiscais que haviam atuado no ano anterior.

Conselho Fiscal
(em 31.12.2016)

Titulares	Suplentes
Carlos Guerreiro Pinto	Manoel Eduardo Bouzan de Almeida
Manoel Eduardo Lima Lopes	Ailton Pinto Siqueira
Paulo de Resende Salgado	Flávio Marques Lisboa Campos

Diretoria Executiva

Designada pelo Conselho de Administração e eleita em Assembleia Geral, a Diretoria Executiva atua na forma de colegiado, com abordagem matricial dos assuntos, respeitadas as atribuições específicas. Ao diretor-presidente cabe coordenar e orientar as atividades dos demais diretores, delegar tarefas e conduzir a execução das estratégias traçadas pelo Conselho de Administração.

Em 2016, a Companhia reestruturou as áreas de atuação da Diretoria Executiva. Assim, foram criadas três diretorias: Diretoria de Geração, que agrega atividades relativas à geração de energia e à implantação de novos empreendimentos, Diretoria de Desenvolvimento de Negócios, focada na identificação de oportunidades e na viabilização de seu aproveitamento, e Diretoria de Estratégia e Regulação, a qual coordena atividades de planejamento, controle e ações estratégicas.

Esse processo também foi marcado pela sucessão na presidência da Companhia. Com a saída de Manoel Arlindo Zaroni Torres, que assumiu a vice-presidência do Conselho de Administração, Eduardo Antonio Gori Sattamini foi eleito o novo diretor-presidente da ENGIE Brasil Energia e iniciou sua gestão em 30 de junho de 2016.

Diretoria Executiva
(em 31.12.2016)

Nome	Cargo
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor-Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Edson Luiz da Silva	Diretor de Estratégia e Regulação
Gustavo Henrique Labanca Novo	Diretor de Desenvolvimento de Negócios
José Luiz Jansson Laydner	Diretor de Geração
Júlio César Lunardi	Diretor Administrativo
Marco Antônio Amaral Sureck	Diretor de Comercialização de Energia

Comitês

A fim de auxiliar conselheiros e diretores nos processos de tomada de decisão relacionados a temas específicos, a ENGIE Brasil Energia mantém onze comitês, que atuam como órgãos consultivos. São eles:

- **Comitê Estratégico**: trata de temas específicos, pautados pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva, tais como a seleção e o acompanhamento dos projetos de expansão do parque gerador e a análise de tendências do setor elétrico, entre outros aspectos relativos à estratégia da Companhia.
- **Comitê de Performance Humana:** responsável pela análise de temas voltados à segurança e à produtividade dos empregados e terceirizados, bem como à disponibilidade das usinas e à redução dos custos operacionais e impactos ambientais.
- **Comitê Financeiro:** tem por atribuição propor e acompanhar a aplicação de políticas e o desenvolvimento de atividades relacionadas a finanças corporativas, tesouraria, seguros e riscos financeiros.
- **Comitê de Energia:** delibera a respeito da estratégia de comercialização de energia e propõe ações para a gestão de risco do portfólio de clientes.
- **Comitê de Gerenciamento de Risco:** responsável por promover a conscientização quanto aos riscos corporativos, definir metas e diretrizes e sugerir melhorias de gestão, além de estabelecer os procedimentos de controle dos riscos da Companhia.
- **Comitê de Inovação:** fortalece a cultura empreendedora na Companhia, estimulando a inovação contínua de processos e de modelos de negócios.
- **Comitê de Governança Tributária:** analisa assuntos de natureza tributária, propondo ações que gerem menor exposição a riscos relacionados ao tema, bem como o aproveitamento de benefícios fiscais.
- **Comitê de Sustentabilidade:** contribui para consolidar a sustentabilidade como parte da cultura organizacional da Companhia, propondo metas e ações relacionadas ao desenvolvimento sustentável. Estimula iniciativas e avalia solicitações de apoio a ações em benefício das comunidades onde a ENGIE Brasil Energia está inserida.
- **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas:** instalado pelo Conselho de Administração sempre que a Companhia pretende negociar qualquer transação com partes relacionadas. Com maior número de membros de representantes de acionistas minoritários no Conselho de Administração, cabe ao Comitê analisar, negociar, aprovar ou reprovar a realização dessas transações.
- **Comitê de Ética:** responsável por divulgar, aplicar e monitorar os referenciais de ética estabelecidos pela Companhia, visando à prevenção do risco ético e à promoção de boas práticas profissionais, em conformidade com os compromissos da ENGIE Brasil Energia.
- **Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial:** busca garantir a segurança dos sistemas de controle industrial da Companhia, por meio da proposição, da implementação e do monitoramento de políticas e planos de ação que envolvem as diversas áreas da ENGIE Brasil Energia.

Códigos e políticas

Os códigos e políticas corporativos adotados pela ENGIE Brasil Energia expressam seus valores e sua cultura organizacional, balizando a condução dos negócios, bem como a relação com os diferentes públicos com os quais a Companhia interage. Esses documentos são desenvolvidos, revisados e atualizados periodicamente, a fim de assegurar sua compatibilidade com os cenários externo e interno.

Em 2016 foi lançada, em complemento ao Código de Ética já existente, a Política de Ética da ENGIE Brasil Energia. O documento estabelece diretrizes para a incorporação de princípios éticos na estratégia, na gestão e nas práticas profissionais da Companhia, com o objetivo de orientar sua ação em todos os lugares e circunstâncias, de acordo com os valores corporativos e em cumprimento a leis e regulamentos vigentes. Também em 2016 foi aprovada pelo Conselho de Administração uma nova Política de Gestão de Riscos e Oportunidades.

As políticas e códigos corporativos compartilhados com os públicos de relacionamento, disponíveis no website, são:

- **Código de Ética:** conjunto de princípios fundamentais a ser seguido por todos que direta ou indiretamente se envolvem em ações de responsabilidade da Companhia.
- **Código de Meio Ambiente:** estabelece os compromissos da Companhia com o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável.
- **Política ENGIE de Gestão Sustentável:** expressa as diretrizes da Companhia em relação a qualidade, meio ambiente, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e gestão da energia.
- **Política ENGIE Sobre Mudanças Climáticas:** estabelece compromissos e ações com a finalidade de contribuir para a mitigação e a adaptação às mudanças do clima.
- **Política de Direitos Humanos:** estabelece compromissos e diretrizes com foco no respeito aos direitos humanos em seus projetos, operações e em sua cadeia de valor.
- **Política de Engajamento de Stakeholders:** detalha os procedimentos a serem adotados pela Companhia e suas controladas no relacionamento com seus públicos nas etapas de desenvolvimento, implantação e operação empreendimentos sob sua responsabilidade.
- **Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações:** estabelece as práticas de divulgação e uso de informações corporativas, assim como a política de negociação de valores mobiliários de emissão da ENGIE Brasil Energia, como ações e debêntures.
- **Política de Investimentos e Derivativos:** define critérios para a aplicação de recursos disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

4. MODELO DE NEGÓCIO E CRIAÇÃO DE VALOR

Com foco na sustentabilidade, o modelo de negócio da ENGIE Brasil Energia busca responder com dinamismo aos desafios e às oportunidades vivenciados pelo setor energético em escala global e local. A partir da compreensão de que as transformações em curso são naturais e necessárias à evolução da sociedade, a Companhia compartilha do objetivo proposto por sua controladora – a ENGIE – a todas as suas unidades de negócio: liderar a transição energética no mundo.

Assim, o modelo de negócio da ENGIE Brasil Energia se alinha às tendências de descarbonização, descentralização e digitalização, que vêm definindo o futuro do setor. Essa transição exige ampliar a visão do negócio, a fim de assegurar a criação de valor no médio e longo prazos. Dessa forma, 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. Em 2016, o ingresso no segmento de geração solar distribuída, por meio da controlada em conjunto ENGIE Geração Solar Distribuída, representa um passo importante nesse sentido.

4.1 Estratégia

Os negócios da ENGIE Brasil Energia estão alicerçados em duas estratégias fundamentais, relacionadas à comercialização de energia e à expansão responsável do parque gerador.

Comercialização de energia

A ENGIE Brasil Energia comercializa energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No regulado, a venda se dá por meio de leilões, tendo como premissa de participação que os preços-teto propostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) permitam viabilizar os empreendimentos em desenvolvimento pela Companhia.

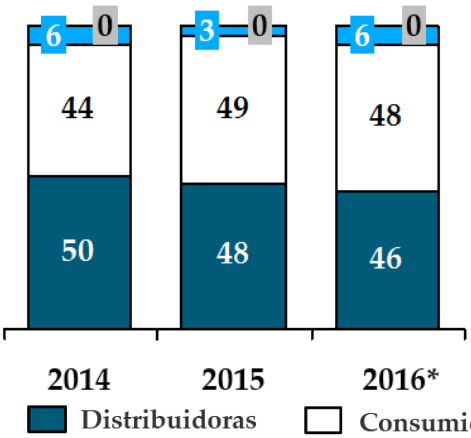
No ambiente livre, a ENGIE Brasil Energia, por meio de sua comercializadora, procura vender gradativamente a energia disponível, com vistas a preços atrativos e à minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou Preço de Liquidação das Diferenças — PLD). Além disso, se empenha na fidelização de clientes e na diversificação do portfólio, tanto por setor quanto entre setores industriais. Isso favorece a compensação dos efeitos de eventuais conjunturas negativas em determinados setores ou situações adversas em clientes específicos, reduzindo riscos de queda de receita.

Em 2016, a Companhia intensificou suas ações de comercialização voltadas a clientes de médio e pequeno portes – com faixa de consumo igual ou superior a 0,5 MW –, especialmente no segmento de varejo. Como resultado, 83 novos contratos foram agregados à carteira de clientes livres, um incremento de 36,4% em relação a 2015.

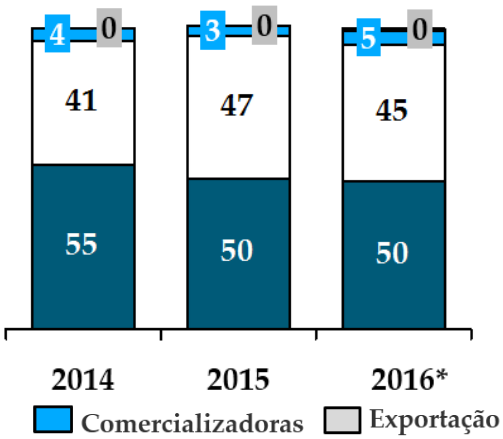
A comercialização é realizada à medida que as oportunidades se apresentam, especialmente quando o mercado revela maior propensão à compra. Porém, em razão da elevação do preço *spot* e da sua maior volatilidade – decorrente, nos últimos anos, da crise hidrológica –, a ENGIE Brasil Energia pode optar por deixar maior volume da sua capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo. Sempre que necessário ou oportuno, operações de aquisição de energia para revenda também são realizadas.

Em 2016, os consumidores livres representaram 47,9% das vendas físicas e 45,1% da receita líquida de vendas, decréscimos de 0,9 p.p. e 2,2 p.p., respectivamente, em comparação a 2015.

Participação de clientes nas vendas físicas (%)



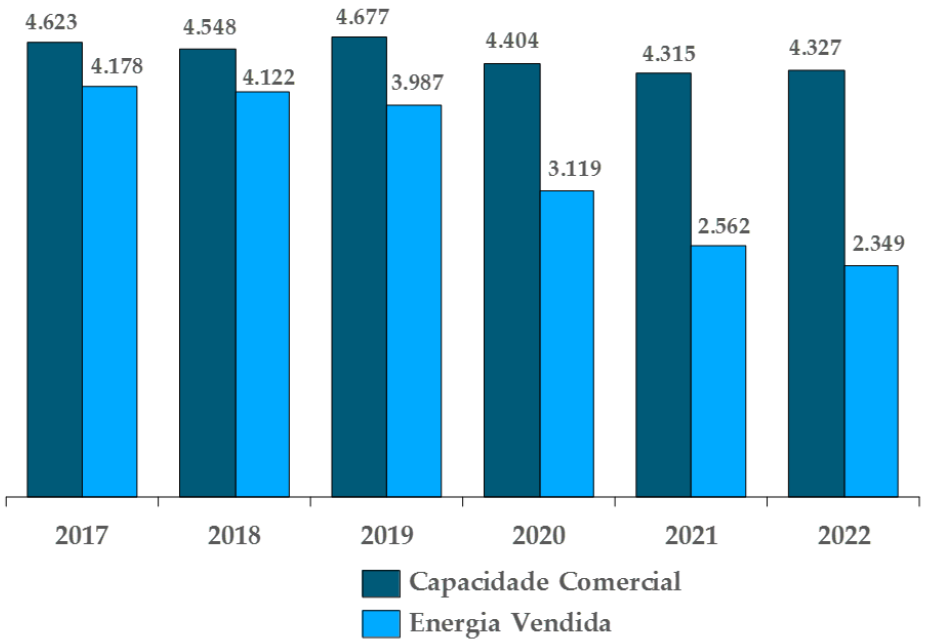
Participação de clientes nas vendas contratadas que compõem a Receita Líquida de Vendas (%)



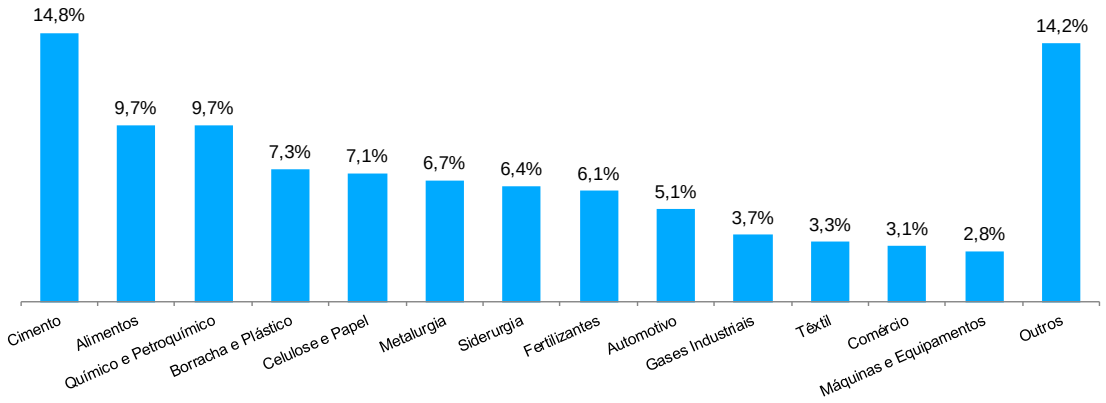
** Em 2016, a exportação correspondeu a 0,2% das vendas físicas e a 0,3% da Receita Líquida de Vendas.*

O incremento observado em 2016 na participação das comercializadoras nas vendas físicas e na receita líquida de vendas, em comparação com o ano anterior, decorreu das vendas de energia convencional concomitantes à compra de energia incentivada de comercializadoras. Essa energia adquirida foi direcionada à revenda a consumidores livres.

Balanço de energia (MW médios)



Diversificação do portfólio de clientes
(em 31.12.2016)

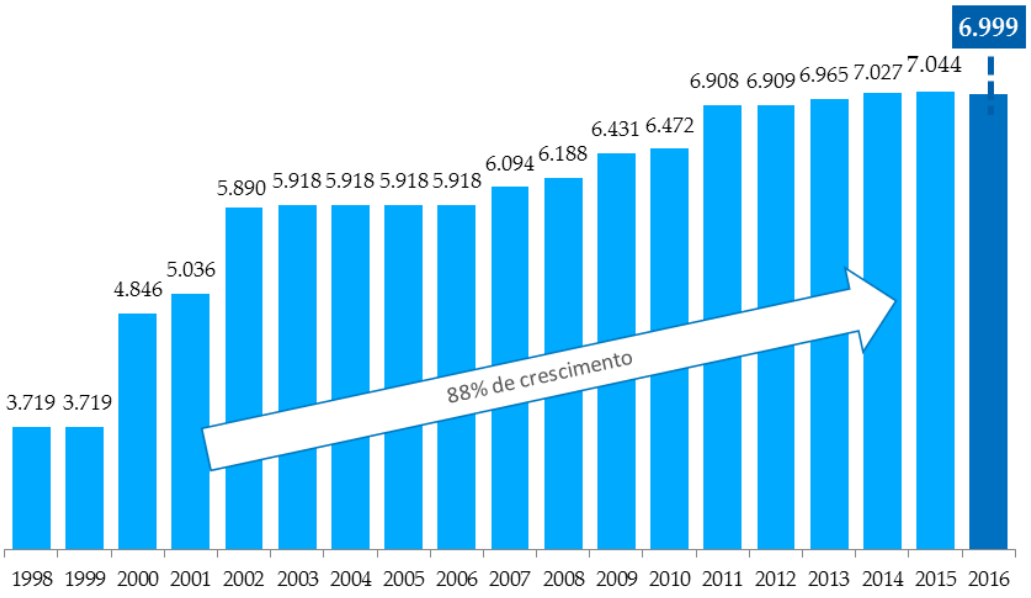


Expansão responsável do parque gerador

Desde que iniciou suas operações no Brasil, em 1998, a ENGIE Brasil Energia ampliou em 88% a capacidade instalada de seu parque gerador, a qual, em 18 anos, passou de 3.719 MW para 6.999 MW. No ano de 2016, foi registrada uma leve queda (0,63%) na capacidade instalada em relação ao ano anterior, em virtude da desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas (72 MW).

Em contrapartida, foram agregados, no período, 27 MW ao parque gerador da Companhia. Desse total, 18,9 MW são provenientes do primeiro dos quatro parques eólicos que compõem o Complexo Santa Mônica, em Trairi, no Ceará, inaugurado em setembro de 2016. Outros 8,1 MW têm origem na Usina Eólica Cacimbas I, que entrou em operação parcial – com três de seus sete aerogeradores.

Evolução da capacidade instalada própria em operação
(em MW)



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 dimensões econômica, social e ambiental.

Ao ampliar o portfólio de energia disponível para comercialização, o crescimento do parque gerador contribui para a perenidade do negócio e o aumento da receita, além de criar valor para a sociedade brasileira como um todo. Isso porque confere maior segurança ao sistema elétrico nacional e também contribui para o desenvolvimento local sustentável, gerando emprego e renda, entre outros impactos positivos, nas regiões de implantação dos empreendimentos.

Conforme o planejamento estratégico da Companhia, a expansão da capacidade instalada deve ter continuidade nos próximos anos, à medida que as obras de implantação de novas usinas forem concluídas. A seguir apresentam-se os empreendimentos que integram projetos de expansão.

Projetos de expansão
(em 31.12.2016)

Projeto	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Propriedade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
Complexo Santa Monica (Eólico)[1]	70,2	33,0	100%	70,2	33,0	25.01.2045
Jirau (Hidrelétrica)[2]	3.750,0	2.184,6	40%	1.500,0	882,0	13.08.2043
Pampa Sul (Térmelétrica)	340,0	323,5	100%	340,0	323,5	30.03.2050
Complexo Campo Largo - Fase I (Eólico)	326,7	157,8	100%	326,7	157,8	03.08.2050
Assú V (Solar)	36,7	9,2	100%	36,7	9,2	-
Total	**4523,6**	**2708,1**		**2273,6**	**1405,5**	

1 - Parte do Complexo já operava em 31.12.2016, e parte (70,2 MW) permanecia em construção.
2 - A controladora da Companhia, a ENGIE Brasil Participações Ltda, detêm 40% de participação na Usina Hidrelétrica Jirau. Existe a perspectiva de transferência dessa parcela para a ENGIE Brasil Energia em 2017.

- **Complexo Eólico Santa Mônica:** localizado no município de Trairi (CE), é composto por quatro usinas, que adicionarão um total de 97,2 MW ao parque gerador da Companhia. A Centrais Eólicas Santa Mônica e Cacimbas iniciaram operação comercial em 2016 e há a expectativa de que todo o Complexo esteja em operação, ainda no primeiro semestre de 2017.
- **Usina Hidrelétrica Jirau:** localizada no Rio Madeira, com sede em Porto Velho (RO), foi inaugurada em 16 de dezembro de 2016. Com 50 turbinas em operação, o empreendimento tem capacidade instalada total de 3.750 MW. A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da ENGIE Brasil Energia, detém 40% de participação no empreendimento. Há a perspectiva de avaliação da transferência dessa participação para a Companhia em 2017, em uma operação que contará com o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.
- **Usina Termelétrica Pampa Sul:** localizada no município de Candiota (RS), utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida situada na região. Ao final de 2016, a obra atingiu progresso acumulado de 47%, com destaque para o avanço significativo da montagem das torres da linha de transmissão, com a conclusão de 44 das 52 unidades previstas, e a contratação da montadora da estrutura metálica.

- **Complexo Campo Largo - Fase I:** formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, localizados na Bahia, com potencial de desenvolvimento de 326,7 MW. Em setembro de 2016, foi sancionado o Decreto que declara de utilidade pública, para fins de desapropriação, as áreas do acesso externo ao Complexo Eólico Campo Largo e iniciaram-se os serviços na área do alojamento. 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.
- **Central Fotovoltaica Assú V:** com capacidade instalada de 36,7 MW, integra o Complexo Fotovoltaico Assú, a ser implantado em Assú (RN). O empreendimento está em fase de licenciamento ambiental. As obras terão início em 2017. A previsão é que a operação seja iniciada em dezembro do mesmo ano.
- **ENGIE Geração Solar Distribuída:** em 2016, a Companhia ingressou no mercado de geração distribuída ao adquirir 50% do capital da GD Brasil Energia Solar S/A. Esse investimento permitirá a captação de oportunidades em um mercado com grande potencial de crescimento no Brasil, o que responde aos desafios de uma matriz energética dinâmica e próxima do consumidor final. Em novembro de 2016, foi firmado um contrato com a distribuidora de energia catarinense para instalação de sistemas fotovoltaicos em mil residências do Estado. O projeto será viabilizado por meio de um programa que prevê o subsídio, pela distribuidora, de 60% do investimento que caberia ao consumidor.

Além desses empreendimentos, a ENGIE Brasil Energia possui outros projetos em fase avançada de desenvolvimento, conforme mostra o quadro a seguir.

Projetos em desenvolvimento
(em 31.12.2016)

Projetos em desenvolvimento	Capacidade total (MW)	Tipo	Propriedade	Localização
Complexo Santo Agostinho	600,0	Eólico	100%	Lajes e Pedro Avelino (RN)
Norte Catarinense	600,0	Termelétrico	100%	Garuva (SC)
Complexo Campo Largo - Fase II	330,0	Eólico	100%	Umburanas e Sento Sé (BA)
Alvorada	90,0	Solar	100%	Bom Jesus da Lapa (BA)
Complexo Assú - Centrais I, II, III e IV	146,8	Solar	100%	Assú (RN)
Total	1766,8			

- **Complexo Eólico Santo Agostinho:** localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no Rio Grande do Norte, possui potencial de desenvolvimento de 600 MW. Em junho de 2016, foi emitida, pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), a Licença Prévia (LP). Toda a documentação do projeto está preparada para participação em leilões de energia.
- **Usina Termelétrica Norte Catarinense:** localizada no município de Garuva (SC), terá como fonte o gás natural, em ciclo combinado, e capacidade instalada de aproximadamente 600 MW. Em 2016, foi emitida a Licença Prévia, tornando o empreendimento apto a participar de futuros leilões de energia nova.

- **Complexo Eólico Campo Largo - (Fase II):** acrescentará aproximadamente 330 MW de capacidade instalada ao Complexo Eólico Campo Largo. Assim como o Complexo Eólico Santo Agostinho, já dispõe de toda a documentação necessária para participação em leilões de energia.
- **Complexo Fotovoltaico Alvorada:** localizado na Bahia, será composto por quatro projetos com capacidade instalada total estimada em até 90 MWp. Os projetos estão em fase de medição da irradiação solar e tiveram sua Licença Prévia emitida em agosto de 2016, estando aptos a participar de leilões de energia nova a partir de 2017.
- **Complexo Fotovoltaico Assú: a ENGIE Brasil Energia** adquiriu mais dois projetos pertencentes ao Complexo Fotovoltaico Assú, que agora passa a ser composto de cinco projetos – com capacidade total estimada em 183 MWp – a serem desenvolvidos em Assú (RN). As Centrais Fotovoltaicas Assú I, II, III e IV estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptos a participar de leilões de energia nova.

A Companhia também está analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia.

4.2 Vantagens competitivas

Alinhada à estratégia do negócio, a ENGIE Brasil Energia gera valor com base em aspectos, políticas e práticas que a diferenciam de outros agentes do mercado. Entre as principais vantagens competitivas da Companhia, destacam-se:

- **Atuação em setor estratégico:** o setor energético é considerado um setor estratégico ao desenvolvimento do País, visto que a energia constitui um insumo fundamental à produção e a grande parte das atividades cotidianas da sociedade.
- **Liderança no setor:** a Companhia está entre as líderes da produção independente de energia do Brasil e sua controladora é a maior produtora independente no mundo, o que reforça seu potencial de capturar oportunidades de negócio.
- **Clara estratégia comercial:** a ENGIE Brasil Energia mantém altos níveis de contratação no longo prazo, reduzindo a exposição às oscilações do mercado de curto prazo. Além disso, seu portfólio de vendas é balanceado entre clientes livres, de diferentes setores, e clientes regulados (distribuidoras).
- **Previsibilidade do fluxo de caixa:** além da já citada contratação de longo prazo, os contratos de venda de energia são indexados à inflação. Outro fator que contribui para maior previsibilidade é o portfólio de geração diversificado – incluindo hidrelétricas, termelétricas e complementares. Essa diversidade permite reduzir impactos relacionados a eventos climáticos, como baixa hidrologia ou redução da incidência solar e de ventos em determinadas regiões.
- **Desempenho operacional elevado:** os empreendimentos operados pela Companhia apresentam altos índices de disponibilidade e confiabilidade. Contribuem para esse resultado as certificações NBR ISO 9001 (gestão da qualidade), NBR ISO 14001 (gestão do meio ambiente) e OSHAS 18001 (gestão da saúde e segurança no trabalho), presentes na maior parte das usinas.

- **Desempenho financeiro estável:** a associação de forte geração de caixa, margem Ebitda média elevada, lucro líquido consistente e ausência de exposição cambial contribui para a estabilidade financeira da Companhia e sua consequente resiliência a cenários macroeconômicos desfavoráveis. Além disso, por se tratar de uma organização sólida, com valor de mercado avaliado em R$ 22,8 bilhões ao final de 2016, a ENGIE Brasil Energia tem acesso a linhas de crédito atrativas, ampliando sua competitividade.
- **Classificação de risco diferenciada:** a Fitch Ratings atribui à Companhia Rating Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)' e em escala global 'BB+(bra)', um nível acima do rating soberano.
- **Melhores práticas de governança e sustentabilidade:** o Conselho, assim como a Diretoria Executiva, é composto por profissionais experientes, com amplo conhecimento do setor e devidamente preparados para tomadas de decisões que contemplem os interesses dos acionistas e demais públicos envolvidos. Assim, aspectos econômicos, sociais e ambientais são elementos indissociáveis nos processos decisórios.

4.3 Ativos intangíveis

O capital humano e intelectual, as atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação e a imagem corporativa são os principais ativos intangíveis da ENGIE Brasil Energia, além dos considerados nas Demonstrações Contábeis.

Capital humano e intelectual

O quadro funcional da ENGIE Brasil Energia tem por característica a diversidade de faixa etária, agregando jovens talentos e profissionais experientes. A fim de promover a evolução contínua de seus empregados, a Companhia investe em ações voltadas ao desenvolvimento de carreira e também focados no bem-estar, na saúde e na segurança dos empregados.

Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Atividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) tornam-se cada vez mais estratégicas no modelo de negócio da Companhia. Em 2016, esse movimento ganhou força com a criação da Unidade Operacional de Estratégia e Inovação, vinculada à Diretoria de Estratégia e Regulação, que tem por objetivo gerar soluções inovadoras voltadas ao atendimento das demandas da sociedade, no contexto da transição energética. Para isso, a Companhia pretende fortalecer ainda mais as parcerias estabelecidas com universidades e centros de pesquisa brasileiros, consolidando a cultura de inovação aberta presente em sua trajetória.

Um instrumento importante para a condução dessas atividades é o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento executado conforme a Lei nº 9.991/2010, que determina às empresas de geração, transmissão e distribuição de energia a aplicação de 1% da sua receita líquida anual em projetos de P&D. Compete às empresas definir os objetivos dos projetos a serem desenvolvidos, submetendo-os à avaliação da Aneel.

Em 2016, o investimento realizado pela ENGIE Brasil Energia em seu Programa de P&D foi de R$ 32 milhões, os quais tiveram a seguinte destinação:

- R$ 12,3 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT).
- R$ 6,1 milhões para o Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

- R$ 13,6 milhões para projetos em andamento, propostos pela Companhia, sobre os temas apresentados na tabela a seguir.

Áreas dos projetos de P&D - 2016

Área	Valor investido (R$)
Fontes alternativas de geração de energia elétrica	8.581.132,64
Meio ambiente	1.374.318,43
Supervisão, controle e proteção de sistemas de energia elétrica	986.880,36
Gestão do Programa de P&D	756.659,08
Planejamento do sistema de energia elétrica	671.886,34
Eficiência energética	490.850,51
Geração termelétrica	404.957,87
Operação de sistemas de energia elétrica	362.192,55
Geração de energia elétrica	11.405,33
Total	**13.640.283,11**

A busca por soluções sustentáveis para a geração de energia está entre os principais objetivos dos projetos de P&D, que têm foco em reduzir impactos ambientais e assegurar a confiabilidade do sistema elétrico. Em 2016, um exemplo desse esforço foi reconhecido, com a tripla premiação da Usina Solar Cidade Azul, resultado de um projeto de pesquisa desenvolvido desde 2011 pela Companhia em cooperação com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e outras 11 empresas do setor elétrico.

O projeto consiste na instalação, operação e monitoramento de oito módulos de avaliação, com sete tecnologias fotovoltaicas cada um, e estações solarimétricas em oito localidades com diferentes climas. Envolve, ainda, a implantação e manutenção da Usina Fotovoltaica Cidade Azul, em operação desde 2014. Com 3,0 MWp de potência, a Usina foi instalada em Tubarão (SC), junto ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), pertencente à Companhia. Os módulos de avaliação apresentam resultados preliminares e têm se mostrado importantes fontes de experimentação para análise do comportamento das diferentes tecnologias em distintas regiões.

Com esses resultados, o projeto conquistou o Prêmio Brasil Ambiental, da Câmara de Comércio Americana do Rio de Janeiro, e o Prêmio Expressão de Ecologia, da Editora Expressão, ambos na categoria Inovação. Além disso, foi finalista, na categoria Tecnologia, do Prêmio Von Martius de Sustentabilidade, promovido pela Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha.

Para fomentar a cultura da inovação, a Companhia desenvolve ações direcionadas tanto a seus empregados quanto ao público externo. Internamente, desenvolve o Programa Inove, que premia ideias e projetos inovadores em cinco categorias: Operação e Manutenção, Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Comercial e Negócios, Socioambiental e Gestão. Todos os empregados podem participar, exceto gerentes de unidades organizacionais e membros do Comitê de Inovação.

Em 2016, foi realizada a segunda edição do Prêmio ENGIE Brasil de Inovação. Promovida pela controladora da Companhia, a iniciativa reconhece empresas, startups e empreendedores que apresentem soluções inovadoras, do ponto de vista comercial ou tecnológico, relacionadas a áreas de interesse do Grupo. Entre essas áreas destacam-se energia descentralizada, *green mobility* e *smart city*, armazenamento de energia, *smart grids* ou inclusão social por meio da eficiência energética e do acesso à energia.

Imagem

A reputação da ENGIE Brasil Energia tem base na integridade que marca seu relacionamento com diferentes públicos. Nesse sentido, transparência e diálogo constituem elementos essenciais à construção e à manutenção de uma imagem que seja aderente aos valores da Companhia, bem como aos compromissos que assume.

Para informar sobre suas ações e projetos, a ENGIE Brasil Energia mantém canais de comunicação permanente com os *stakeholders*, com destaque para o website da Companhia, onde são publicadas políticas, relatórios, notícias e comunicados ao mercado, entre outras informações.

Em 2016, a ENGIE adotou uma única marca, para todas as suas empresas, como forma de aumentar a visibilidade do Grupo no País e no mundo. Assim, em virtude da mudança do nome e da logomarca da Companhia, diversas ações de comunicação foram desenvolvidas para fortalecer a nova identidade corporativa, tanto interna quanto externamente.

5. GESTÃO DE RISCOS E OPORTUNIDADES

A análise de riscos e oportunidades empresariais consiste em um processo sistemático na ENGIE Brasil Energia, que permeia suas atividades e envolve a alta gestão e todo o quadro funcional. Em 2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a nova Política de Gestão de Riscos e Oportunidades, documento interno que baliza a condução dos negócios, com os seguintes objetivos:

- Criação e manutenção de valor, da reputação e da motivação interna.
- Encorajamento de um certo nível de tomada de risco, razoável em relação a aspectos legais, econômicos e socioambientais.
- Asseguração da conformidade das ações com as obrigações legais e regulatórias, bem como com os valores da ENGIE Brasil Energia.

Conforme prevê a Política, a análise dos riscos empresariais compreende sua identificação e classificação quanto à probabilidade de ocorrência e à significância em termos de impacto financeiro, estratégico e operacional. Entre os riscos avaliados e tratados, destacam-se:

- **Risco de mercado:** a oferta e a demanda de energia elétrica podem ter comportamento diferente do previsto, com impacto nos volumes e preços da energia.
- **Risco regulatório:** evolução adversa da regulação do setor elétrico. Historicamente, o governo federal exerce um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, inclusive sobre as modalidades, os termos e as condições dos contratos de venda de energia que a ENGIE Brasil Energia está autorizada a celebrar, bem como sobre os níveis de produção.
- **Risco tributário:** evolução adversa da legislação tributária e da atuação dos órgãos arrecadadores.
- **Risco de fatores econômicos:** alteração nas variáveis econômicas, como juros, câmbio, preço das *commodities*, crescimento econômico e inflação, com impacto nos negócios da Companhia.
- **Risco de quebra de contrato:** descumprimento de disposições constantes dos contratos de venda e compra de energia firmados pela Companhia e das regras de comercialização na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Outro aspecto relevante nesse sentido é a possibilidade de algum contrato de concessão firmado com o governo federal ser rescindido, unilateralmente, em condições imprevistas.

- **Risco socioambiental das usinas em operação:** evolução adversa da regulação ambiental e da atuação de movimentos sociais organizados em relação às usinas em operação.
- **Risco no desenvolvimento e implantação de novos projetos:** ocorrência de eventos no desenvolvimento e na implantação de projetos que gerem atraso no cronograma da obra ou custos adicionais na implantação ou na operação da usina.
- **Risco de indisponibilidade de energia:** indisponibilidade da garantia física das usinas próprias e da energia comprada. Entre os fatores que podem influenciar a disponibilidade estão a baixa hidrologia e a falta de combustíveis para termelétricas convencionais e a biomassa. A escassez de fontes primárias, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, no qual os preços tendem a ser elevados.
- **Risco de recursos humanos:** indisponibilidade de pessoal (empregados próprios ou terceirizados), em função de não contratação e treinamento em tempo hábil para atender à expansão da Companhia e à reposição do quadro; aumento de custos por concorrência por recursos humanos em virtude do crescimento econômico; greves e paralisações, além de acidentes de trabalho.
- **Risco de tecnologia da informação:** a indisponibilidade e a falta de segurança dos recursos de tecnologia da informação podem impactar negativamente as operações e a imagem da Companhia.
- **Risco de sinistro de grandes proporções:** acidentes e desastres de grandes proporções por causas naturais e humanas, envolvendo a implantação de projetos, a operação das usinas e a administração da Companhia. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a ENGIE Brasil Energia a retardar ou a redirecionar investimentos em outras áreas, com efeito desfavorável aos negócios.

6. GESTÃO DA QUALIDADE

O Sistema Integrado de Gestão (SIG), associado às políticas corporativas, norteia a gestão do capital manufaturado da Companhia e abrange cinco dimensões: qualidade, meio ambiente, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e gestão da energia. Ao todo, 14 das 29 usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia são certificadas segundo as normas NBR ISO 9001 (relativa à qualidade), NBR ISO 14001 (relativa a meio ambiente) e NBR OHSAS 18001 (relativa a Saúde e Segurança no Trabalho). Em 2016, a Usina Hidrelétrica Estreito conquistou essas certificações, aumentando o percentual de capacidade instalada certificada de 83,6% para 95,3% – mesmo considerando a não renovação da certificação da Usina Termelétrica Charqueadas, em virtude do encerramento de suas atividades.

O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que tem três usinas entre as 14 certificadas, possui também o certificado segundo a norma NBR ISO 50001, relativa à Eficiência Energética. Quanto à responsabilidade social, a Companhia se empenha em seguir as orientações do guia NBR ISO 26000 (que não prevê certificações).

6.1 Desempenho operacional

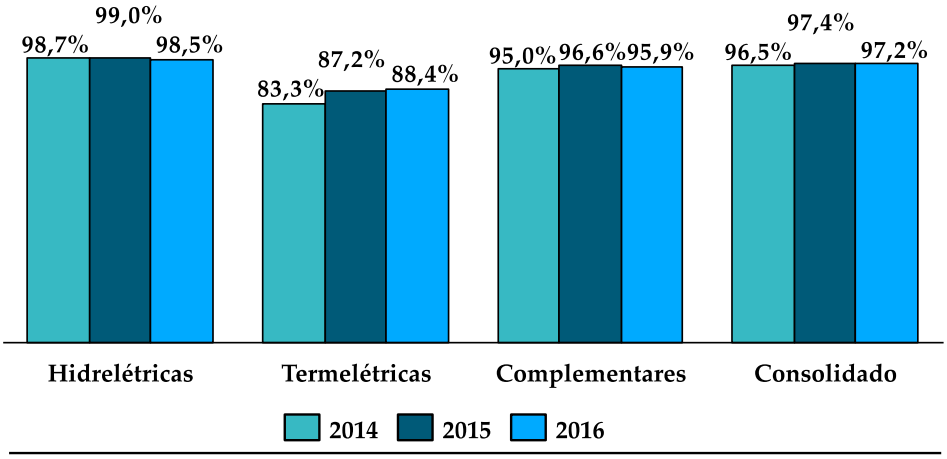
A confiabilidade, a disponibilidade e a segurança do parque gerador são consideradas pela ENGIE Brasil Energia aspectos essenciais à gestão da qualidade. Tais aspectos são mensurados pela Companhia por meio do indicador de disponibilidade interna das usinas, que considera a capacidade de fornecimento de energia das instalações e as horas de indisponibilidade intempestiva e urgente das unidades geradoras.

No acumulado de 2016, excluindo as paradas programadas, as usinas atingiram disponibilidade de 97,2%, sendo 98,5% nas usinas hidrelétricas, 88,4% nas termelétricas e 95,9% nas usinas de fontes complementares. Quando consideradas todas as paradas programadas, a disponibilidade de todo o parque gerador foi de 86,8%, sendo 88,5% nas usinas hidrelétricas, 75,0% nas termelétricas e 87,8% nas usinas de fontes complementares.

Os principais fatores que afetaram a disponibilidade das usinas hidrelétricas em 2016, na comparação com o ano anterior, foram as modernizações na Unidade Geradora 3 da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e nas Unidades 3 e 4 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago. Ocorreram, ainda, manutenções na Unidade 1 da Usina Hidrelétrica Passo Fundo e nas Unidades 1 e 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador, bem como a modernização dos reguladores de velocidade e de tensão da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Cana Brava.

Em relação às usinas termelétricas, as manutenções programadas nas Unidades Geradoras 2, 4 e 5 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Unidade 3 da Usina Termelétrica Willian Arjona foram os eventos que mais afetaram a disponibilidade, somados ao desligamento da Usina Termelétrica Charqueadas. Nas usinas complementares, a disponibilidade foi afetada pela manutenção na turbina da Unidade 3 da Pequena Central Hidrelétrica José Gelázio da Rocha.

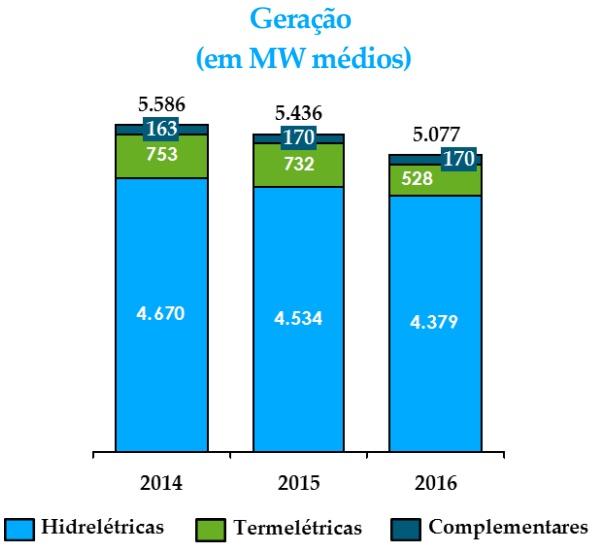
Disponibilidade das usinas, excluídas as paradas programadas



Em 2016, a produção total de energia elétrica alcançou 44.592 GWh (5.077 MW médios), uma redução de 6,4% em relação a 2015. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 38.462 GWh (4.379 MW médios), redução de 3,2%; as termelétricas, por 4.638 GWh (528 MW médios), redução de 27,6%; e as usinas complementares, por 1.492 GWh (170 MW médios), representando um aumento de 0,2%.

Nas usinas hidrelétricas, a queda de produção está relacionada às condições hidrológicas menos favoráveis em 2016. As termelétricas, por sua vez, registraram queda da geração em relação ao anterior devido à redução da geração por mérito, ao desligamento temporário, por conveniência operacional, da Usina Termelétrica Willian Arjona, e ao desligamento definitivo da Usina Termelétrica Charqueadas.

A geração das usinas complementares ficou praticamente estável, com queda na geração das PCHs devido à baixa afluência, compensada pelo aumento na geração das usinas eólicas, decorrente início da operação comercial das Centrais Eólicas Santa Mônica e Cacimbas.



Devido à adoção do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos de geração hidrelétrica entre os seus participantes, o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta, necessariamente, na melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma forma, a redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente na deterioração do desempenho econômico-financeiro. Em relação à geração termelétrica da Companhia, o seu aumento reduz a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Operação remota

Em 10 de outubro de 2016, foram iniciadas as atividades de operação remota da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e das Pequenas Centrais Hidrelétricas José Gelázio da Rocha e Rondonópolis. Localizados em Mato Grosso, esses empreendimentos passaram a ser controlados a partir do Centro de Operação da Geração (COG), instalado na sede da Companhia, em Florianópolis (SC).

Projetada com foco em digitalização e excelência operacional, a infraestrutura do COG inclui recursos tecnológicos altamente sofisticados, que permitem o monitoramento em tempo real e asseguram a confiabilidade do sistema. Para isso, foram realizadas diversas adaptações nos sistemas, equipamentos e procedimentos existentes, além de treinamento intensivo dos operadores, totalizando um investimento da ordem de R$ 4 milhões. Todas as etapas de planejamento, execução e gestão do projeto foram realizadas pela Companhia, com baixo volume de contratações externas.

Cabe destacar que a ENGIE Brasil Energia detém ampla experiência em operação remota, adotada nas Usinas Hidrelétricas Cana Brava (GO) e São Salvador (TO), que são controladas a partir da Usina Hidrelétrica Salto Santiago (PR), e na Usina Hidrelétrica Passo Fundo (RS), operada remotamente na Usina Hidrelétrica Itá (SC). Além disso, antes de integrarem o COG, as Pequenas Centrais Hidrelétricas José Gelázio da Rocha e Rondonópolis, ambas em Mato Grosso, eram controladas a partir da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

7. GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

7.1 Cenário macroeconômico

Ao longo de 2016, a economia brasileira deu sequência à desaceleração registrada no ano anterior. A previsão do Banco Central do Brasil (Bacen), no último Boletim Focus do ano, era de que o Produto Interno Bruto (PIB) sofresse retração de 3,5% quando comparado ao de 2015. Caso essa projeção seja confirmada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), responsável pelo cálculo oficial do PIB, será a primeira vez que o País registrará dois anos seguidos de retração no nível de atividade da economia – a série histórica oficial teve início em 1948. Em 2015, 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 6,3% – no teto da meta do governo, puxada principalmente pelos preços de alimentos. O déficе primário acumulado do setor público alcançou R$ 154,3 bilhões – valor que representa 2,4% do PIB, o pior resultado da série histórica[2]. O dólar comercial fechou 2016 em queda de 17,7% frente ao real, cotado a R$ 3,2497, a primeira queda anual desde 2010.

A produção industrial registrou queda de 6,6% em relação a 2015. O mercado de trabalho também foi afetado. Ao final do ano, o número de desempregados no País alcançou a marca de 12,3 milhões de pessoas – a taxa de desocupação média para 2016 foi de 11,5%, acima dos 8,5% registrados em 2015[3].

Um estudo sobre competitividade realizado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) classificou o País em 17o lugar em um ranking composto por 18 países no total. Segundo a entidade, em virtude da recessão econômica, o Brasil retrocedeu em quatro dos nove fatores avaliados: disponibilidade e custo da mão de obra, ambiente macroeconômico, competição e escala do mercado doméstico e tecnologia e inovação. Por outro lado, houve melhora no item educação.

7.2 Setor Elétrico

O contexto recessivo da economia se 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 segmento residencial representou 132.893 GWh desse total, sendo o único a registrar aumento de consumo no período, de 1,4%. Ainda assim, o consumo médio nas residências fechou o ano praticamente estável – 160 kWh/mês frente aos 161 kWh/mês registrados em 2015. No acumulado, os segmentos comercial e industrial consumiram 88.185 GWh (-2,5%) e 164.034 GWh (-2,9%), respectivamente.

[2] Fonte: Banco Central do Brasil.
[3] Fonte: IBGE

Por regiões, destacam-se as quedas de consumo registradas no Sudeste (-1,8%) e no Centro Oeste (-1,0%). Nordeste e Sul tiveram resultado praticamente estável em relação a 2015, ambas com queda de 0,3%. Já a Região Norte foi a única a registrar crescimento, da ordem de 2,0%.

O consumo também cresceu no mercado livre, que demandou 123,3 TWh – alta de 6,8% quando comparado ao ano anterior. Já o mercado cativo registrou queda de 3,5% no período.

Quanto à hidrologia, o cenário 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.

Ainda em comparação ao cenário de 2015, foi permitido elevar os níveis de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas, mesmo que modestamente, ampliando, como consequência, a eficiência das usinas, que passaram a produzir mais energia, mesmo consumindo menos água. Essa elevação foi mais intensa no início do ano, devido às maiores afluências registradas no Sudeste e no Centro-Oeste, o que permitiu menor despacho das hidrelétricas situadas no Norte e no Nordeste. Foi nesse período também que se verificaram, de forma geral, os menores valores de PLD. O efeito das restrições de transmissão de energia, combinado com a baixa oferta de energia hidrelétrica no Norte e no Nordeste, fez com que o PLD dessas regiões superasse, por diversas vezes, o PLD das demais.

Conforme a Câmara de Comércio de Energia Elétrica, o fator de ajuste de escala (GSF - do inglês Generation Scale Factor), que representa o percentual das garantias físicas geradas pelas hidrelétricas, foi de 87,1% em 2016, superior aos 84,3% verificados em 2015.

7.3 Desempenho econômico-financeiro da Companhia

A tabela a seguir apresenta os principais indicadores de desempenho econômico-financeiro da Companhia em 2016, comparando-os com os resultados obtidos nos dois anos anteriores.

	2014	2015	2016	Variação 2016/2015
Informações financeiras (R$ milhões)				
Ativo total	13.609,6	15.289,4	14.419,7	-5,7%
Patrimônio líquido	5.654,9	6.642,1	6.614,4	-0,4%
Receita líquida de vendas	6.472,5	6.512,0	6.442,4	-1,1%
Lucro bruto	2.497,7	2.708,9	2.740,9	1,2%
Resultado de serviço (EBIT ou LAJIR) (1)	2.302,9	2.503,8	2.421,6	-3,3%
Lucro operacional	1.956,6	2.033,2	2.066,7	1,6%
Lucro líquido	1.383,1	1.501,3	1.548,3	3,1%
EBITDA (LAJIDA) (2)	2.895,1	3.114,6	3.175,6	2,0%
Indicadores Financeiros (R$ milhões)				
Dívida total (empréstimos, financiamentos e debêntures)	3.988,5	3.758,4	3.088,7	-17,8%
Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	1.750,7	2.543,6	1.995,5	-21,5%
Dívida líquida	2.237,8	1.214,8	1.093,2	-10,0%
ROCE (3) (%)	22,3	23,1	21,9	-1,2 p.p.
Dívida bruta/EBITDA (LAJIDA)	1,4	1,2	1,0	-0,2 p.p.
Dívida líquida/EBITDA (LAJIDA)	0,8	0,4	0,3	-0,1 p.p.
Participação do capital de terceiros sobre o ativo total	58,4	56,6	54,1	-2,5 p.p.
Margem operacional (%)	30,2	31,2	32,1	0,9 p.p.
Margem líquida (%)	21,4	23,1	24,0	0,9 p.p.
Ações				
Lucro líquido por ação (R$)	2,1189	2,3000	2,3720	3,1%
Preço médio da ação (4) – ON (R$)	30,30	31,72	35,99	13,5%
Dividendos por ação (R$)	1,1876	1,2789	2,2786	78,2%
Salários e benefícios de empregados	263,7	292,3	297,5	1,8%
Pagamentos ao governo (por país)	1.681,3	1.858,7	1.814,5	-2,4%

(1) EBIT (LAJIR) = lucro operacional + resultado financeiro;

(2) EBITDA (LAJIDA) = lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização + provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*);

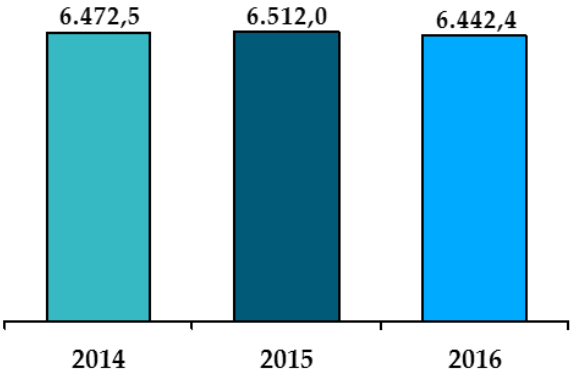
(3) ROCE (retorno sobre o capital empregado) = resultado do serviço/ativo não circulante; e

(4) Média simples dos preços médios diários, ajustados a dividendos.

7.3.1 Receita líquida de vendas

Na comparação entre os anos, a receita líquida de vendas passou de R$ 6.512,0 milhões em 2015 para R$ 6.442,4 milhões em 2016, ou seja, redução de R$ 69,6 milhões ou 1,1%. Essa diminuição decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 347,0 milhões, por aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 232,5 milhões, por menor quantidade de energia vendida; e (iii) R$ 185,5 milhões, pela redução da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE.

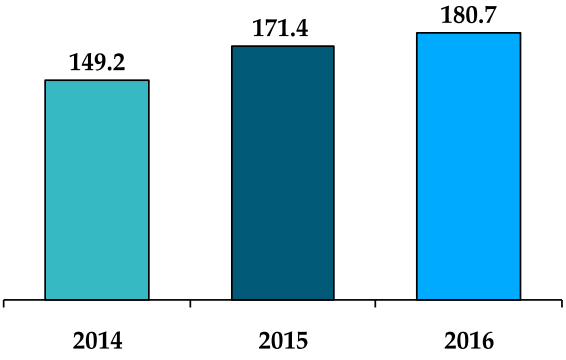
Receita líquida de vendas
(R$ milhões)



Preço médio líquido de venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu, nos 12 meses de 2016, R$ 180,68/MWh, 5,4% superior ao praticado em 2015, que foi de R$ 171,37/MWh. A elevação de preço ocorreu, substancialmente, em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuada por preços praticados em novas vendas com valores inferiores aos preços médios do portfólio.

Preço médio líquido de venda
(R$ MW/h)

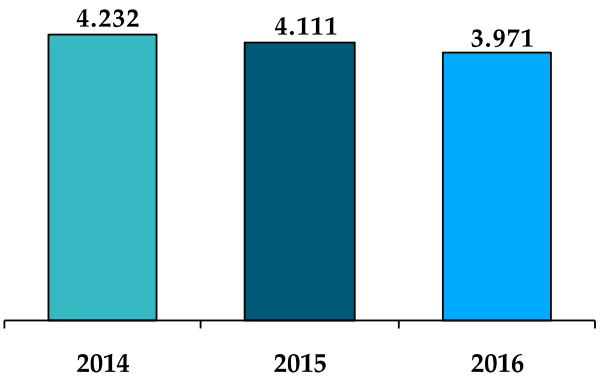


*Líquido de exportações e impostos sobre a venda

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%. Tal variação decorreu, 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.

Volume de vendas
(MW médios)



Comentários sobre as variações da receita líquida de vendas, por classe de clientes

✓ **Distribuidoras**

Em 2016, a receita de venda a distribuidoras atingiu R$ 3.113,8 milhões, incremento de 2,2% em relação ao exercício de 2015, quando foi de R$ 3.046,6 milhões. Esse acréscimo é explicado pela associação destas variações: (i) R$ 327,6 milhões – crescimento de 11,2% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 260,4 milhões – queda de 8,1%, ou 1.397 GWh (164 MW médios) do volume de energia vendida. O decréscimo no volume de vendas entre os períodos em análise é resultado, essencialmente, do término do contrato de Leilão de Energia Existente, no fim de 2015, aliado às reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Adicionalmente, a variação do preço médio de venda acima da inflação ocorreu em razão do encerramento do contrato do mencionado leilão, cujo preço era inferior ao médio praticado nos contratos vigentes em 2016.

✓ **Comercializadoras**

No período de 12 meses de 2016, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 319,7 milhões, 53,0% superior à receita auferida em 2015 – R$ 209,0 milhões. A elevação é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 163,8 milhões – aumento de 86,0% ou 1.013 GWh (115 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 53,1 milhões – decréscimo de 17,8% no preço médio líquido de vendas.

A elevação do volume de venda observada no período 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).

✓ **Consumidores livres**

Em 2016, a receita de venda a consumidores livres alcançou R$ 2.834,2 milhões, 2,8% inferior aos R$ 2.915,7 milhões verificados em 2015. Essa redução está relacionada ao que segue: (i) R$ 154,0 milhões – decréscimo de 917 GWh (110 MW médios) ou 5,2% no volume de venda de energia; e (ii) R$ 72,5 milhões – crescimento de 2,6% no preço médio líquido da energia vendida.

A queda na quantidade de energia vendida está relacionada à redução de consumo nos contratos com flexibilidade e renegociações de contratos existentes, parcialmente atenuadas por maior volume de vendas de energia incentivada no ano corrente para clientes que migraram do ACR para o ACL.

✓ **Exportação de energia elétrica**

No ano de 2016, a Companhia exportou 78 GWh (9 MW médios) de energia elétrica para a Argentina, ao preço médio de R$ 232,28, auferindo receita líquida de R$ 18,1 milhões, enquanto que não houve exportação de energia no ano de 2015.

✓ **Transações no mercado de curto prazo – em especial no âmbito da CCEE**

Nos 12 meses de 2016, em relação ao ano anterior, a receita auferida no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE, apresentou decréscimo de R$ 185,5 milhões, passando de R$ 302,6 milhões em 2015 para R$ 117,1 milhões em 2016. Mais informações em: "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)".

7.3.2 Custos da venda de energia e serviços

Em 2016, os custos da venda de energia e serviços atingiram R$ 3.701,5 milhões, 2,7%, ou R$ 101,6 milhões a menos que em 2015, quando foram de R$ 3.803,1 milhões. Tal variação decorre, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** redução de R$ 139,2 milhões em 2016 em relação a 2015, reflexo, sobretudo, da redução de 886 GWh (104 MW médios) 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 da UHE Jirau.

✓ **Transações no mercado de curto prazo – em especial no âmbito da CCEE:** Entre os exercícios de 2015 e 2016, ocorreu aumento de R$ 115,5 milhões dos custos com essas transações. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 34,3 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2016, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 109,0 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) a partir do final 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*):** no exercício de 2016 houve aumento de R$ 12,9 milhões, devido, principalmente, ao reajuste anual de preços, atenuado por pequena redução de geração hidrelétrica.

✓ **Pessoal:** aumento de R$ 18,2 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 por meio do PDV.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** redução de R$ 29,3 milhões no confronto entre os anos comparados, reflexo, principalmente, da menor demanda de serviços relacionados à manutenção e à conservação das unidades geradoras termelétricas, além dos esforços de racionalização de custos da Companhia.

✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 30,5 milhões nos anos comparados, respectivamente, em decorrência, sobretudo, de grandes revisões realizadas no parque termelétrico da Companhia no fim de 2015, de sua modernização e de novos ativos adicionados ao seu parque gerador.

✓ **Provisões operacionais líquidas:** efeito positivo de R$ 38,8 milhões entre os exercícios de 2016 e de 2015. Contribuiu para o decréscimo no comparativo anual desses custos, principalmente, 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 pela (i) provisão para a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas e pela (ii) provisão para redução de estoques ao valor realizável líquido das usinas termelétricas Charqueadas e Alegrete.

7.3.3 Detalhamento das operações de curto prazo – em especial as transações na Camâra 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 das 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 ao 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 (diferença entre receitas e custos - deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e custos) fruto de transações de curto prazo – em especial as realizadas na CCEE – foi negativo em R$ 65,3 milhões, ante resultado positivo de R$ 235,7 milhões obtido em 2015, ou seja, redução de R$ 301,0 milhões entre os anos comparados.

Essa variação resultou da conjunção dos efeitos a seguir: (i) maior exposição termelétrica em virtude do menor despacho dessa fonte de geração; (ii) redução de receita no MRE em razão de menor geração hidrelétrica no período; e (iii) 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 no resultado 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$ 23,7 milhões no ano de 2016, tendo evitado, no mesmo período, um custo de défice de geração de R$ 92,5 milhões, ambos efeitos líquidos de tributos incidentes diretamente sobre os mesmos.

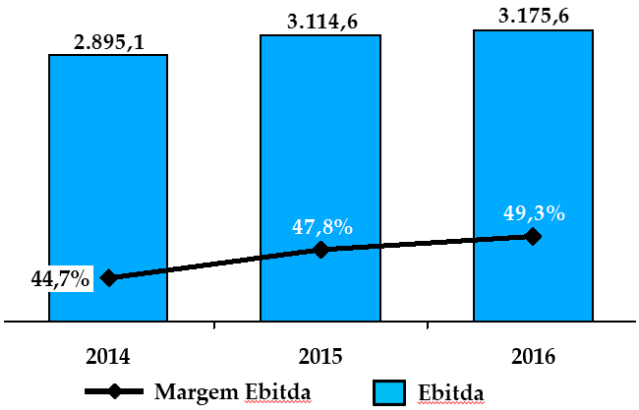
7.3.4 Despesas com vendas, gerais e administrativas

Entre os anos em análise, as despesas com vendas gerais e administrativas passaram de R$ 200,2 milhões para R$ 202,5 milhões, aumento de R$ 2,3 milhões, ou 1,1%. Tal elevação foi consequência, substancialmente, da reversão de provisão cível em 2015, parcialmente atenuada pela redução das despesas com pessoal e administradores, no montante de R$ 7,2 milhões, causada pelo mesmo motivo mencionado anteriormente.

7.3.5 Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, o Ebitda aumentou R$ 61,0 milhões, (ou 2,0%), passando de R$ 3.114,6 milhões em 2015 para R$ 3.175,6 milhões em 2016. A margem Ebitda em 2016 atingiu 49,3%, representando um aumento de 1,5 p.p. em comparação com a de 2015. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) efeito negativo de R$ 301,0 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) redução de R$ 139,2 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) crescimento de R$ 114,5 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) decréscimo de R$ 109,0 milhões no consumo de combustível; (v) elevação de R$ 34,3 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vi) efeito positivo de R$ 28,7 milhões nas provisões operacionais, líquidas; e (vii) diminuição de R$ 4,9 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

Ebitda* e Margem Ebitda



** Ebitda representa lucro líquido + Imposto de Renda e Contribuição Social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.*

A fim de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela a seguir:

Reconciliação do lucro líquido com o Ebitda

(Valores em R$ milhões)	2014	2015	2016	Var. % 2016 / 2015
Lucro líquido	1.383,1	1.501,3	1.548,3	3,1
(+) Imposto de renda e contribuição social	573,5	531,9	518,4	-2,5
(+) Despesas financeiras, líquidas	346,3	470,6	354,9	-24,6
(+) Depreciação e amortização	592,1	600,5	630,3	5,0
Ebitda	**2.895,0**	**3.104,3**	**3.051,9**	**-1,7**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	0,0	10,3	120,9	1.073,8
(+) Resultado de Participações Societárias	0,0	0,0	2,8	-
Ebitda ajustado	**2.895,0**	**3.114,6**	**3.175,6**	**2,0**

7.3.6 Provisão para redução ao valor recuperável

No ano de 2016, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 120,9 milhões, dos quais R$ 76,0 milhões correspondem aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 44,9 milhões a ativos de geração termelétrica. Já em 2015, o valor provisionado foi de R$ 10,3 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 em razão 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 uma 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 ENGIE Brasil Energia constituiu um *impairment* de R$ 76,0 milhões, correspondente ao valor contábil excedente à estimativa do valor de venda dos ativos.

7.3.7 Resultado Financeiro

Receitas financeiras

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 117,1 milhões (ou 41,7%), passando de R$ 280,8 milhões em 2015 para R$ 397,9 milhões em 2016. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 71,4 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) acréscimo de R$ 38,8 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$ 17,7 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$ 5,6 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras

Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 751,4 milhões para R$ 752,8 milhões, ou seja, R$ 1,4 milhão (ou 0,2%), resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) reconhecimento em 2016 de R$ 57,6 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$ 56,0 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (iii) aumento de R$ 27,7 milhões nos juros líquidos sobre provisões e no passivo atuarial; (iv) redução de R$ 22,5 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar, e (v) decréscimo de R$ 1,4 milhão de impostos sobre operações financeiras.

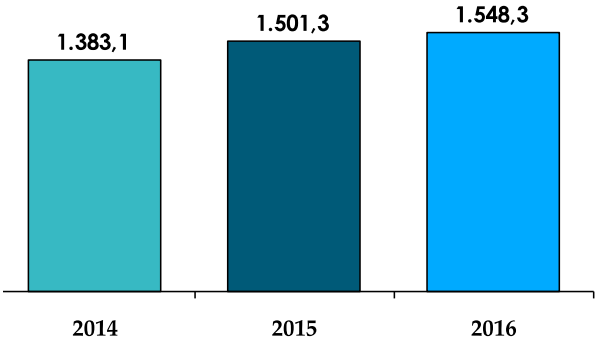
7.3.8 Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As despesas com IR e CSLL passaram de R$ 531,9 milhões em 2015 para R$ 518,4 milhões em 2016: diminuição de R$ 13,5 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 Ponte de Pedra. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2016 ficaram em 26,2% e 25,1%, respectivamente.

7.3.9 Lucro líquido

O lucro líquido passou de R$ 1.501,3 milhões em 2015 para R$ 1.548,3 milhões em 2016, ou seja, elevação de R$ 47,0 milhões, ou 3,1%. Tal variação decorreu, principalmente, destes fatores: (i) crescimento de R$ 61,0 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R$ 29,8 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo do impairment no montante de R$ 110,6 milhões; (iv) redução de R$ 115,7 milhões das despesas financeiras líquidas; (v) diminuição de R$ 13,5 milhões do IR e da CSLL; e (vi) despesa de equivalência patrimonial de R$ 2,8 milhões.

Lucro líquido
(R$ milhões)



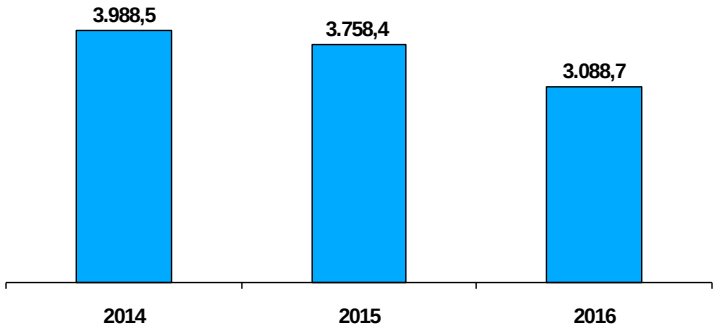
7.3.10 Endividamento

Em 31 de dezembro de 2016, a dívida bruta total consolidada, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida de operações de hedge, totalizava R$ 3.088,7 milhões — decréscimo de 17,8% (R$ 669,7 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2015.

Do total da dívida ao fim de 2016, não havia parcela denominada em moeda estrangeira, sendo que ao final de 2015 essa parcela era de 34,2%. Os empréstimos em moeda estrangeira e seus respectivos hedges foram liquidados em dezembro de 2016, na data de vencimento.

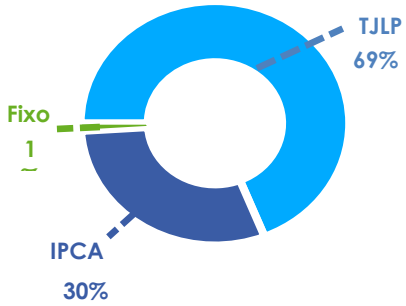
A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre 2015 e 2016: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 35,3 milhões, destinados aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e para ampliação da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) geração de R$ 384,1 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; (iii) 6ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no montante líquido de R$ 585,8 milhões; (iv) R$ 1.524,2 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures; e (v) R$ 150,7 milhões em transferência de financiamentos de subsidiárias reclassificadas para ativo mantido para venda.

Dívida bruta
(em R$ milhões)

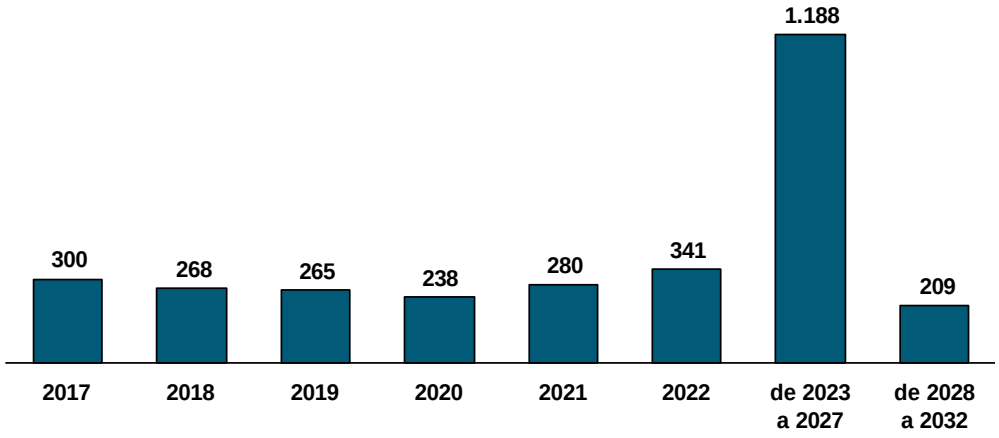


O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim de 2016 foi de 10,5%.

Composição da dívida
(em 31.12.2016)



Cronograma de vencimento da dívida
(em R$ milhões)



Em 31 de dezembro de 2016, a dívida líquida (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R$ 1.093,2 milhões, redução de 10,0% em relação ao registrado ao fim do 2015.

Dívida líquida
(em R$ milhões)

	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	Var. % 2016/ 2015
Dívida bruta	4.052,7	4.247,2	3.088,7	-27,3
Resultado de operações com derivativos	(64,2)	(488,8)	0,0	-100,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(146,0)	(146,8)	(180,2)	22,8
Caixa e equivalentes de caixa	(1.604,7)	(2.396,9)	(1.815,3)	-24,3
Dívida líquida total	**2.237,8**	**1.214,8**	**1.093,2**	**-10,0**

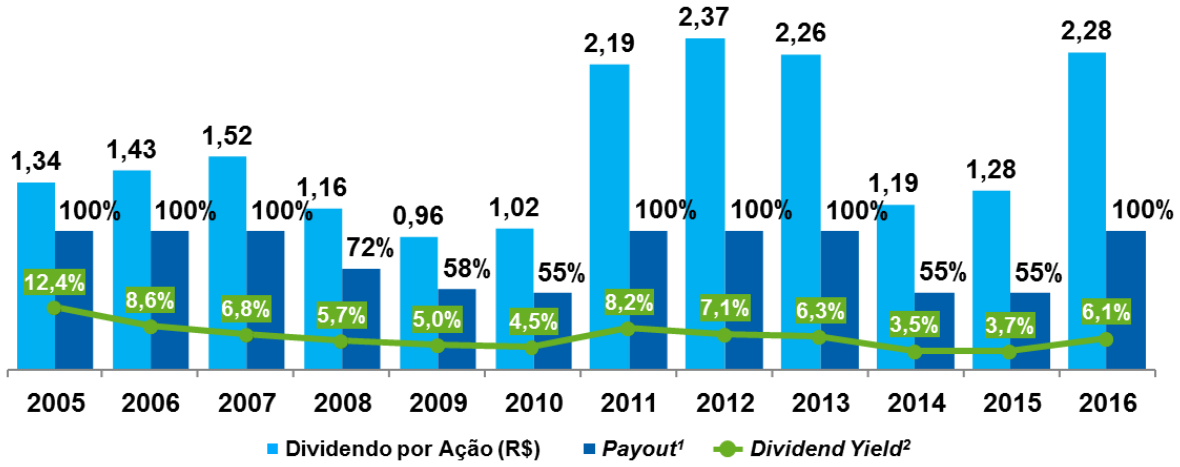
7.3.11 Investimentos

Em 2016, a Companhia investiu R$ 1.189,7 milhões na construção, manutenção e revitalização de seu parque gerador, bem como na aquisição de projetos. A construção das Usinas Eólicas Santa Mônica e Campo Largo, da Usina Termelétrica Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú e da Usina Termelétrica Ferrari demandou R$ 875,1 milhões. As obras para manutenção do parque gerador receberam investimentos de R$ 191,6 milhões, visando a manter alto o fator de disponibilidade das usinas. Na modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo foram investidos R$ 97,8 milhões. Adicionalmente, em 2016, a Companhia adquiriu projetos no valor total de R$ 25,2 milhões.

7.3.12 Dividendos complementares propostos

O total de proventos propostos pelo Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia relativos a 2016, incluindo juros sobre o capital próprio, somou R$ 1.487,3 milhões, o equivalente a R$ 2,278604 por ação ou 100% do lucro líquido distribuível ajustado. Esses valores ainda devem ser ratificados pela Assembleia Geral Ordinária.

Histórico de distribuição de dividendos (payout)



[1] Considera o lucro líquido ajustado do exercício.
[2] Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

7.3.13 Mercado de capitais

Em virtude da nova denominação social, desde 21 de julho de 2016 as ações de emissão da Companhia passaram a ser negociadas na BM&FBOVESPA sob o novo nome de pregão ENGIE BRASIL e o código (*ticker*) EGIE3, em substituição ao antigo código TBLE3. Além da presença no mercado de capitais brasileiro, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível I negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código EGIEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

A presença no Novo Mercado – o mais alto nível de governança corporativa da BM&FBovespa – amplia os direitos dos acionistas e assegura a qualidade das informações divulgadas acerca dos negócios. A seguir, são listados os índices dos quais a ENGIE Brasil Energia faz parte:

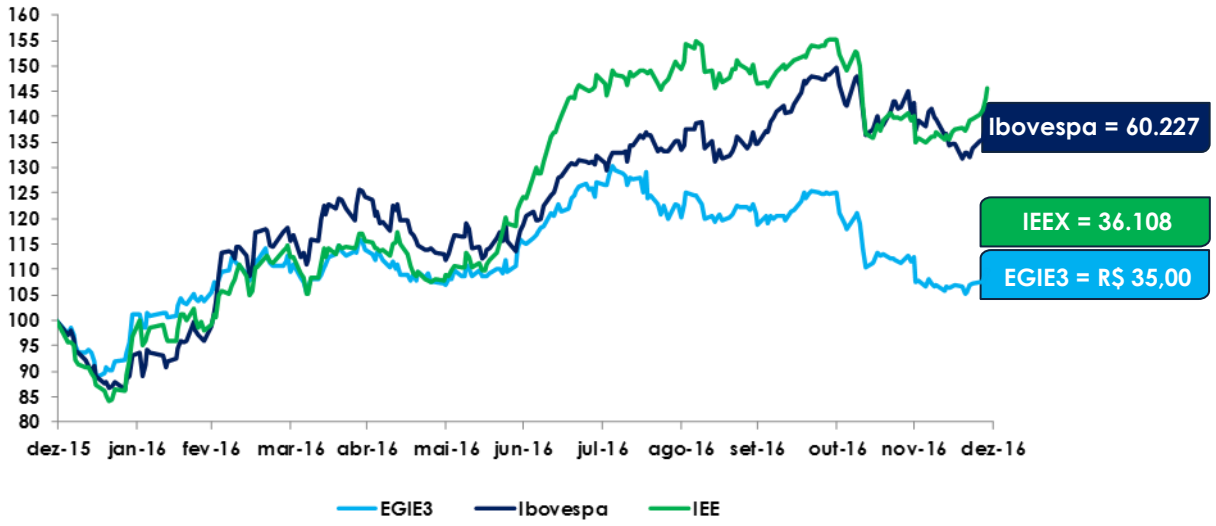
- Índice Bovespa (Ibovespa)
- Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC)
- Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (ITAG)
- Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)
- Índice de Energia Elétrica (IEE)
- Vigeo Eiris EM 70

Desempenho das ações

Após três anos consecutivos de queda, o Ibovespa, índice de referência do mercado acionário brasileiro, registrou incremento de 38,9% em 2016, quando comparado ao desempenho do ano anterior, mesmo diante da forte volatilidade, marcado por um cenário político bastante conturbado. A variação refletiu essencialmente o otimismo dos investidores com o *impeachment* da ex-presidente, e com isso a expectativa de maior estabilidade política e fiscal, segundo avaliações do mercado. No cenário externo, o ano de 2016 foi marcado pelo inesperado resultado do referendo do *Brexit*, pelas perdas de valor de mercado do *Deutsche Bank*, pelas incertezas políticas em países como França e Itália e a eleição de Donald Trump nos Estados Unidos.

Nesse cenário, as ações da ENGIE Brasil Energia encerraram 2016 com valorização de 9,9% na comparação com 2015, resultado inferior aos obtidos pelo Ibovespa e pelo Índice de Energia Elétrica (IEEX), que alcançaram valorização de 38,9% e 45,6%, respectivamente. A EGIE3 finalizou o ano cotada em R$ 35,0, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 22,8 bilhões. No acumulado de 2016, o volume médio diário de negociação atingiu R$ 33,5 milhões, um acréscimo de 20,2% frente ao alcançado em 2015.

EGIE vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31.12.2015)



7.3.14Ratings

Em relação à classificação de risco, a Companhia registrou um rebaixamento em 2016, em decorrência do rebaixamento do rating soberano do Brasil para 'brAA-'. A agência Fitch Ratings rebaixou o rating internacional em moeda estrangeira da Companhia, de BBB- para BB+, com perspectiva negativa.

O rating Nacional de Longo Prazo da ENGIE Brasil Energia permaneceu 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

8. GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

A gestão socioambiental adota pela ENGIE Brasil Energia incorpora uma visão ampla dos negócios, que envolve a geração de valor a partir dos capitais natural, humano e de relacionamento. Completamente inserido na estratégia da Companhia, o conceito de sustentabilidade se reflete nos valores e práticas compartilhados com os diversos públicos com os quais a ENGIE Brasil Energia interage.

8.1 Capital natural

Requisito fundamental à atuação da ENGIE Brasil Energia, a conformidade legal exige monitoramento contínuo da evolução de leis, normas e resoluções de regulação das suas atividades. Procedimentos preventivos são adotados para garantir que todas as usinas do parque gerador mantenham em total regularidade as autorizações e licenças ambientais requeridas pelos órgãos competentes. Adicionalmente, sempre que necessário a Companhia avalia e ajusta operações e processos que garantam o cumprimento das exigências legais e dos compromissos voluntários assumidos.

Em 2016, foram renovadas as licenças de operação das três usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética e de duas linhas de transmissão relativas ao Complexo Eólico Trairi. Além disso, foi obtida a Licença Prévia (LP) da Usina Termelétrica Norte Catarinense.

Programas de meio ambiente

Dentre as diversas ações e programas ambientais incentivados e executados pela Companhia, destacam-se:

- **Proteção de nascentes:** em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor, a ENGIE Brasil Energia desenvolve um programa de conservação de nascentes. Além da conservação dos recursos naturais, a iniciativa tem como objetivo contribuir para a melhoria da qualidade da água consumida pela comunidade, impactando na redução de doenças causadas por organismos patogênicos. Até dezembro de 2016, 1.358 nascentes haviam sido protegidas, 391 delas em 2016, na área de influência de 12 usinas da Companhia.
- **Parques ambientais:** a ENGIE Brasil Energia apoia a implantação e manutenção de Unidades de Conservação nas regiões em que atua. São exemplos dessa prática o Parque Estadual Fritz Plaumann, localizado em Concórdia (SC), e o Parque Natural Municipal Mata do Rio Uruguai Teixeira Soares, em Marcelino Ramos (RS), ambos na área de influência da Usina Hidrelétrica Itá. Outro exemplo é o Parque Ambiental Encantos do Sul, em Capivari de Baixo (SC).

8.2 Capital humano

As Políticas de Recursos Humanos da ENGIE Brasil Energia têm o objetivo de fortalecer a gestão por resultados, sustentada por um ambiente de trabalho ético, justo e responsável, que proporcione qualidade de vida e satisfação aos empregados, garantindo condições de desempenho, desenvolvimento e reconhecimento. Ao final de 2016, 1.044 pessoas integravam o quadro funcional da Companhia (99 em cargos de gerência, 401 em cargos de analista, engenheiro ou especialista e 544 em cargos de operadores, técnicos ou administrativos). Outros 71 profissionais estavam distribuídos entre controladas, sendo 26 na Companhia Energética Estreito, sete na Itá Energética S/A e 38 na Usina Termelétrica Pampa Sul. Somavam-se à força de trabalho da Companhia 820 profissionais terceirizados.

Proporcionar aos empregados um ambiente de trabalho agradável e produtivo, que favoreça o desenvolvimento, a segurança e o bem-estar das pessoas, está entre os principais objetivos das práticas de recursos humanos da Companhia. Nesse sentido, um dos destaques de 2016 foi um projeto-piloto do Programa de Qualidade de Vida, com foco no combate à obesidade. Iniciada com um grupo de empregados do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, a ação inclui acompanhamento nutricional e orientação de atividades físicas, entre outros aspectos. Os resultados desse projeto demonstraram impacto positivo sobre a saúde e a produtividade dos participantes, motivando a Companhia a estender a iniciativa a outras unidades nos próximos anos.

Para avaliar o reflexo dos programas de gestão de pessoas na satisfação dos empregados, a ENGIE Brasil Energia realiza uma pesquisa bienal de clima organizacional. Na edição de 2016, o índice de favorabilidade apontado pelo quadro funcional foi de 73%. Ao todo, 78% dos empregados responderam à pesquisa. Desse total:

- 95% recomendam a ENGIE Brasil Energia como um bom local de trabalho;
- 97% acreditam plenamente nos produtos e serviços oferecidos pela Companhia;
- 96% acreditam que a ENGIE Brasil Energia é uma empresa responsável em relação ao meio ambiente; e
- 95% acreditam que a Companhia é uma empresa socialmente responsável.

Com base nos resultados da pesquisa, a ENGIE Brasil Energia elabora planos de ação específicos, com foco na melhoria contínua de suas políticas e práticas de gestão do clima.

A Companhia se empenha em assegurar a saúde e a segurança de empregados próprios e terceirizados, por meio de programas preventivos específicos e contínuos, com foco tanto em conscientização quanto em gestão de riscos. Como resultado desses programas, o índice de acidentes chegou a zero em 2015. Porém, apesar do esforço permanente, em 2016 os indicadores de Saúde e Segurança no Trabalho (SST) regrediram, inclusive com a ocorrência de um acidente fatal, que vitimou um empregado terceirizado.

Ciente de sua responsabilidade, a Companhia vem intensificando as exigências relativas a SST junto a empresas contratadas, incluindo, em alguns casos, sanções econômicas em caso de descumprimento. Em complemento, foi iniciada uma campanha de conscientização para incentivar os empregados a registrar, com frequência e precisão, os incidentes de trabalho, a fim de identificar vulnerabilidades e corrigi-las.

Indicadores de Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	2014	2015	2016
Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[1]	1,450	0,000	0,490
Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[2]	0,062	0,000	0,002
Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[1]	2,870	0,540	1,520
Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[2]	0,023	0,000	0,001

1) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco
2) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco

O respeito e a transparência na relação com os empregados nortearam os encaminhamentos relacionados à gestão de pessoas no processo de encerramento das atividades da Usina Hidrelétrica Charqueadas, no Rio Grande do Sul. Dos 72 profissionais alocados no empreendimento, cinco optaram pela rescisão contratual, 30 aderiram ao Plano de Demissão Voluntária (PDV) proposto pela Companhia e 37 foram aprovados no processo seletivo para trabalhar na Usina Termelétrica Pampa Sul, em construção no município gaúcho de Candiota.

8.3 Capital de relacionamento

Comunidades

As comunidades do entorno da sede e das usinas da ENGIE Brasil Energia representam agentes fundamentais à sustentabilidade da Companhia. Pautado pelo respeito mútuo, o relacionamento com esse público tem como base a construção de parcerias com agentes locais – tais como universidades, organizações do terceiro setor e entidades representativas –, de modo a contribuir, de forma efetiva, para o desenvolvimento local sustentável.

Uma das principais ações de relacionamento com as comunidades em que a Companhia está inserida são os Centros de Cultura e Sustentabilidade. Implantados com apoio ENGIE Brasil Energia desde 2011, esses espaços contribuem significativamente para o desenvolvimento sustentável de municípios de pequeno porte.

Os principais objetivos desses centros são:

• Incentivar a valorização dos costumes e tradições locais nas comunidades em que a Tractebel Energia está inserida.

• Instigar os jovens à busca de conhecimento, por meio da inclusão social e digital, contribuindo para gerar emprego, renda e redução do êxodo rural e urbano.

• Proporcionar diversos espaços de convívio comunitário, para todo e qualquer tipo de manifestação cultural, tais como artes cênicas, artes plásticas, apresentações de dança, shows musicais e reproduções cinematográficas.

• Tornar os Centros de Cultura e Sustentabilidade empreendimentos economicamente sustentáveis, com um programa estruturado de geração de receita e controle de custos.

Ao final de 2016, cinco centros estavam em operação: Centro de Cultura de Entre Rios do Sul (SC), Centro de Cultura de Alto Bela Vista (SC), Centro de Cultura e Sustentabilidade de Capivari de Baixo (SC), Centro de Cultura de Quedas do Iguaçu (PR) e o Centro de Cultura de Concórdia (SC), implantando em parceria com a prefeitura municipal. Para 2017, está previsto o centro de Minaçu (GO).

A Companhia também incentivou a criação da REDE, organização que reúne gestores dos Centros em operação e em implantação, para que, juntos, promovam a troca de boas práticas e o intercâmbio de atividades culturais, fortalecendo suas relações com órgãos públicos e privados em busca da sustentabilidade dos empreendimentos. A primeira reunião da REDE foi realizada em setembro de 2016, no Centro de Cultura e Sustentabilidade de Capivari de Baixo (SC).

Capacitar

Em 2016 foi lançado pela Companhia o Programa Capacitar, focado no intercâmbio sociocultural para melhoria da qualidade de vida das comunidades de entorno dos empreendimentos. O programa prevê a capacitação de líderes e agentes comunitários para a gestão de projetos viabilizados por meio de incentivos fiscais concedidos em âmbito federal, tais como Lei de Incentivo à Cultura (Lei Rouanet), Lei de Incentivo ao Esporte, Fundo da Infância e Adolescência, Fundo do Idoso, Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (Pronon) e Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência (Pronas/PCD).

O programa atua em três eixos principais: capacitação por meio da distribuição de material impresso, encontros presenciais e cursos online. Para conhecer mais sobre o projeto, basta acessar www.capacitar.vc. Ao longo de 2016, foram realizados três encontros presenciais, nos municípios de Capivari de Baixo (SC), Minaçu (GO) e Florianópolis (SC).

Outra importante ação de engajamento com as comunidades é o programa de visitação às usinas. Em parceria com outras entidades, a Companhia mantém programas estruturados para visitações de estudantes, pesquisadores e turistas às usinas de seu parque gerador, apresentando como funcionam os empreendimentos e os programas socioambientais desenvolvidos. O programa é complementado por apresentações em escolas e outros ambientes comunitários, com foco nos mesmos temas e ênfase em educação ambiental. Em 2016, 92.154 pessoas participaram do programa.

Ao longo do ano, a Companhia investiu R$ 26,6 milhões em ações de responsabilidade social, dos quais 18,9% correspondiam a recursos próprios e 81,1% a recursos incentivados, conforme demonstra o quadro a seguir.

Investimentos em Responsabilidade Social (em milhares de R$)	**2014**	**2015**	**2016**	**Var. 2016/ 2015**
Investimentos não incentivados	4.354,28	3.304,36	5.044,28	52,7%
Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência (FIA)	1.887,43	1.709,01	2.544,27	48,9%
Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura (Lei Rouanet)	9.396,10	7.465,44	10.184,72	36,4%
Investimentos pela Lei de Incentivo ao Esporte	1.319,04	1.420,00	2.565,29	80,7%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (Pronon)	1.220,60	637,77	2.573,80	303,6%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência (Pronas/PCD)		550,00	1.310,20	138,2%
Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	0,00	234,44	2.348,33	901,7%
Total	18.177,45	15.321,02	26.570,89	73,4%

8.4 Sustentabilidade no setor elétrico

O contexto do setor energético, em âmbito global, exige que os agentes do setor atuem e planejem suas ações futuras com base nos preceitos do desenvolvimento sustentável. As mudanças estruturais nos sistemas de energia, que caracterizam a chamada transição energética, têm levado empresas e governos a direcionar esforços no sentido de tornar a oferta de energia cada vez mais abrangente e eficiente, ao mesmo tempo em que se reduzam as emissões de carbono. O objetivo é encontrar o equilíbrio entre a ampliação do acesso à energia e a mitigação das mudanças do clima, a fim de que seja cumprida a meta estabelecida pelo Acordo de Paris, em 2015: manter em no máximo 2ºC o aumento da temperatura global em relação aos níveis pré-industriais.

Além da necessidade de descarbonização, outros fatores têm motivado a evolução da transição energética, tais como:

- Maior acesso aos painéis fotovoltaicos: de acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis (Irena), o preço dos painéis caiu 80% nos últimos sete anos, tornando a geração de energia solar uma alternativa economicamente viável a uma parcela maior de consumidores.
- Digitalização: novas tecnologias permitem ganho em eficiência energética e automação de sistemas relacionados à geração e ao consumo, ampliando a confiabilidade, a economia e o conforto oferecidos aos consumidores.
- Descentralização: a possibilidade de qualquer pessoa ou empresa, em qualquer lugar, gerar energia por meio de painéis fotovoltaicos, mesmo sem estar conectado a uma rede, favorece a autonomia dos consumidores.

No Brasil, somam-se a essas motivações o histórico de custo elevado da energia para o consumidor final, o que amplia a busca por geração autônoma, além dos riscos associados a racionamentos decorrentes de crises hídricas. Nesse cenário, governos, sociedade civil e empresas do setor demandam e são demandados a planejar e agir para enfrentar os desafios que essa transição impõe e que envolvem questões tecnológicas, culturais, econômicas e políticas.

8.5 Balanço Social

1 – Base de cálculo	2016 (R$ mil)				2015 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)	6.442.371				6.512.037			
Resultado Operacional (RO)	2.066.773				2.033.232			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	182.630				170.130			
Valor Adicionado Total (VAT)	4.199.756				4.121.326			
2 – Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	16.477	9,02	0,26	0,39	17.021	10,00	0,26	0,41
Encargos sociais compulsórios	63.868	34,97	0,99	1,52	58.031	34,11	0,89	1,41
Previdência privada	42.331	23,18	0,66	1,01	39.304	23,10	0,60	0,95
Saúde	16.954	9,28	0,26	0,40	17.758	10,44	0,27	0,43
Segurança e saúde no trabalho	6.078	3,33	0,09	0,14	5.741	3,37	0,09	0,14
Educação	512	0,28	0,01	0,01	729	0,43	0,01	0,02
Cultura	24	0,01	0,00	0,00	29	0,02	0,00	0,00
Capacitação e desenvolvimento profissional	5.274	2,89	0,08	0,13	3.591	2,11	0,06	0,09
Creches ou auxílio-creche	178	0,10	0,00	0,00	153	0,09	0,00	0,00
Esporte	500	0,27	0,01	0,01	508	0,30	0,01	0,01
Participação nos lucros ou resultados	44.126	24,16	0,68	1,05	43.121	25,35	0,66	1,05
Transporte	4.290	2,35	0,07	0,10	4.258	2,50	0,07	0,10
Outros	1.456	0,80	0,02	0,03	1.207	0,71	0,02	0,03
Total – Indicadores sociais internos	**202.068**	**110,64**	**3,14**	**4,81**	**191.451**	**112,53**	**2,94**	**4,65**
3 – Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	120	0,01	0,00	0,00	133	0,01	0,00	0,00
Cultura	13.691	0,66	0,21	0,33	8.204	0,40	0,13	0,20
Saúde e saneamento	3.884	0,19	0,06	0,09	1.130	0,06	0,02	0,03
Esporte	2.575	0,12	0,04	0,06	1.330	0,07	0,02	0,03
Outros	6.298	0,30	0,10	0,15	4.518	0,22	0,07	0,11
Total das contribuições para a sociedade	**26.568**	**1,29**	**0,41**	**0,63**	**15.315**	**0,75**	**0,24**	**0,37**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.175.089	56,86	18,24	27,98	1.218.473	59,93	18,71	29,57
Total – Indicadores sociais externos	**1.201.657**	**58,14**	**18,65**	**28,61**	**1.233.788**	**60,68**	**18,95**	**29,94**
4 – Indicadores ambientais	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
4.1 – Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa								
Passivos e contingências ambientais	10.170	0,49	0,16	0,24	11.448	0,56	0,18	0,28
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	9.959	0,48	0,15	0,24	24.151	1,19	0,37	0,59
Outros	991	0,05	0,02	0,02	7.878	0,39	0,12	0,19
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	**21.120**	**1,02**	**0,33**	**0,50**	**43.477**	**2,14**	**0,67**	**1,05**
4.2 – Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	934	0,05	0,01	0,02	1.106	0,05	0,02	0,03
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.254	0,21	0,07	0,10	4.848	0,24	0,07	0,12
Outros	5.467	0,26	0,08	0,13	1.377	0,07	0,02	0,03
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**10.655**	**0,52**	**0,17**	**0,25**	**7.331**	**0,36**	**0,11**	**0,18**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**31.775**	**1,54**	**0,49**	**0,76**	**50.808**	**2,50**	**0,78**	**1,23**
Distribuição dos investimentos em meio ambiente	**em mil R$**		**% sobre total**		**em mil R$**		**% sobre total**	
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	8.823		27,77		23.315		45,89	
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	20.745		65,29		24.638		48,49	
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	2.207		6,95		2.855		5,62	
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	21				24			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental determinadas administrativa e/ou judicialmente:	36,00				-			
Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos e o consumo em geral na produção/operação, para aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	( ) Não tem metas				( ) Não tem metas			
	( ) Cumpre de 51% a 75%				( ) cumpre de 51% a 75%			
	(X) Cumpre de 0% a 50%				(X) cumpre de 0% a 50%			
	( ) Cumpre de 76% a 100%				( ) cumpre de 76% a 100%			

5 – Indicadores do corpo funcional	2016 (em unidades)	2015 (em unidades)
Número de empregados(as) no fim do período	1044	1135
Número de admissões durante o período	83	48
Número de desligamentos durante o período	174	45
Número de empregados(as) tercerizados(as)	820	1023
Número de estagiários(as)	81	67
Número de empregados(as) acima de 45 anos	323	439
Número de empregados por faixa etária:		
Menores de 18 anos	2	2
De 18 a 35 anos	459	468
De 36 a 45 anos	260	226
De 46 a 60 anos	315	419
Acima de 60 anos	8	20
Número de empregados por nível de escolaridade:		
Analfabetos	0	0
Com ensino fundamental	4	5
Com ensino médio/técnico	565	640
Com ensino superior	294	336
Pós-Graduados	181	154
Número e percentual de mulheres que trabalham na	173 (16,54%)	179 (15,8%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	8,6%	9,5%
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	871 (83,46%)	956 (84,2%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	10,1%	10,7%
Número de negros(as) que trabalham na empresa	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	35	35
Diferença entre o menor salário pago pela empresa e o salário-mínimo (nacional ou regional)	1	1
Diferença entre o menor salário pago pela empresa e o salário-mínimo	1	1
6 – Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	**2016**	**2015**
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	20,4	20,4
Número total de acidentes de trabalho	ENGIE: 1 Prestadores de Serviços: 7	ENGIE: 0 Prestadores de Serviços: 3
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) Direção	( ) Direção
	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	( ) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Todos(as) os(as) empregados(as)
	(X) Todos(as) + CIPA	(X) Todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) Não se envolve	( ) Não se envolve
	(X) Segue as normas da OIT	(X) Segue as normas da OIT
	( ) Incentiva e segue a OIT	( ) Incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	( ) Direção	( ) Direção
	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) Direção	( ) Direção
	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) Não são considerados	( ) Não são considerados
	( ) São sugeridos	( ) São sugeridos
	(X) São exigidos	(X) São exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) Não se envolve	( ) Não se envolve
	(X) Apoia	(X) Apoia
	( ) Organiza e incentiva	( ) Organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	(0) Na empresa	(0) Na empresa
	(N.A.) No Procon	(N.A.) No Procon
	(0) Na Justiça	(0) Na Justiça
Número de processos trabalhistas:		
Movidos contra a entidade	461	58
Julgados procedentes (total ou parcialmente)	9	15
Julgados improcedentes	30	37
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da Justiça:	1.187,60	2.165,60

Distribuição do Valor Adicionado	em mil R$	% sobre total	em mil R$	% sobre total
Governo	1.814.508	43,2	1.858.723	45,09
Colaboradores(as)	297.492	7,1	292.274	7,09
Acionistas	1.453.940	34,6	835.687	20,28
Terceiros	539.455	12,8	469.026	11,38
Retido	94.361	2,3	665.616	16,15
7 – Outras Infomações	**2016**		**2015**	
Consumo de água	7.367.730,60 m^3		7.677.604,90 m^3	
Consumo de energia elétrica	150,7 GWh		182,4 GWh	
Quantidade anual de resíduos gerados	1.354.407,90 ton		1.870.226,20 ton	
Quantidade anual de resíduos reciclados	1.352.785,90 ton		1.868.481,30 ton	

9. INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Relatório de Sustentabilidade

Informações complementares e detalhamentos sobre os aspectos socioambientais da Companhia, bem como sobre questões relacionadas à geração de valor para os públicos de relacionamento, serão publicados no Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia, a ser lançado no final do mês de abril de 2017.

Exploração do trabalho infantil, forçado e compulsório de combate à discriminação

A ENGIE Brasil Energia não admite, em hipótese alguma, a exploração do trabalho infantil, forçado ou compulsório e reserva-se o direito de não contratar serviços ou ter relacionamento comercial com entidades que adotem essa prática, assumindo ainda o compromisso de denunciar aos órgãos competentes os casos que por ventura vier a ter conhecimento.

A ENGIE Brasil Energia tem o respeito como um dos seus princípios éticos fundamentais. No que se refere aos direitos humanos, a Companhia está permanentemente atenta a situações sensíveis que possam comprometer a execução de suas atividades, como, por exemplo, o relacionamento com as populações remanejadas.

Ainda neste contexto, cada empregado da ENGIE Brasil Energia deve certificar-se de que não pratica qualquer discriminação por palavras ou atos, particularmente no que se refere à idade, gênero, origens étnicas, sociais ou culturais, religião, opiniões políticas ou sindicais, escolhas de vida pessoais, particularidades ou deficiências físicas.

Todos esses princípios e a conduta esperada de seus empregados, fornecedores e parceiros estão dispostos na Política de Direitos Humanos e no Código de Ética da ENGIE Brasil Energia, amplamente divulgados a todos os públicos em seu website.

Prática do voluntariado

A Companhia é patrocinadora da Junior Achievement e do Instituto Voluntários em Ação.

Identificação do responsável pelas informações sociais e forma de contato

O secretário do Comitê de Sustentabilidade é a pessoa responsável pelas informações sociais e o contato pode ser estabelecido por meio do e-mail: comite_de_sustentabilidade@engie.com.

Auditores Independentes

De acordo com o Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a ENGIE Brasil Energia informa que a KPMG Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, não prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2016.

Declaração da Diretoria

A Diretoria declara, em atendimento ao artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução CVM 480/2009, que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Contábeis contidas neste Relatório e opiniões expressas no parecer dos Auditores Independentes referente às mesmas.

A Administração

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais)

ATIVO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.175.259	1.739.008	1.815.340	2.396.854
Contas a receber de clientes	5	505.348	441.588	824.079	773.602
Dividendos a receber de controladas	33	167.202	208.777	-	-
Estoques	6	102.085	86.100	105.541	88.888
Créditos fiscais a recuperar	7	10.457	6.095	14.589	46.385
Combustível a reembolsar	8	49.472	144.249	49.472	144.249
Depósitos vinculados	9	2.485	2.293	8.760	8.426
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	20	-	488.802	1.490	778.227
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	10	23.991	23.991	26.064	26.064
Outros ativos circulantes		57.534	53.493	90.153	82.237
		2.093.833	**3.194.396**	**2.935.488**	**4.344.932**
Ativos não circulantes mantidos para venda	11	10.922	86.886	419.603	86.886
		2.104.755	**3.281.282**	**3.355.091**	**4.431.818**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Créditos fiscais a recuperar	7	35.894	34.457	37.991	46.763
Depósitos vinculados	9	8.500	10.160	185.768	158.139
Depósitos judiciais	12	148.390	130.020	149.730	132.480
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	20	-	-	1.965	130.240
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	10	139.398	163.388	171.015	197.079
Outros ativos não circulantes		12.208	12.175	65.833	51.994
		344.390	**350.200**	**612.302**	**716.695**
Investimentos	13	**4.442.140**	**3.719.135**	**4.886**	**-**
Imobilizado	14	**5.276.572**	**5.464.264**	**10.194.898**	**9.897.550**
Intangível	15	**20.838**	**17.262**	**252.514**	**243.323**
		10.083.940	**9.550.861**	**11.064.600**	**10.857.568**
TOTAL		**12.188.695**	**12.832.143**	**14.419.691**	**15.289.386**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	16	211.777	372.502	371.149	573.573
Dividendos e juros sobre o capital próprio	28	371.478	269.470	372.040	271.021
Empréstimos e financiamentos	17	137.759	1.553.004	283.196	1.712.490
Debêntures	18	16.547	489	16.547	489
Concessões a pagar	19	59.907	55.388	65.408	60.572
Imposto de renda e contribuição social a pagar	21	54.210	1.570	81.023	17.799
Outras obrigações fiscais e regulatórias	22	61.370	67.996	88.632	97.665
Obrigações trabalhistas	23	90.655	106.579	94.753	108.016
Provisões	24	34.020	24.761	35.001	25.727
Obrigações com benefícios de aposentadoria	25	27.219	22.189	27.219	22.189
Outros passivos circulantes		117.540	30.944	206.330	87.836
		1.182.482	**2.504.892**	**1.641.298**	**2.977.377**
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	11	-	-	159.496	-
		1.182.482	**2.504.892**	**1.800.794**	**2.977.377**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	17	578.234	664.522	2.001.081	2.353.268
Debêntures	18	787.908	180.947	787.908	180.947
Concessões a pagar	19	2.235.059	1.965.193	2.281.968	2.009.980
Provisões	24	287.382	243.414	292.106	246.873
Obrigações com benefícios de aposentadoria	25	272.248	255.552	272.248	255.552
Imposto de renda e contribuição social diferidos	26	214.112	369.210	311.331	558.826
Outros passivos não circulantes		20.043	8.541	57.861	64.427
		4.394.986	**3.687.379**	**6.004.503**	**5.669.873**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	27				
Capital social		2.829.056	2.445.766	2.829.056	2.445.766
Reserva de capital		-	91.695	-	91.695
Reservas de lucros		2.926.369	2.833.116	2.926.369	2.833.116
Aumento de capital e dividendos adicionais propostos		409.644	499.986	409.644	499.986
Ajustes de avaliação patrimonial		446.158	769.309	446.158	769.309
		6.611.227	**6.639.872**	**6.611.227**	**6.639.872**
Participação de acionista não controlador		-	-	3.167	2.264
		6.611.227	**6.639.872**	**6.614.394**	**6.642.136**
TOTAL		**12.188.695**	**12.832.143**	**14.419.691**	**15.289.386**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	29	**4.260.985**	**4.049.469**	**6.442.371**	**6.512.037**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda		(474.330)	(428.242)	(1.643.327)	(1.782.558)
Transações no mercado de energia de curto prazo		(143.242)	(16.450)	(182.416)	(66.885)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão		(326.668)	(298.641)	(397.402)	(363.127)
Custo de produção de energia elétrica	30	(1.125.154)	(1.239.503)	(1.447.973)	(1.562.116)
Custo dos serviços prestados	30	(30.304)	(28.396)	(30.339)	(28.409)
		(2.099.698)	**(2.011.232)**	**(3.701.457)**	**(3.803.095)**
LUCRO BRUTO		**2.161.287**	**2.038.237**	**2.740.914**	**2.708.942**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	30	(9.724)	(9.962)	(17.246)	(17.461)
Despesas gerais e administrativas	30	(180.170)	(177.724)	(185.248)	(182.757)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	11/14	(106.226)	(10.298)	(120.869)	(10.298)
Outras receitas operacionais, líquidas		6.811	5.143	6.898	5.404
		(289.309)	**(192.841)**	**(316.465)**	**(205.112)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	13	397.622	416.049	(2.832)	-
Amortização de ágio	13	(3.341)	(3.341)	-	-
		394.281	**412.708**	**(2.832)**	**-**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**2.266.259**	**2.258.104**	**2.421.617**	**2.503.830**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	31	287.252	211.719	397.921	280.830
Despesas financeiras	31	(660.080)	(609.771)	(752.765)	(751.428)
		(372.828)	**(398.052)**	**(354.844)**	**(470.598)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**1.893.431**	**1.860.052**	**2.066.773**	**2.033.232**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	32	(498.759)	(175.107)	(636.385)	(324.986)
Diferido	32	152.631	(184.553)	117.913	(206.943)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.547.303**	**1.500.392**	**1.548.301**	**1.501.303**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		**1.547.303**	**1.500.392**	**1.547.303**	**1.500.392**
Acionista não controlador		**-**	**-**	**998**	**911**
		1.547.303	**1.500.392**	**1.548.301**	**1.501.303**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS		**2,3705**	**2,2986**	**2,3720**	**2,3000**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.547.303**	**1.500.392**	**1.548.301**	**1.501.303**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	25	(7.255)	21.013	(7.255)	21.013
Imposto de renda e contribuição social diferidos		2.467	(7.145)	2.467	(7.145)
		(4.788)	**13.868**	**(4.788)**	**13.868**
- Serão reclassificados para o resultado					
Hedge de fluxo de caixa					
(Perdas) Ganhos não realizados originados no exercício		-	-	(437.494)	391.332
Imposto de renda e contribuição social diferidos		-	-	148.748	(133.054)
Ganhos realizados originados no exercício		-	-	4.782	13.647
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(283.964)	271.925	-	-
	20	**(283.964)**	**271.925**	**(283.964)**	**271.925**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**1.258.551**	**1.786.185**	**1.259.549**	**1.787.096**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		**1.258.551**	**1.786.185**	**1.258.551**	**1.786.185**
Acionista não controlador		**-**	**-**	**998**	**911**
		1.258.551	**1.786.185**	**1.259.549**	**1.787.096**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais)

				Reservas de lucros					Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Aumento de capital e dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação de acionista não controlador	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 31.12.2014		**2.445.766**	**91.695**	**489.153**	**73.973**	**1.854.587**	**172.081**	**-**	**488.660**	**35.130**	**5.651.045**	**3.904**	**5.654.949**
Dividendos adicionais de 2014 pagos		-	-	-	-	-	(172.081)	-	-	-	**(172.081)**	-	**(172.081)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.500.392	-	-	**1.500.392**	911	**1.501.303**
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	25	-	-	-	-	-	-	-	-	13.868	**13.868**	-	**13.868**
Hedge de fluxo de caixa de controladas	20	-	-	-	-	-	-	-	-	271.925	**271.925**	-	**271.925**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	40.274	(40.274)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:													
- Reserva de incentivos fiscais	27	-	-	-	22.891	-	-	(22.891)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares pagos	28	-	-	-	-	-	-	(311.277)	-	-	**(311.277)**	(2.551)	**(313.828)**
- Juros sobre o capital próprio creditados	28	-	-	-	-	-	-	(314.000)	-	-	**(314.000)**	-	**(314.000)**
- Aumento de capital proposto	27	-	-	-	-	-	290.487	(290.487)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos adicionais propostos	28	-	-	-	-	-	209.499	(209.499)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de retenção de lucros	28	-	-	-	-	392.512	-	(392.512)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2015		**2.445.766**	**91.695**	**489.153**	**96.864**	**2.247.099**	**499.986**	**-**	**448.386**	**320.923**	**6.639.872**	**2.264**	**6.642.136**
Dividendos adicionais de 2015 pagos		-	-	-	-	-	(209.499)	-	-	-	**(209.499)**	-	**(209.499)**
Aumento de capital social	27	383.290	(91.695)	-	(1.108)	-	(290.487)	-	-	-	**-**	-	**-**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.547.303	-	-	**1.547.303**	998	**1.548.301**
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	25	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.788)	**(4.788)**	-	**(4.788)**
Hedge de fluxo de caixa de controladas	20	-	-	-	-	-	-	-	-	(283.964)	**(283.964)**	-	**(283.964)**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	34.399	(34.399)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:													
- Reserva legal	27	-	-	76.658	-	-	-	(76.658)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	27	-	-	-	17.703	-	-	(17.703)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares pagos	28	-	-	-	-	-	-	(645.197)	-	-	**(645.197)**	(95)	**(645.292)**
- Juros sobre o capital próprio creditados	28	-	-	-	-	-	-	(432.500)	-	-	**(432.500)**	-	**(432.500)**
- Dividendos adicionais propostos	28	-	-	-	-	-	409.644	(409.644)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2016		**2.829.056**	**-**	**565.811**	**113.459**	**2.247.099**	**409.644**	**-**	**413.987**	**32.171**	**6.611.227**	**3.167**	**6.614.394**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO) PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.893.431	1.860.052	2.066.773	2.033.232
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(394.281)	(412.708)	2.832	-
Depreciação e amortização	420.209	393.360	630.246	600.425
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	106.226	10.298	120.869	10.298
Variação monetária	149.348	204.566	172.971	218.323
Juros	432.184	362.227	473.894	471.241
Constituição de provisões operacionais, líquidas	24.874	54.677	25.474	54.193
Outros	2.322	11.991	2.798	12.139
Lucro ajustado	**2.634.313**	**2.484.463**	**3.495.857**	**3.399.851**
(Aumento) redução nos ativos				
Contas a receber de clientes	(39.873)	29.467	(44.149)	(54.660)
Estoques	(22.179)	(19.004)	(22.906)	(18.629)
Créditos fiscais a recuperar	(104.805)	(52.447)	(96.776)	(33.782)
Combustível a reembolsar	94.777	198.972	94.777	198.972
Indenização de seguro a receber	-	208.808	-	208.808
Depósitos vinculados e judiciais	(2.137)	51.547	(2.855)	45.203
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	23.990	(187.379)	26.064	(223.143)
Outros ativos	42.723	(3.710)	37.599	(13.820)
(Redução) aumento nos passivos				
Fornecedores	(201.768)	(167.181)	(231.649)	(133.462)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	4.014	-	(1.010)	(1.323)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(15.491)	35.507	(19.845)	39.431
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(21.349)	(11.980)	(21.349)	(11.980)
Outros passivos	74.630	(34)	85.247	1.191
Caixa gerado pelas operações	**2.466.845**	**2.567.029**	**3.299.005**	**3.402.657**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(365.573)	(338.674)	(457.616)	(477.035)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(171.002)	(197.216)	(316.595)	(347.010)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	**1.930.270**	**2.031.139**	**2.524.794**	**2.578.612**

Continua na próxima página

Continuação

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Atividades de investimento				
Dividendos recebidos de controladas	329.249	71.937	-	-
Aumento de capital em controladas e controladas em conjunto	(896.503)	(476.325)	(3.859)	-
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes das empresas adquiridas	(3.859)	-	(23.631)	(26.200)
Aplicação no imobilizado	(254.636)	(270.255)	(1.166.583)	(723.996)
Aplicação no intangível	(8.266)	(11.698)	(9.000)	(28.735)
Caixa e equivalentes de subsidiárias transferidas para ativo mantido para venda	-	-	(69.040)	-
Caixa líquido das atividades de investimento	**(834.015)**	**(686.341)**	**(1.272.113)**	**(778.931)**
Atividades de financiamento				
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	621.123	93.113	621.123	137.995
Empréstimos e financiamentos pagos	(1.055.201)	(263.017)	(1.209.544)	(413.681)
Parcelas de concessões pagas	(58.809)	(53.852)	(64.491)	(59.006)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(4.189)	33.408	(23.689)	16.425
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.162.928)	(702.906)	(1.164.012)	(704.335)
Outros	-	-	6.418	15.044
Caixa líquido das atividades de financiamento	**(1.660.004)**	**(893.254)**	**(1.834.195)**	**(1.007.558)**
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa	**(563.749)**	**451.544**	**(581.514)**	**792.123**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	1.739.008	1.287.464	2.396.854	1.604.731
Saldo final	1.175.259	1.739.008	1.815.340	2.396.854
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa	**(563.749)**	**451.544**	**(581.514)**	**792.123**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 36 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita bruta de vendas	4.727.929	4.518.289	7.127.466	7.229.293
Receita relativa à construção de usinas	-	-	1.022.182	509.577
Outros	23.635	39.220	23.722	39.481
	4.751.564	**4.557.509**	**8.173.370**	**7.778.351**
(-) Insumos				
Energia elétrica comprada para revenda	(474.330)	(428.242)	(1.643.327)	(1.782.558)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(143.242)	(16.450)	(182.416)	(66.885)
Encargos de uso de rede elétrica e conexão	(326.668)	(298.641)	(397.402)	(363.127)
Combustíveis para a produção de energia	(131.005)	(230.716)	(141.000)	(249.984)
Materiais e serviços de terceiros	(164.261)	(197.683)	(228.679)	(255.943)
Seguros	(24.903)	(20.951)	(31.153)	(26.520)
Constituição de provisões operacionais, líquidas	(24.874)	(54.677)	(25.474)	(54.193)
Gastos com a construção de usinas	-	-	(925.449)	(475.846)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(106.226)	(10.298)	(120.869)	(10.298)
Outros	(38.447)	(48.166)	(42.688)	(52.076)
	(1.433.956)	**(1.305.824)**	**(3.738.457)**	**(3.337.430)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.317.608**	**3.251.685**	**4.434.913**	**4.440.921**
Depreciação e amortização	(420.209)	(393.360)	(630.246)	(600.425)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**2.897.399**	**2.858.325**	**3.804.667**	**3.840.496**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	287.252	211.719	397.921	280.830
Resultado de participações societárias	394.281	412.708	(2.832)	-
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**3.578.932**	**3.482.752**	**4.199.756**	**4.121.326**

Continua na próxima página

Continuação

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2016	%	31.12.2015	%	31.12.2016	%	31.12.2015	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	186.563	5,2	183.915	5,3	189.851	4,5	187.929	4,6
Benefícios	61.703	1,7	61.012	1,8	62.321	1,5	61.766	1,5
Participação nos resultados	31.712	0,9	29.337	0,8	31.907	0,8	29.555	0,7
FGTS	13.149	0,4	12.433	0,4	13.413	0,3	13.024	0,3
	293.127	**8,2**	**286.697**	**8,3**	**297.492**	**7,1**	**292.274**	**7,1**
Do governo								
Impostos federais	821.690	22,9	815.367	23,3	1.209.936	28,8	1.233.268	29,9
Impostos estaduais	16.476	0,5	27.555	0,8	16.708	0,4	27.751	0,7
Impostos municipais	3.010	0,1	2.322	0,1	3.238	0,1	2.510	0,1
Encargos setoriais	211.558	5,9	198.396	5,7	243.311	5,8	231.408	5,6
Encargos sobre concessão a pagar	333.194	9,3	354.328	10,1	341.315	8,1	363.786	8,8
	1.385.928	**38,7**	**1.397.968**	**40,0**	**1.814.508**	**43,2**	**1.858.723**	**45,1**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	320.979	9,0	246.063	7,1	398.913	9,4	369.663	9,0
Juros e variações monetárias capitalizados	16.824	0,4	34.077	1,0	113.557	2,7	67.808	1,6
Aluguéis	9.237	0,3	9.218	0,3	14.956	0,4	14.643	0,4
Outras despesas financeiras	5.534	0,2	8.337	0,2	12.029	0,3	16.912	0,4
	352.574	**9,9**	**297.695**	**8,6**	**539.455**	**12,8**	**469.026**	**11,4**
Do capital próprio								
Reserva de incentivos fiscais	17.703	0,5	22.891	0,7	17.703	0,4	22.891	0,6
Aumento de capital proposto	-	-	290.487	8,3	-	-	290.487	7,0
Reserva de lucros	76.658	2,1	392.512	11,3	76.658	1,8	392.512	9,5
Realização do custo atribuído	(34.399)	(1,0)	(40.274)	(1,2)	(34.399)	(0,8)	(40.274)	(1,0)
Juros sobre o capital próprio	432.500	12,1	314.000	9,0	432.500	10,3	314.000	7,6
Dividendos	1.054.841	29,5	520.776	15,0	1.054.841	25,1	520.776	12,6
Acionista não controlador	-	-	-	-	998	-	911	-
	1.547.303	**43,2**	**1.500.392**	**43,1**	**1.548.301**	**36,9**	**1.501.303**	**36,4**
	3.578.932	**100,0**	**3.482.752**	**100,0**	**4.199.756**	**100,0**	**4.121.326**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "EBE"), atual denominação da Tractebel Energia S.A., é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A área de atuação e principal atividade operacional da Companhia e de suas controladas é a geração e a comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA. Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Participações"), atual denominação da GDF SUEZ Energy Latin America Ltda., empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

O grupo ENGIE no Brasil é o maior gerador privado do setor elétrico brasileiro, responsável por aproximadamente 6,2%[4] da capacidade instalada do país. A capacidade instalada da Companhia, em 31.12.2016, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, é de 6.999,3 MW. Desse total, 79,4% são oriundas de fontes hidrelétricas, 15,0% de termelétricas e 5,6% de energias complementares (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH, fontes eólicas, geração à biomassa e solar). A energia assegurada para fins de comercialização, em 31.12.2016, é de 3.864,6 MW médios.

O parque gerador em operação da Companhia é composto por vinte e nove usinas, sendo nove hidrelétricas, sete termelétricas, destas, três a carvão, três à biomassa e uma a gás natural, três PCH, nove parques eólicos e uma solar fotovoltaica.

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no ano de 2016 estão sumarizados a seguir:

a) Aumento de capital

Em 23.02.2016, 05.05.2016 e 27.10.2016, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou as propostas de aumento de capital social da Companhia em R$ 290.487, R$ 1.108 e R$ 91.695, respectivamente, sem a emissão de novas ações, passando o capital social de R$ 2.445.766 para R$ 2.829.056. Mais informações vide Nota 27 – Patrimônio Líquido.

[4] As informações não financeiras contidas nessas demonstrações contábeis como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são auditadas pelos auditores independentes.

b) Pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio do exercício de 2015

Em 24.02.2016, foram pagos os juros sobre o capital próprio do exercício de 2015. O montante bruto creditado foi de R$ 314.000, correspondentes a R$ 0,4810475006 por ação.

c) Aquisição de participação em controlada em conjunto

Em 19.04.2016, a Companhia concluiu a operação de aquisição de 50% do capital social da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("ENGIE Solar"), mediante subscrição de capital. A ENGIE Solar está inserida no mercado de geração solar distribuída, que consiste em geração solar de forma descentraliza, em residências e edifícios. Mais informações vide Nota 13 – Investimentos.

d) Plano de desligamento, desativação e desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas

Em 05.05.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o plano de desligamento, desativação e desmobilização dos ativos da Usina Termelétrica Charqueadas. A execução deste plano teve início em 31.08.2016 e se deu, principalmente, pelo final da vida útil dos equipamentos da usina e pelos efeitos decorrentes dos novos parâmetros de eficiência energética estabelecidos pela Aneel, a partir de 2016. A usina, que mantinha capacidade estalada de 72 MW, operou durante 54 anos e, em decorrência do plano de desativação, teve sua operação comercial encerrada em novembro de 2016.

e) Pagamento de dividendos complementares do exercício de 2015

Em 25.05.2016, foram pagos os dividendos complementares relativos ao exercício de 2015, no montante de R$ 209.499, correspondentes a R$ 0,3209526559 por ação.

f) Emissão de Licença Prévia do Complexo Eólico Santo Agostinho

Em 06.06.2016, o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (DEMA) do Estado do Rio Grande do Norte emitiu a Licença Prévia (LP) do Complexo Eólico Santo Agostinho, declarando o empreendimento ambientalmente viável. A configuração licenciada inclui vinte e quatro parques eólicos, totalizando 600 MW de capacidade instalada. O projeto já conta com toda a documentação necessária para a participação em futuros leilões de energia.

g) Alteração do nome da Companhia

Em 14.07.2016, em Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovada a alteração da denominação social da Companhia de Tractebel Energia S.A. para ENGIE Brasil Energia S.A. Esta alteração tem por objetivo a adoção do mesmo nome do grupo controlador da Companhia na Europa, o qual foi alterado de grupo econômico GDF SUEZ para ENGIE.

Em virtude desta alteração, a partir do pregão de 21.07.2016, as ações da Companhia passaram a ser negociadas na BM&FBOVESPA sob o novo nome de pregão ENGIE BRASIL e o código EGIE3, em substituição ao antigo código TBLE3. No balcão norte americano o código passou a ser EGIEY.

h) Emissão de debêntures

Em 15.07.2016, a Companhia emitiu R$ 600.000 em debêntures de infraestrutura, não conversíveis em ações, em duas séries, com custo médio de IPCA + 6,26%. Os recursos obtidos destinam-se à implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul ("UTE Pampa Sul"). Mais informações vide Nota 18 – Debêntures.

i) Entrada em operação do parque eólico Santa Mônica

Em outubro e em dezembro de 2016, a Aneel autorizou o início da operação comercial do parque eólico Santa Mônica e de três das sete unidades geradoras do parque eólico Cacimbas, respectivamente, localizados no município de Trairi, no Estado do Ceará, tendo incrementado a capacidade instalada da Companhia em 27,0 MW e a capacidade comercial em 14,4 MW médios.

Os parques fazem parte do Complexo Eólico Santa Mônica, do qual também fazem parte os parques eólicos Estrela e Ouro Verde.

j) Alienação de ativos

Em 23.12.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alienação das participações societárias detidas na Eólica Beberibe S.A., Eólica Pedra do Sal S.A. e Hidrelétrica Areia Branca S.A., Sociedades com capacidade instalada total de 63,4 MW. A Operação integra a estratégia de otimização do parque gerador da Companhia, de forma a permitir a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si. O valor das Sociedades (*Enterprise Value*), antes de eventuais e usuais ajustes de preço, foi de R$ 391.768, dos quais R$ 85.418 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. Mais informações vide Nota 11 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Base de preparação

As demonstrações contábeis foram elaboradas com base na continuidade operacional e considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável. Essas demonstrações contábeis evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as seguintes demonstrações contábeis:

a.1) Demonstrações contábeis consolidadas

As demonstrações contábeis consolidadas, identificadas como "Consolidado", estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e, quando aplicável, as regulamentações do órgão regulador do setor elétrico brasileiro, a Aneel.

a.2) Demonstrações contábeis individuais

As demonstrações contábeis individuais da ENGIE Brasil Energia, identificadas como "Controladora", foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais estão convergentes com as normas IFRS, exceto pelo registro do investimento controlado em conjunto na Itá Energética S.A. que, pelas normas brasileiras, é reconhecido pelo método de equivalência patrimonial e, segundo as IFRS, pelas regras aplicáveis às operações controladas em conjunto, as quais preveem que os ativos, passivos e resultados sejam reconhecidos de forma proporcional à sua participação no investimento.

Não há diferenças entre o patrimônio líquido e os resultados da controladora e do consolidado constantes, respectivamente, das demonstrações contábeis consolidadas e individuais, preparadas de acordo com as práticas contábeis anteriormente mencionadas.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, estão apresentadas em reais, que é a moeda funcional utilizada pela Companhia.

c) Segmento de negócios

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, 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 concentrou 99,4% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2016 e 2015.

d) Demonstrações dos resultados de operações descontinuadas

Nos exercícios apresentados, a Companhia não teve descontinuidade em suas operações que demandassem a divulgação de resultado de operações descontinuadas.

e) Lucro líquido por ação – básico e diluído

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

f) Demonstrações dos Valores Adicionados (DVA)

Este demonstrativo não forma parte das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), sendo apresentado em atendimento às exigências do CPC e em consonância com o previsto na norma.

g) Uso de estimativas

Na elaboração das demonstrações contábeis é necessário que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Para apurar essas estimativas, a Administração utiliza as melhores informações disponíveis na data da preparação das demonstrações contábeis, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros.

As demonstrações contábeis incluem, portanto, estimativas relativas, principalmente, ao seguinte: (i) vida útil do ativo imobilizado, cuja referência é a estabelecida pela Aneel; (ii) provisões para cobrir riscos cíveis, fiscais e trabalhistas; (iii) definição das taxas de desconto utilizadas para cálculo do valor presente de ativos e passivos; (iv) premissas usadas para definição das taxas de descontos e da tábua de mortalidade para os cálculos das obrigações com benefícios de aposentadoria; (v) cálculo do valor justo dos instrumentos financeiros; e (vi) apuração do valor recuperável de ativos *(impairment*).

h) Aprovação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas na reunião do Conselho de Administração realizada em 23.02.2017.

i) Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da ENGIE Brasil Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela ENGIE Brasil Energia. As empresas consolidadas com a ENGIE Brasil Energia são as que seguem:

		Participação no capital (%)	
	Investidora	31.12.2016	31.12.2015
Controladas integrais diretas			
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")[5]	EBE	99,99	99,99
Companhia Energética Estreito ("CEE")	EBE	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")	EBE	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")[6] [7]	EBE	99,99	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")	EBE	99,99	99,99
Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense")	EBE	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	EBE	99,99	-
Operação em conjunto			
Itá Energética S.A. ("Itasa")	EBE	48,75	48,75
Controladas indiretas			
Tupan Energia Elétrica Ltda. ("Tupan")	ECP	99,99	99,99
Hidropower Energia S.A. ("Hidropower")	ECP	99,99	99,99
Hidrelétrica Areia Branca S.A. ("Areia Branca")[8]	ECP	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")	ECP	95,00	95,00
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	ECP	99,99	99,99
Eólica Beberibe S.A. ("Beberibe")[8]	ECP	99,99	99,99
Eólica Pedra do Sal S.A. ("Pedra do Sal")[8]	ECP	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste S.A. ("EEN")[6] e controladas[9]	ECP	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")[6] e controladas[9]	ECP	99,99	99,99
CLWP Brasil I Ltda. ("CLWP")[6] e controladas[9]	ECP	99,99	99,99
CLWP Brasil II Ltda. ("CLWP II")[6] e controladas[9]	ECP	99,99	99,99
Santo Agostinho Participações Ltda. e parques eólicos Santo Agostinho	ECP	99,99	99,99
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[6] e controladas	ECP	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú")	ECP	99,99	99,99
Fundos de investimentos			
Fundo de Investimento Energy Renda Fixa[10]	-	100	100

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, passivos, receitas e despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas entre as empresas consolidadas.

Os ativos, passivos, receitas e despesas da operação em conjunto Itasa são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia.

[5] Anteriormente denominada Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

[6] *Holding.*

[7] Anteriormente denominada Tractebel Energias Complementares Participações Ltda.

[8] Em 23.12.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alienação das participações societárias detidas pela Companhia e sua controlada ECP nestas sociedades. Desta forma, os ativos e passivos destas Companhia passaram a ser apresentados nas rubricas "Ativos não circulantes mantidos para venda" e "Passivos relacionados à ativos não circulantes mantidos para venda", respectivamente.

[9] Para maiores informações vide Nota 13 – Investimentos.

[10] Fundo de investimento de renda fixa no qual participam a ENGIE Brasil Energia e suas controladas, administrado pela Votorantim Asset Management D.T.V.N. Ltda.

A controlada Ibitiúva é consolidada integralmente. A participação do acionista não controlador de 5% no capital social da mesma está apresentada de forma segregada no balanço patrimonial e nas demonstrações dos resultados consolidados, com a denominação "Participação de acionista não controlador", "Lucro atribuído ao acionista não controlador" e "Resultado atribuído ao acionista não controlador", respectivamente.

NOTA 3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas nas demonstrações contábeis da controladora e no consolidado foram aplicadas de forma consistente pela Companhia entre os exercícios sociais apresentados.

a) Instrumentos financeiros

a.1) Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e são compostos pelo caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor de mercado.

As aplicações financeiras são classificadas como equivalentes de caixa em função da intenção de resgate no curto prazo, estando registradas pelo custo de aquisição e mensuradas ao valor justo na data das demonstrações contábeis. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

a.2) Contas a receber

São registradas inicialmente pelo valor da venda ou cobrança e posteriormente pelo custo amortizado, deduzidas das provisões para crédito de liquidação duvidosa. Essas provisões são reconhecidas quando há expectativa de perda no valor recuperável e constituídas em montantes considerados suficientes para cobrir os prováveis riscos de perda.

a.3) Depósitos vinculados

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, são mensurados ao valor justo na data das demonstrações contábeis. As variações do valor justo são reconhecidas no resultado quando auferidas.

a.4) Empréstimos, financiamentos e debêntures

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva.

a.5) Concessões a pagar

São registradas inicialmente pelo valor presente das parcelas a pagar ao longo do prazo da concessão e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente das obrigações contratadas.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões são registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo. Durante a construção das usinas, os juros e as variações monetárias são capitalizados no ativo imobilizado e, após a data da entrada em operação comercial, reconhecidos diretamente no resultado.

b) Instrumentos financeiros derivativos

São mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*), como *hedge* de fluxo de caixa.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações contratadas para proteção de suas exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira de compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*.

b.1) Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge*, a Companhia elabora documentação formal com a descrição dos objetivos e estratégias da gestão do risco coberto e da relação entre a transação objeto do *hedge* e o instrumento de *hedge* utilizado para a proteção esperada.

As operações de *hedge* da Companhia que se qualificam para a contabilidade de *hedge* classificam-se como *hedge* de fluxo de caixa, uma vez que visam a proteção da exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros altamente prováveis de aquisição de bens e serviços para o ativo imobilizado. Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o ativo imobilizado quando o compromisso financeiro protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* é registrada no resultado do período.

c) Estoques

São avaliados pelo menor valor entre o custo médio ponderado de aquisição e o seu valor realizável líquido.

d) Depósitos judiciais

São registrados inicialmente pelo montante depositado e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data das demonstrações contábeis, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

e) Ativo não circulante mantido para venda

É classificado como mantido para venda quando o seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de venda e não através do seu uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual e sua venda for considerada altamente provável.

Os ativos não circulantes mantidos para venda e seus respectivos passivos são mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo, líquido das despesas de venda, e apresentado de forma segregada no balanço patrimonial.

f) Investimentos

A Companhia detém investimentos em empresas controladas, um empreendimento controlado em conjunto (*joint venture*) e uma operação em conjunto em entidade com personalidade jurídica própria.

f.1) Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos permanentes em controladas são aqueles em que a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade, e tem a capacidade de interferir nesses retornos por meio do poder que exerce sobre a entidade.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora, e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações contábeis consolidadas.

f.2) Investimentos em negócios em conjunto

Os negócios em conjunto são aqueles nos quais a Companhia e um ou mais investidores mantêm o controle compartilhado das atividades operacionais e financeiras da entidade. Podem ser classificados como *joint ventures* ou operações em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações contratuais dos investidores.

Os investimentos em *joint* ventures são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo. A participação na operação em conjunto em entidades com personalidade jurídica é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, passivos, receitas e despesas da citada operação em conjunto são reconhecidos de forma proporcional à participação no negócio.

Adicionalmente, a Companhia detém participações em consórcios (entidades sem personalidade jurídica). Os ativos, passivos, receitas e despesas destes consórcios são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

f.3) Combinação de negócios e "Ágio" (Direito de concessão)

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo.

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido da sociedade adquirida é reconhecida no investimento como "ágio", cujo fundamento econômico está relacionado aos direitos pelo uso do bem público das empresas adquiridas.

g) Imobilizado

g.1) Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou construção. Os juros e demais encargos financeiros dos empréstimos, financiamentos e debêntures relacionados com as imobilizações em curso são computados como custo do respectivo imobilizado. Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis no Brasil, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído ao ativo.

Os custos dos ativos imobilizados são deduzidos das depreciações acumuladas e das provisões para redução ao valor recuperável do ativo (*impairment*), quando aplicável.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

No consolidado, a Companhia optou por reconhecer os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esta opção foi adotada devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e à equivalência entre os períodos dos referidos direitos e das vidas úteis dos ativos.

g.2) Depreciação

A depreciação dos ativos em plena operação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam a vida útil estimada dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão ou autorização das usinas. As taxas médias anuais de depreciação dos ativos da Companhia, considerando a mencionada limitação da vida útil, estão demonstradas na Nota 14 – Imobilizado.

h) Intangível

Os intangíveis são registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócio, reduzidos da amortização acumulada apurada pelo método linear. Estes intangíveis possuem vidas úteis definidas com base nos contratos comerciais ou de concessão e autorização.

i) Avaliação do valor de recuperação do imobilizado e intangível - *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo imobilizado e do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa ou intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

j) Provisões

São reconhecidas quando existe uma obrigação presente resultante de evento passado, na qual seja provável uma saída de recursos para a sua liquidação e que essa obrigação possa ser razoavelmente estimada. A atualização da provisão ao longo do tempo é reconhecida na despesa financeira.

Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco de perda possível e remoto não são provisionados, mas sim divulgados em nota explicativa, quando necessário.

k) Obrigações com benefícios de aposentadoria

São reconhecidas pelo valor presente dos compromissos estimados decorrentes dos planos de pensão com benefício de aposentadoria definido, líquido do montante dos ativos garantidores do plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método do Crédito Unitário Projetado. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumulados para o cômputo da obrigação estimada final.

Os efeitos das remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, são reconhecidos no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes".

l) Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

O imposto de renda e a contribuição social corrente são calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis.

O benefício fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferido são calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias - diferenças entre o valor contábil dos ativos e passivos e sua base fiscal -, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Estes tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo "não circulante", independente da expectativa de realização e exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

Os impostos e contribuições sociais correntes e diferidos são apresentados no ativo ou passivo, de forma líquida, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e há a intenção de quitação pelo valor líquido.

m) Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável. As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

n) Instrumento de patrimônio

Os instrumentos de patrimônio emitidos pela Companhia são reconhecidos no patrimônio líquido quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de sua emissão, quando aplicável.

o) Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo nas seguintes ocasiões: (i) dividendos intercalares - quando de sua aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) juros sobre o capital próprio - na data do crédito aos acionistas; e (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício - quando de sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Os créditos de juros sobre o capital próprio são inicialmente registrados em despesas financeiras para fins fiscais e, concomitantemente, revertidos dessa mesma rubrica contra o patrimônio líquido. A redução dos tributos por eles gerados é reconhecida no resultado do exercício quando do seu crédito.

A Companhia adota como prática contábil a divulgação dos dividendos recebidos de controladas na atividade de investimento nas "Demonstrações dos Fluxos de Caixa".

p) Ajuste a valor presente

Os ativos e passivos decorrentes de operações de longo prazo são ajustados a valor presente com base em taxas de juros de mercado na data da transação.

q) Transações entre partes relacionadas

As transações de compra e venda de energia, de prestação de serviços e de mútuo são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados. As mesmas são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

r) Reconhecimento da receita de venda de energia e serviços

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos e dos eventuais descontos e contribuições incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando: (i) é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluam para a Companhia; (ii) o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; (iii) os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; (iv) os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e (v) a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida.

s) Contratos de arrendamento (*leasing*)

Os arrendamentos da Companhia são avaliados como operacionais, sendo os valores contratados reconhecidos no resultado durante a vigência do contrato.

t) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados 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, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como 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, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

t.1) 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.

t.2) Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados 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 os mesmos são necessários.

t.3) Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. 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*).

t.4) 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 as seguintes 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 dos planos 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 diferentes dos resultados reais devido a 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.

t.5) Provisões cíveis, fiscais 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.

u) Revisão de normas e interpretações em vigor a partir de 1º de janeiro de 2016

Em 2016, entraram em vigor as seguintes revisões de normas contábeis, as quais não trouxeram impactos às demonstrações contábeis da Companhia:

IAS 1 (CPC 26): Oferece orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade, o qual deve ser avaliado tanto para fins das informações a serem divulgadas, sejam elas requeridas ou não, quanto na ordenação das notas explicativas e no uso de critérios de agregação;

IAS 16 (CPC 27) e IAS 38 (CPC 04): Traz esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização;

IFRS 11 (CPC 19): Determina a aplicação do IFRS 3 – Combinação de negócios, quando houver a aquisição de operação em conjunto que constitua um negócio; e

IFRS 10 (CPC 36), IFRS 12 (CPC 45) e IAS 28 (CPC 18): Trata de questões específicas no contexto da aplicação da exceção de consolidação para entidades de investimentos e esclarece o tratamento da venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou *joint venture*, cujas exigências são aplicáveis independentemente da forma jurídica da operação.

Adicionalmente, em 2016 tornou-se vigente as melhorias relativas a revisão anual do ciclo 2012-2014 das seguintes normas: IFRS 5 (CPC 31) – Ativo não circulante mantido para venda e Operações descontinuadas, IFRS 7 (CPC 40) – Instrumentos financeiros: Evidenciação, IAS 19 (CPC 33) – Benefícios a empregados e IAS 34 – Demonstrações financeiras intermediárias. O processo de revisão anual é um veículo utilizado para efetuar alterações não urgentes, mas necessárias aos pronunciamentos emitidos. As alterações não trouxeram impactos às demonstrações contábeis da Companhia.

v) Normas, alterações e interpretações que ainda não estão em vigor

A Companhia não adotou as seguintes normas, alterações e interpretações na preparação destas demonstrações contábeis.

v.2) Vigentes a partir de 1º de janeiro de 2018

IFRS 9 – Instrumentos financeiros: introduz novas exigências para a classificação, mensuração, *impairment*, contabilidade de *hedge* e reconhecimento de ativos e passivos financeiros.

IFRS 15 – Receita de contratos com clientes: estabelece princípios para o registro da receita provenientes de contratos com clientes e sua divulgação. Substituirá os pronunciamentos vigentes de reconhecimento de receita.

Na avaliação da Companhia, a aplicação destas novas normas não impactará significativamente suas demonstrações contábeis.

v.3) Vigentes a partir de 1º de janeiro de 2019

IFRS 16 – *Leasing*: introduz exigências para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. A norma estabelece o reconhecimento pelo arrendatário dos ativos e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do mesmo seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do *leasing* tenha valor não significativo. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo se manter a classificação dos contratos de leasing como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

A Companhia possui contratos que seriam enquadrados no escopo desse pronunciamento, quais sejam, o contrato de utilização do edifício de sua sede administrativa e os arredamentos das áreas onde estão ou serão instaladas as usinas eólicas. Quando da aplicação da norma, tais contratos de arrendamento serão reconhecidos como um direito de uso do ativo em contrapartida de uma obrigação. Com base em avaliação inicial, a Companhia não espera efeitos significativos em suas demonstrações contábeis resultantes da adoção do pronunciamento.

NOTA 4 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Caixa e depósitos bancários à vista	**1.418**	**3.664**	**12.007**	**11.691**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo - Citibank				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	1.173.841	1.735.137	1.793.540	2.365.959
Outras aplicações financeiras	-	207	9.793	19.204
	1.173.841	**1.735.344**	**1.803.333**	**2.385.163**
	1.175.259	**1.739.008**	**1.815.340**	**2.396.854**

As aplicações financeiras da Companhia são mantidas para o pagamento dos compromissos de caixa de curto prazo e estão estruturadas, substancialmente, através da concentração dos recursos no Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa (FIE), o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos.

As operações compromissadas realizadas no âmbito do FIE são transações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador, possuindo liquidez imediata, remuneração baseada na Selic e lastro em títulos públicos federais.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2016 e 2015 foi de 99,8% e 100,0% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários), respectivamente.

NOTA 5 – CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Distribuidoras	286.312	297.273	386.139	385.568
Comercializadoras	153.436	121.815	21.384	34.483
Consumidores livres	24.802	22.500	329.956	330.222
Transações realizadas na CCEE[11]	46.978	6.180	93.069	29.798
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(6.180)	(6.180)	(6.469)	(6.469)
	505.348	**441.588**	**824.079**	**773.602**

O prazo médio de recebimento dos valores relativos às faturas de venda de energia é de aproximadamente 30 dias, contados a partir do primeiro dia do mês subsequente à venda.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Vencidas até 30 dias	431	1.429	1.153	3.009
Vencidas a mais de 30 dias	10.047	7.411	12.332	8.886
	10.478	**8.840**	**13.485**	**11.895**

A Companhia constituiu provisão para devedores duvidosos sobre os valores a receber vencidos para os quais o risco de perda na sua recuperação é provável.

Além das provisões acima mencionadas, a Companhia possui valores a receber relativos a transações realizadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, entre os anos de 2000 a 2002, para os quais mantém provisão para crédito de liquidação duvidosa integral. As naturezas e os valores das referidas transações são as seguintes:

(i) R$ 110.598 - corresponde a créditos oriundos de transações realizadas no MAE, no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, que não foram recebidos em função de determinados agentes devedores terem ingressado com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A provisão foi constituída em virtude das dúvidas quanto ao recebimento dos valores relativos às referidas transações.

(ii) R$ 12.388 - refere-se, substancialmente, a débitos de agentes inadimplentes na primeira liquidação financeira feita pelo MAE, em 30.12.2002, relativa às transações realizadas no âmbito daquele mercado. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais a longa data. Contudo, em razão das incertezas quanto ao recebimento, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

[11] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

NOTA 6 – ESTOQUES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Almoxarifado	57.711	50.234	59.987	52.416
Insumos para produção de energia	49.159	34.394	50.305	34.937
Redução ao valor realizável líquido	(6.194)	-	(6.194)	-
Outros	1.409	1.472	1.443	1.535
	102.085	**86.100**	**105.541**	**88.888**

A variação na conta "Insumos para produção de energia" deve-se basicamente a elevação do estoque de carvão mineral próprio, ocasionado pelos efeitos da nova Resolução da Aneel vigente a partir de 2016, que vincula o percentual de reembolso do carvão adquirido com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) à eficiência energética da unidade geradora.

NOTA 7 – CRÉDITOS FISCAIS A RECUPERAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Circulante				
PIS[12] e Cofins[13]	-	-	4.118	40.289
ICMS[14]	10.457	6.095	10.471	6.096
	10.457	**6.095**	**14.589**	**46.385**
Não circulante				
PIS e Cofins	-	-	1.515	12.096
ICMS	29.606	28.169	30.188	28.379
INSS[15]	6.288	6.288	6.288	6.288
	35.894	**34.457**	**37.991**	**46.763**

Os saldos de PIS e Cofins a compensar referem-se substancialmente a créditos decorrentes das aquisições de máquinas e equipamentos e de gastos com a construção de edificações para a implantação de empreendimentos de geração de energia.

Os saldos de ICMS a recuperar são decorrentes de aquisições de ativos imobilizados e são compensados a razão de 1/48 avos por mês.

NOTA 8 – COMBUSTÍVEL A REEMBOLSAR

	Controladora e Consolidado	
Competências	31.12.2016	31.12.2015
Dezembro	49.472	69.662
Novembro	-	74.587
	49.472	**144.249**

[12] Programa de Integração Social.
[13] Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
[14] Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços de Comunicação e Transporte.
[15] Instituto Nacional do Seguro Social.

Esta rubrica registra os valores a receber da Eletrobras decorrentes do reembolso do combustível comprado para consumo nas usinas termelétricas da Companhia. Estas aquisições são pagas pela Eletrobras com os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que tem como uma de suas finalidades a garantia da competitividade da energia produzida a partir de fontes movidas a carvão mineral nacional. Os reembolsos são realizados após a apresentação dos comprovantes de pagamento aos fornecedores.

Conforme mencionado na Nota 6 – Estoques, a partir de 2016, de acordo com nova Resolução da Aneel, o percentual de reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) passou a ser vinculados à eficiência energética da unidade geradora. Desta forma, em 2016, a Companhia teve uma redução de, aproximadamente, 12,8% no mencionado reembolso do complexo Jorge Lacerda. Durante o ano de 2016, não foi aplicada tal redução nos reembolsos efetuados pela Eletrobras, sendo que a medição definitiva ocorrerá durante o ano de 2017. A Companhia contabilizou o valor de R$ 87.364, na rubrica de "Outros passivos circulantes", relativos ao montante que estima ser provável de devolução à Eletrobras.

NOTA 9 – DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Garantias de financiamento	8.406	3.546	180.183	146.766
Garantias de compromissos contratuais	-	-	6.264	6.056
Depósitos para reinvestimento	2.420	2.083	2.420	2.083
Outros	159	6.824	5.661	11.660
	10.985	**12.453**	**194.528**	**166.565**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	2.485	2.293	8.760	8.426
Ativo não circulante	8.500	10.160	185.768	158.139
	10.985	**12.453**	**194.528**	**166.565**

As garantias de financiamento são constituídas pelo montante equivalente a três meses do serviço da dívida e despesas contratuais de operação e manutenção para as usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades. Estes depósitos vinculados visam garantir o pagamento dos serviços de dívida com o BNDES e os bancos repassadores.

A rentabilidade média dos depósitos vinculados nos anos de 2016 e 2015 foi de 98,6% e 98,3% do CDI, respectivamente.

NOTA 10 – REPACTUAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO A APROPRIAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
UHE Cana Brava	38.696	41.855	38.696	41.855
UHE Itá	49.689	53.745	49.689	53.745
UHE Machadinho	12.428	13.443	12.428	13.443
UHE Ponte de Pedra	22.165	25.759	22.165	25.759
UHE Salto Santiago	21.035	32.009	21.035	32.009
UHE São Salvador	19.376	20.568	19.376	20.568
UHE Estreito	-	-	33.690	35.764
	163.389	**187.379**	**197.079**	**223.143**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	23.991	23.991	26.064	26.064
Ativo não circulante	139.398	163.388	171.015	197.079
	163.389	**187.379**	**197.079**	**223.143**

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 impedia a aplicação direta do mecanismo de redução de garantia física, denominado *Generation Scaling Factor* (GSF).

As regras da repactuação estabeleceram opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumiram 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 vem sendo compensado com os prêmios de risco calculados a valor presente devidos pela Companhia.

	Controladora	Consolidado
Reconhecimento da repactuação do risco hidrológico	211.370	249.207
Amortização do prêmio de risco	(23.991)	(26.064)
Saldos em 31.12.2015	**187.379**	**223.143**
Amortização do prêmio de risco	(23.990)	(26.064)
Saldos em 31.12.2016	**163.389**	**197.079**

b) Expectativa de realização do ativo não circulante

	Controladora	Consolidado
2018	23.076	25.150
2019	13.016	15.090
2020	13.016	15.090
2021	13.016	15.090
2022	13.016	15.090
2023 a 2027	47.710	58.075
2028 em diante	16.548	27.430
	139.398	**171.015**

NOTA 11 – ATIVOS NÃO CIRCULANTES MANTIDOS PARA VENDA

As principais categorias dos ativos e passivos mantidos para venda estão detalhadas abaixo:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Imobilizado mantido para venda	10.922	86.886	10.922	86.886
Investimentos mantidos para venda				
Ativos	-	-	408.681	-
Passivos relacionados aos ativos	-	-	(159.496)	-
Ativo líquido	**-**	**-**	**249.185**	**-**
	10.922	**86.886**	**260.107**	**86.886**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo	10.922	86.886	419.603	86.886
Passivo[16]	-	-	(159.496)	-
	10.922	**86.886**	**260.107**	**86.886**

a) Imobilizado mantido para venda

Refere-se aos 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. ("Eleja") para a cobrança de valores a receber decorrentes da venda de Jacuí, os quais foram concedidos em garantia do crédito.

No ano de 2015, a Companhia firmou contrato de exclusividade de venda com um potencial comprador. O contrato previa uma opção para a aquisição do projeto com validade até janeiro de 2016, que não foi exercida pelo comprador. Tendo concluído não haver mercado ativo para a venda dos bens com a finalidade de uso operacional, 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 a partir da alternativa de venda proposta. Diante do resultado destas análises, o valor justo dos bens, líquido das despesas de venda, foi avaliado em R$ 10.922, inferior ao valor contábil dos mesmos. Desta forma, a Companhia reconheceu provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*), no montante de R$ 75.964. A avaliação baseou-se em preços cotados para ativos não operacionais similares (Nível 2).

[16] Apresentado na rubrica "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda".

b) Investimentos mantidos para venda

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 23.12.2016, aprovou a alienação das sociedades de propósito específico (SPE): Beberibe e Pedra do Sal, as quais detém autorização outorgada pela Aneel para explorar dois parques eólicos com capacidade instalada de 25,6 MW e 18,0 MW, respectivamente; e Areia Branca, detentora de autorização outorgada pela Aneel para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, com capacidade instalada 19,8 MW. A conclusão da alienação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes previstas no contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Aneel. A Administração da Companhia espera que a alienação seja concluída ao longo do primeiro semestre de 2017.

Desta forma, como os valores dos investimentos serão recuperados por meio de sua venda, a Companhia passou a registrar os ativos e passivos das controladas indiretas Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca nos grupos "Ativos não circulantes mantidos para venda" e "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda", respectivamente.

O valor das SPE, antes de eventuais e usuais ajustes de preço, foi estabelecido em R$ 391.768, dos quais R$ 85.418 são referentes a seu endividamento líquido estimado.

Os ativos mantidos para venda, líquidos dos passivos relacionados, estão mensurados pelo valor contábil, inferior ao valor justo de venda, liquido das despesas esperadas com a alienação. Os principais ativos e passivos das subsidiárias, classificados como mantidos para venda, estão apresentados no quadro abaixo:

	31.12.2016		31.12.2016
ATIVO CIRCULANTE		**PASSIVO CIRCULANTE**	
Caixa e equivalentes de caixa	69.040	Empréstimos e financiamentos	17.721
Contas a receber de clientes	16.809	Outros passivos circulantes	8.620
Outros ativos circulantes	4.357		**26.341**
	90.206		
ATIVO NÃO CIRCULANTE		**PASSIVO NÃO CIRCULANTE**	
Realizável a Longo Prazo		Empréstimos e financiamentos	132.974
Créditos fiscais a recuperar	10.331	Provisões	181
Depósitos vinculados	11.291		**133.155**
Outros ativos não circulantes	8.788		
	30.410		
Imobilizado	**287.988**		
Intangível	**77**		
	318.475		
Total dos ativos	**408.681**	**Total dos passivos relacionados aos ativos**	**159.496**

NOTA 12 – DEPÓSITOS JUDICIAIS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Fiscais e previdenciárias	125.900	110.740	126.645	111.393
Cíveis	17.711	13.819	18.175	15.485
Trabalhistas	4.779	5.461	4.910	5.602
	148.390	**130.020**	**149.730**	**132.480**

Do montante total dos depósitos de natureza fiscal registrados em 31.12.2016, o saldo de R$ 56.758 (R$ 56.779 em 31.12.2015), na controladora e no consolidado, correspondem a depósitos vinculados a processo transitado em julgado em favor da Companhia, em junho de 2012, em ação que requeria a manutenção da sistemática de não cumulatividade para a apuração de PIS e Cofins sobre as receitas decorrentes de contratos com "preços predeterminados". A Companhia está aguardando o desfecho de uma contestação apresentada pela União Federal para efetivar o levantamento dos referidos depósitos.

Os demais valores depositados estão vinculados a processos que tramitam nas esferas judiciais e administrativas, dos quais, R$ 20.809, em 31.12.2016 (R$ 18.234 em 31.12.2015), estão diretamente relacionados a contingências de risco provável reconhecidas como provisão, no passivo da Companhia.

b) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2015	**115.380**	**117.144**
Adições	4.784	5.217
Atualizações	14.951	15.237
Baixas e resgates	(5.095)	(5.118)
Saldos em 31.12.2015	**130.020**	**132.480**
Adições	12.149	12.489
Atualizações	9.345	9.675
Baixas e resgates	(3.124)	(3.125)
Reclassificação para ativo mantido para venda	-	(1.789)
Saldos em 31.12.2016	**148.390**	**149.730**

NOTA 13 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015
Participações societárias permanentes:		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial		
Equivalência patrimonial	4.368.111	3.645.624
"Ágio" (Direito de concessão)	70.170	73.511
Outros	3.859	-
	4.442.140	**3.719.135**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Saldos em 31.12.2015	Aumento de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2016
Itasa	**285.485**	-	8.591	(39.421)	-	**254.655**
CEE	**1.041.035**	-	78.354	(18.609)	-	**1.100.780**
Lages	**43.796**	-	(811)	-	-	**42.985**
EBC	**233.844**	-	132.606	(229.644)	-	**136.806**
ECP	**1.679.074**	255.137	153.411	-	(97.680)	**1.989.942**
Pampa	**362.389**	629.519	28.300	-	(186.284)	**833.924**
ECV	**-**	4.400	3	-	-	**4.403**
ENGIE Solar	**-**	3.859	(2.832)	-	-	**1.027**
Norte Catarinense	**1**	3.588	-	-	-	**3.589**
	3.645.624	**896.503**	**397.622**	**(287.674)**	**(283.964)**	**4.368.111**

	Saldos em 01.01.2015	Aumento de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2015
Itasa	**301.642**	-	6.898	(23.055)	-	**285.485**
CEE	**1.006.681**	-	45.055	(10.701)	-	**1.041.035**
Lages	**43.796**	-	7.844	(7.844)	-	**43.796**
EBC	**4.200**	-	229.644	-	-	**233.844**
ECP	**1.152.122**	328.736	120.309	-	77.907	**1.679.074**
Pampa	**14.483**	147.589	6.299	-	194.018	**362.389**
Norte Catarinense	**1**	-	-	-	-	**1**
	2.522.925	**476.325**	**416.049**	**(41.600)**	**271.925**	**3.645.624**

b.1) Informações das principais subsidiárias, relativas ao exercício findo em 31.12.2016

	Itasa	CEE	Lages	EBC	ECP	Pampa
Participação (%)	**48,75**	**99,99**	**99,99**	**99,99**	**99,99**	**99,99**
Capital social	510.135	920.380	30.530	4.200	1.608.407	600.000
Ativo	579.169	2.508.064	65.444	519.115	2.612.701	821.633
Passivo	56.800	1.407.284	22.459	382.309	669.641	23.054
Patrimônio líquido ajustado	522.369	1.100.780	42.985	136.806	1.993.109	833.924
Receita líquida	172.263	443.628	52.566	3.200.007	301.931	-
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício ajustado	17.623	78.354	(811)	132.606	154.409	28.300

Acionista não controlador

A participação do acionista não controlador da Ibitiúva no patrimônio líquido e lucro líquido da ECP acima apresentado é de R$ 3.167 e R$ 998, respectivamente.

Juros capitalizados

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos para aplicação na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, dos Complexos Eólicos Campo Largo e Santa Mônica e Usina Fotovoltaica Assú V. Os juros sobre os empréstimos tomados na ENGIE Brasil Energia para aplicação na construção das usinas dessas controladas foram capitalizados nos ativos em construção nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações da controladora. No exercício de 2016, os juros capitalizados na ECP e em Pampa foram de R$ 35.000 e R$ 28.782, respectivamente. No acumulado até 31.12.2016, os valores capitalizados nas mesmas controladas foram de, respectivamente, R$ 50.049 e R$ 35.345. No quadro acima os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e "Lucro líquido (Prejuízo) do exercício ajustado" contemplam os itens descritos anteriormente.

c) "Ágio" (Direito de concessão) - Controladora

Nesta rubrica está registrado, substancialmente, o "ágio" (direitos de concessão e direitos adquiridos) pago na aquisição da controlada CEE, que têm como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica, e que foi definido com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa, obtidas através de avaliações econômico-financeiras. Este "ágio" está sendo amortizado de forma linear pelo prazo do contrato de concessão da usina, visto que os benefícios econômicos decorrentes das aquisições desses investimentos ocorrerão ao longo desse prazo. Em 2016, o montante amortizado foi de R$ 3.341 (R$ 3.341 em 2015).

d) Informações sobre as subsidiárias

d.1) Itá Energética S.A. ("Itasa") - operação em conjunto

A ENGIE Brasil Energia e a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) mantêm uma operação em conjunto na Itasa, ambas com participação equivalente a 48,75% do capital votante e integralizado da sociedade.

A Companhia e a Itasa são as detentoras dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai (SC/RS), através de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a ENGIE Brasil Energia com 39,5%. A Usina tem garantia física de 720 MW médios, dos quais, nos termos do Contrato de Consórcio, a Itasa tem direito a 404,1 MW médios e a ENGIE Brasil Energia 315,9 MW médios. A Companhia, direta e indiretamente, através da Itasa, tem direito a 544,2 MW médios da garantia física do empreendimento.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da ENGIE Brasil Energia na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que a mesma possui personalidade jurídica própria.

BALANÇO PATRIMONIAL	31.12.2016	31.12.2015
ATIVO		
Ativo circulante	33.763	56.004
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	29.219	30.659
Imobilizado	516.179	534.562
Intangível	8	8
TOTAL DO ATIVO	**579.169**	**621.233**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	53.781	33.453
Passivo não circulante	3.019	2.170
Patrimônio líquido	522.369	585.610
TOTAL DO PASSIVO	**579.169**	**621.233**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	31.12.2016	31.12.2015
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**172.263**	**157.469**
CUSTOS DA ENERGIA VENDIDA	**(142.062)**	**(135.479)**
LUCRO BRUTO	**30.201**	**21.990**
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS		
Despesas gerais e administrativas	(4.135)	(3.378)
Outras despesas operacionais, líquidas	(1)	(142)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**26.065**	**18.470**
Resultado financeiro	**412**	**2.794**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**26.477**	**21.264**
Imposto de renda e contribuição social	(8.854)	(7.114)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**17.623**	**14.150**

d.2) Companhia Energética Estreito ("CEE")

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia ("Ceste"), criado para a implantação e exploração da Usina Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA). As demais consorciadas são: a Companhia Vale do Rio Doce, a Estreito Energia S.A. (Grupo Alcoa) e a Intercement Brasil S.A. (Grupo Camargo Corrêa), com participações de 30,00%, 25,49% e 4,44%, respectivamente. A liderança do consórcio cabe à CEE. A garantia física da usina é de 641,1 MW médios, sendo 256,9 MW médios pertencentes à CEE.

d.3) Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")

A Lages é uma termelétrica, localizada no município de Lages (SC), que utiliza um turbo gerador a vapor de 28 MW que consome resíduos de madeira como combustível. A Usina detém o registro no Comitê Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) para negociar créditos de carbono, por utilizar resíduos de madeira na cogeração de energia elétrica.

d.4) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")

A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulada, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. As vendas no ambiente de comercialização livre da Companhia normalmente são realizadas através da EBC.

d.5) Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")

A Pampa Sul é detentora da Usina Termelétrica Pampa Sul, que está sendo implantada no município de Candiota (RS), e terá capacidade instalada de 340 MW. Em novembro de 2014, a Pampa Sul comercializou, através de leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos, a serem entregues a partir de 1º de janeiro de 2019. A construção da Usina teve início em 2015 e a operação comercial está prevista para ser iniciada em janeiro de 2019.

d.6) ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ENGIE Varejista")

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 até a presente data.

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).

d.7) ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("ENGIE Solar")

Em abril de 2016, a ENGIE Brasil Energia 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 (cinco megawatts).

A aquisição será efetivada através de aportes de capital a serem realizados em até 48 meses, no valor máximo de R$ 24.276.

d.8) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

A ECP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia. A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2016.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Outros resultados abrangentes	Participação no capital (%)
Tupan	80.379	127.490	31.855	95.635	17.620	15.256	-	99,99
Hidropower	33.393	87.745	36.273	51.472	14.770	10.943	-	99,99
Ibitiúva	38.501	123.112	59.754	63.358	30.879	19.969	-	95,00
Ferrari	87.640	250.308	104.693	145.615	54.678	33.930	-	99,99
EEN	185.683	588.690	331.369	257.321	109.341	33.060	-	99,99
EEC	391.500	431.816	40.814	391.002	5.324	286	-	99,99
CECL[17]	199.666	198.522	697	197.825	-	(2.038)	-	99,99
CESA[18]	380	-	-	-	-	(215)		99,99
Projeto Assú	2.703	10.324	22.258	(11.934)	-	(219)	(14.418)	99,99
Outros	10	10	-	10	-	-	-	99,99

[17] Complexo Eólico Campo Largo.
[18] Complexo Eólico Santo Agostinho.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 366.075 (R$ 425.991 em 31.12.2015).

- Energias Eólicas do Nordeste S.A. ("EEN")

A EEN é uma *holding* constituída para concentrar os investimentos nas SPE que detêm os projetos eólicos do Complexo Eólico Trairi, no estado do Ceará. A seguir algumas informações financeiras das controladas da EEN, referentes ao exercício findo em 31.12.2016.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação no capital (%)
Trairí	36.554	119.859	75.188	44.671	24.621	6.644	99,99
Guajiru	40.068	143.101	91.574	51.527	30.365	9.992	99,99
Fleixeiras I	43.391	143.087	91.567	51.520	28.399	8.145	99,99
Mundaú	52.128	140.671	82.178	58.493	25.955	6.459	99,99

Os efeitos no ativo consolidado da EEN, resultantes da alocação do valor justo dos direitos das autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 10.939 (R$ 11.524 em 31.12.2015).

- Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")

A EEC é uma *holding* constituída para concentrar os investimentos nas SPE que compõem os parques eólicos do Complexo Eólico Santa Mônica, no estado do Ceará. A seguir algumas informações financeiras relativas ao exercício findo em 31.12.2016 das controladas da EEC.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação no capital (%)
Estrela	125.059	133.537	9.588	123.949	(613)	99,99
Cacimbas	75.715	82.199	6.810	75.389	177	99,99
Santa Mônica	80.277	99.650	18.394	81.256	1.300	99,99
Ouro Verde	75.715	113.175	10.483	102.692	(579)	99,99

Os efeitos no ativo consolidado da EEC, resultantes da alocação do valor justo dos direitos das autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 6.551 (R$ 6.564 em 31.12.2015).

Os quatro parques eólicos têm capacidade comercial total de 47,4 MW médios. A energia do Complexo foi comercializada por meio de Leilão promovido pela Aneel em agosto de 2015, a um preço médio de venda de R$ 188,45/MWh, pelo prazo de 20 anos e início do fornecimento em 01.01.2018.

O parque eólico Santa Mônica iniciou a operação comercial em outubro de 2016. Já o parque eólico Cacimbas deu início à operação comercial de três máquinas em dezembro de 2016 e das quatro máquinas restantes em janeiro de 2017. A conclusão da construção dos demais parques está prevista para ocorrer no primeiro trimestre de 2017.

- Complexo Eólico Campo Largo ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica totalizando um potencial aproximado de desenvolvimento de 630 MW, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no estado da Bahia, que serão desenvolvidos em etapas.

O Complexo é composto por 22 (vinte e duas) SPE, as quais foram adquiridas entre os anos de 2013 e 2014. O montante total da aquisição, já contemplando eventuais ajustes do preço final, foi de R$ 87.801, dos quais R$ 81.392 correspondem 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.

Em Leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014, o CECL comercializou 82,6 MW médios através da CLWP Brasil I e suas controladas, pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de janeiro de 2019, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada total de 178,2 MW. Outros cinco parques eólicos do Complexo, com capacidade instalada total de 148,5 MW (aproximadamente 70 MW médios), serão desenvolvidos nessa etapa do projeto.

- Complexo Eólico Santo Agostinho ("CESA")

Em agosto de 2014, a ECP adquiriu os direitos de desenvolvimento do CESA, localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte, o qual é composto por 24 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de 600 MW de capacidade instalada.

O valor máximo de aquisição quando da assinatura do contrato foi de R$ 54.000, composto por um montante fixo de R$ 39.000 e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15.000, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato.

Em 31.12.2016, o processo de aquisição do Complexo Eólico havia concluído. A mais valia do negócio adquirido, considerando o principal e a correção monetária, no valor de R$ 58.899, 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$ 44.658 (correspondentes a R$ 33.000 do preço de assinatura do contrato) na aquisição do projeto.

- Projeto Assú

Em novembro de 2015, a ECP 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, 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.

NOTA 14 – IMOBILIZADO

a) Composição

		Controladora			
		31.12.2016			31.12.2015
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	2,8%	5.086.548	(2.882.952)	2.203.596	2.331.964
Edificações e benfeitorias	3,1%	1.467.196	(902.431)	564.765	606.830
Máquinas e equipamentos	4,3%	6.401.972	(4.197.132)	2.204.840	2.287.231
Móveis e utensílios	6,3%	9.767	(5.416)	4.351	4.691
Veículos	14,3%	3.086	(2.093)	993	1.057
Obrigações especiais		(12.238)	-	(12.238)	(12.420)
		12.956.331	**(7.990.024)**	**4.966.307**	**5.219.353**
Em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		1.380	-	1.380	1.347
Edificações e benfeitorias		7.991	-	7.991	2.811
Máquinas e equipamentos		248.420	-	248.420	184.333
Adiantamentos a fornecedores		24.192	-	24.192	27.890
Aquisições a ratear		28.282	-	28.282	28.530
		310.265	**-**	**310.265**	**244.911**
		13.266.596	**(7.990.024)**	**5.276.572**	**5.464.264**

		Consolidado			
		31.12.2016			31.12.2015
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	3,1%	7.067.468	(3.325.504)	3.741.964	3.983.941
Edificações e benfeitorias	3,2%	1.766.562	(998.510)	768.052	832.520
Máquinas e equipamentos	4,4%	8.779.994	(4.735.638)	4.044.356	4.344.016
Móveis e utensílios	6,3%	10.458	(5.672)	4.786	5.133
Veículos	14,3%	4.445	(2.928)	1.517	1.707
Obrigações especiais		(12.362)	-	(12.362)	(12.545)
		17.616.565	**(9.068.252)**	**8.548.313**	**9.154.772**
Em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		74.415	-	74.415	15.800
Edificações e benfeitorias		90.673	-	90.673	22.277
Máquinas e equipamentos		469.269	-	469.269	198.094
Adiantamentos a fornecedores		743.344	-	743.344	399.818
Aquisições a ratear		268.884	-	268.884	106.789
		1.646.585	**-**	**1.646.585**	**742.778**
		19.263.150	**(9.068.252)**	**10.194.898**	**9.897.550**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 01.01.2015	**2.466.257**	**642.132**	**2.110.667**	**5.923**	**327.250**	**(12.902)**	**5.539.327**
Ingressos	-	-	-	-	302.370	482	302.852
Juros e variação monetária capitalizados	-	-	-	-	34.077	-	34.077
Impairment	-	-	(10.298)	-	-	-	(10.298)
Transferências	2.579	5.643	410.032	532	(418.786)	-	-
Baixas	-	-	(13.758)	(5)	-	-	(13.763)
Depreciação	(136.872)	(40.945)	(209.412)	(702)	-	-	(387.931)
Saldos em 31.12.2015	**2.331.964**	**606.830**	**2.287.231**	**5.748**	**244.911**	**(12.420)**	**5.464.264**
Ingressos	-	-	-	-	241.601	-	241.601
Juros e variação monetária capitalizados	-	-	-	-	16.824	-	16.824
Impairment	-	-	(30.262)	-	-	-	(30.262)
Transferências	7.348	(502)	185.736	307	(193.071)	182	-
Baixas	-	-	(296)	(40)	-	-	(336)
Depreciação	(135.716)	(41.563)	(237.569)	(671)	-	-	(415.519)
Saldos em 31.12.2016	**2.203.596**	**564.765**	**2.204.840**	**5.344**	**310.265**	**(12.238)**	**5.276.572**

	Consolidado						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 01.01.2015	**4.197.039**	**869.242**	**4.195.582**	**7.123**	**402.118**	**(13.026)**	**9.658.078**
Ingressos	-	-	-	-	783.958	481	784.439
Juros e variação monetária capitalizados	-	-	-	-	67.808	-	67.808
Impairment	-	-	(10.298)	-	-	-	(10.298)
Transferências	2.675	16.239	491.270	619	(511.106)	-	(303)
Baixas	-	-	(13.906)	(5)	-	-	(13.911)
Depreciação	(215.773)	(52.961)	(318.632)	(897)	-	-	(588.263)
Saldos em 31.12.2015	**3.983.941**	**832.520**	**4.344.016**	**6.840**	**742.778**	**(12.545)**	**9.897.550**
Ingressos	-	-	-	-	1.135.909	-	1.135.909
Juros e variação monetária capitalizados	-	-	-	-	113.557	-	113.557
Impairment	-	(2.622)	(42.103)	(180)	-	-	(44.905)
Reclassificação para o ativo mantido para venda	(44.277)	(12.470)	(230.974)	(93)	(174)	-	(287.988)
Transferências	16.890	4.543	323.210	659	(345.485)	183	-
Baixas	-	-	(369)	(40)	-	-	(409)
Depreciação	(214.590)	(53.919)	(349.424)	(883)	-	-	(618.816)
Saldos em 31.12.2016	**3.741.964**	**768.052**	**4.044.356**	**6.303**	**1.646.585**	**(12.362)**	**10.194.898**

c) Composição do imobilizado em serviço, por grupo de usinas

	Controladora				
	31.12.2016				31.12.2015
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	2,9%	10.107.479	(5.582.112)	4.525.367	4.730.375
Termelétricas	6,7%	2.879.113	(2.438.173)	440.940	488.978
		12.986.592	**(8.020.285)**	**4.966.307**	**5.219.353**

	Consolidado				
	31.12.2016				31.12.2015
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,1%	13.303.083	(6.330.328)	6.972.755	7.579.491
Termelétricas	6,7%	2.879.113	(2.438.173)	440.940	488.978
PCH	4,3%	343.173	(119.432)	223.741	209.944
Biomassa	4,8%	500.471	(152.063)	348.408	263.399
Eólicas	4,0%	634.711	(72.242)	562.469	612.960
		17.660.551	**(9.112.238)**	**8.548.313**	**9.154.772**

d) Depreciação

As taxas de depreciação estabelecidas pela Aneel, que correspondem à vida útil estimada dos bens, para os principais grupos de ativos que compõem os parques geradores da Companhia, são as seguintes:

	Depreciação (% a.a.)	Vida útil média (anos)
Reservatórios e barragens	2,0	50
Edificações e benfeitorias	3,3	30
Geradores	3,3	30
Caldeiras	4,0	25
Turbinas hidráulicas	2,5	40
Casas de força	2,0	50
Turbinas eólicas (aerogeradores)	5,0	20
Equipamentos gerais	6,3	16

O montante dos itens totalmente depreciados em 31.12.2016 e 31.12.2015 são os seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Reservatórios, barragens e adutoras	231.535	231.535	231.535	231.535
Edificações e benfeitorias	106.311	105.858	106.311	105.858
Máquinas e equipamentos	935.229	812.968	936.242	813.771
Móveis e utensílios	1.224	1.170	1.390	1.314
Veículos	1.212	680	1.630	1.098
	1.275.511	**1.152.211**	**1.277.108**	**1.153.576**

- Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas

A Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há total certeza quanto à indenização pelo Poder Concedente, do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos, ao final de seus prazos de concessão e de autorização.

Dessa forma, a Companhia, deprecia estes ativos com base nas taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão ou da autorização, embora a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação das mesmas.

e) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da primeira adoção das normas internacionais (IFRS) e das normas estabelecidas pelo CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado de suas usinas, cujos valores contábeis se apresentavam substancialmente diferentes dos seus valores justos.

O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A depreciação e baixas do referido ajuste nos ativos não resulta em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

Os saldos do imobilizado, em 31.12.2016 e 31.12.2015, contemplam o ajuste a valor justo, líquido de depreciação e de baixas, nos montantes de R$ 627.253 e R$ 679.372, respectivamente. A depreciação e as baixas sobre os ajustes ao valor justo no exercício findo em 31.12.2016 foram de R$ 52.120 (R$ 61.021 em 31.12.2015).

f) Registro das concessões onerosas e das autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios

A Companhia, para fins de elaboração das informações consolidadas, considerou como referência para o registro das concessões onerosas e das autorizações concedidas pela União Federal para o uso do bem público para a geração de energia, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, o Guia de Aplicação do IFRS 3 - Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações contábeis, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Com base nesse pronunciamento, a Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição. Esse procedimento vinha sendo adotado pela Companhia antes da obrigatoriedade da adoção dos IFRS e dos CPC, em 01.01.2009, e foi mantido para as transações ocorridas posteriormente a esta data, de modo a conservar a consistência dos procedimentos.

O saldo dessas concessões e autorizações de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2016 é de R$ 659.596 (R$ 693.944 em 31.12.2015), na controladora, e de R$ 1.051.064 (R$ 1.108.046 em 31.12.2015), no consolidado.

g) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos empréstimos e financiamentos e às concessões a pagar são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas.

h) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia, no exercício de 2016, reconheceu provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) nos montantes de R$ 30.262, na controladora, e de R$ 44.905, no consolidado.

A principal motivação para a constituição do *impairment* foi a expectativa de que os valores em uso de ativos de geração termelétrica sejam inferiores aos seus montantes registrados, visto a perspectiva de redução da geração de receita desses ativos, em decorrência da dificuldade em se manter os mesmos níveis de preço de venda de um contrato que vencerá em 2017 e da baixa possibilidade de despacho de uma usina pela ordem de mérito.

Para fins do cálculo do *impairment*, o valor recuperável dos ativos foi baseado no valor justo de venda deduzido das despesas estimadas com a alienação, tomando-se como base os preços cotados para ativos similares (Nível 2).

i) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

i.1) Concessões de usinas hidrelétricas

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	ENGIE Brasil Energia	1.420	28.09.1998	27.09.2028
UHE Salto Osório	ENGIE Brasil Energia	1.078	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia	226	28.09.1998	27.09.2028
UHE Itá	ENGIE Brasil Energia /Itasa	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	ENGIE Brasil Energia	1.140	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	ENGIE Brasil Energia	450	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia	176	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	ENGIE Brasil Energia	243	23.04.2002	22.04.2037
UHE Estreito	CEE	1.087	26.11.2002	26.11.2037

A Companhia possui, direta e indiretamente, nas usinas Itá, Machadinho e Estreito, o equivalente a 1.126,9 MW, 403,9 MW e 435,6 MW, respectivamente, das capacidades instaladas das usinas, valores que correspondem às suas participações como acionistas ou consorciadas.

i.2) Autorizações de usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e eólicas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)				
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	ENGIE Brasil Energia	857	25.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	ENGIE Brasil Energia	72	25.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete[19]	ENGIE Brasil Energia	66	25.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	ENGIE Brasil Energia	190	01.06.2000	28.04.2029
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[20]	33	05.04.2000	05.04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	29.10.2002	28.10.2032
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	340	31.03.2015	30.03.2050
UTE Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	27.07.2007	26.07.2042
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
PCH Areia Branca[21]	Areia Branca	20	02.05.2000	02.05.2030
PCH Rondonópolis	Tupan	27	18.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	18.12.2002	18.12.2032
Usinas eólicas (EOL)				
EOL Pedra do Sal[21]	Pedra do Sal	18	01.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe[21]	Beberibe	26	31.07.2003	03.08.2033
EOL Trairí	Trairí	25	20.09.2011	28.09.2041
EOL Guajiru	Guajiru	30	20.09.2011	28.09.2041
EOL Fleixeiras I	Fleixeiras I	30	20.09.2011	26.09.2041
EOL Mundaú	Mundaú	30	20.09.2011	26.09.2041
EOL Santa Mônica	Santa Mônica SPE	19	20.01.2015	25.01.2045
EOL Cacimbas I	Cacimbas	19	27.01.2015	04.02.2045
EOL Ouro Verde[22]	Santa Mônica SPE II	30	20.01.2015	22.01.2045
EOL Estrela[22]	Trairí II	30	27.01.2015	04.02.2045
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	21.05.2015	N.A.[23]
Usinas eólicas (EOL) Projeto				
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	116	02.07.2015	02.07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	03.08.2015	03.08.2050
Usina solar fotovoltaica				
Central Fotovoltaica Assú V	ENGIE Brasil Energia	30	07.06.2016	07.06.2051
Cidade Azul	ENGIE Brasil Energia	3	10.04.2014	N.A. [23]

A Companhia possui 22,9 MW da capacidade instalada da Usina Ibitiúva Bioenergética, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

[19] A Usina Termelétrica Alegrete é uma usina termelétrica movida a óleo combustível construída a cerda de 45 anos. A Usina, em decorrência do seu alto custo de operação, não é despachada em situações de normalidade de operação do sistema elétrico. A revogação definitiva da autorização de operação da Usina foi deferida pela Aneel em fevereiro de 2014, e está em andamento o processo de devolução da mesma à União.

[20] As consorciadas são a controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e Andrade Açúcar e Álcool S.A. (27,1%).

[21] Conforme mencionado na Nota 11 – Ativos não circulantes mantidos para venda, o Conselho de Administração aprovou a alienação destas usinas. A conclusão da alienação está sujeita a aprovação prévia do CADE, do BNDES e da Aneel.

[22] As usinas encontram-se em fase final de construção.

[23] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

i.3) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na produção, na transmissão, na distribuição e na comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

NOTA 15 – INTANGÍVEL

a) Composição

		Controladora			
		31.12.2016			31.12.2015
	Período de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Total
Direito de uso	Até 2034	58.251	(37.413)	**20.838**	**17.262**

		Consolidado			
		31.12.2016			31.12.2015
	Período de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Total
Direito de compra de energia	Até 2023	64.561	(24.090)	40.471	46.486
Direito de uso de ativos	Até 2037	78.116	(39.062)	39.054	51.484
Direitos do Projeto Trairí	Até 2041	12.668	(1.729)	10.939	11.524
Direitos do Projeto Campo Largo	-	81.392	-	81.392	81.392
Direitos do Projeto Santo Agostinho	-	58.899	-	58.899	45.872
Direitos do Projeto Assú	-	15.194	-	15.194	-
Direitos do Projeto Santa Mônica	-	6.565	-	6.565	6.565
		317.395	**(64.881)**	**252.514**	**243.323**

Os direitos dos projetos acima mencionados decorrem do 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 adquiridos juntamente com as empresas. A amortização desses direitos é iniciada após a entrada em operação comercial dos parques e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

b) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2015	**10.993**	**196.516**
Ingresso	11.698	29.509
Valor justo dos direitos adquiridos	-	29.157
Transferência do ativo imobilizado	-	303
Amortização	(5.429)	(12.162)
Saldos em 31.12.2015	**17.262**	**243.323**
Ingresso	8.266	9.000
Valor justo dos direitos adquiridos	-	11.698
Transferência para ativo mantido para venda	-	(77)
Amortização	(4.690)	(11.430)
Saldos em 31.12.2016	**20.838**	**252.514**

c) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a existência de eventos que possam levar à perda de valores não recuperáveis dos intangíveis, não havendo quaisquer indicativos identificados que possam resultar na redução do seu valor recuperável em 31.12.2016.

NOTA 16 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Energia elétrica comprada	47.514	43.297	146.998	178.827
Transações no mercado de curto prazo	11.071	120.918	17.586	121.189
Combustíveis fósseis e biomassa	48.371	101.478	49.545	102.834
Encargos de uso da rede elétrica	34.624	30.940	41.966	37.692
Fornecedores de materiais e serviços	46.837	39.474	61.107	52.049
Fornecedores de imobilizado	23.360	36.395	53.947	80.982
	211.777	**372.502**	**371.149**	**573.573**

NOTA 17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2016			31.12.2015		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	73.033	240.842	313.875	35.712	277.763	313.475
Repasse BNDES (Bancos)	35.655	207.585	243.240	34.671	239.996	274.667
Nordic Investment Bank (NIB)	25.958	129.807	155.765	24.458	146.763	171.221
Encargos	3.113	-	3.113	5.987	-	5.987
	137.759	**578.234**	**715.993**	**100.828**	**664.522**	**765.350**
Mensurados ao valor justo						
Moeda estrangeira - com *hedge*						
HSBC USA	-	-	-	920.668	-	920.668
Mizuho Bank	-	-	-	341.182	-	341.182
Bank of Tokyo	-	-	-	188.199	-	188.199
Encargos	-	-	-	2.127	-	2.127
	-	**-**	**-**	**1.452.176**	**-**	**1.452.176**
Empréstimos e financiamentos	**137.759**	**578.234**	**715.993**	**1.553.004**	**664.522**	**2.217.526**

Os saldos dos empréstimos e financiamentos na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, são os seguintes:

	Controladora					
	31.12.2016			31.12.2015		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**137.759**	**578.234**	**715.993**	**1.553.004**	**664.522**	**2.217.526**
Efeitos do *hedge (swap)* no balanço						
Posição ativa [24]	-	-	-	(488.802)	-	(488.802)
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**137.759**	**578.234**	**715.993**	**1.064.202**	**664.522**	**1.728.724**

[24] A posição ativa do *hedge* está apresentada como parte da rubrica "Ganhos não realizados em operações de *hedge*".

	Consolidado					
	31.12.2016			31.12.2015		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	168.221	1.184.886	1.353.107	145.533	1.450.429	1.595.962
Repasse BNDES (Bancos)	77.045	686.388	763.433	73.918	752.771	826.689
Nordic Investment Bank	25.958	129.807	155.765	24.458	146.763	171.221
Banco do Brasil	3.305	-	3.305	3.966	3.305	7.271
Encargos	8.667	-	8.667	12.439	-	12.439
	283.196	**2.001.081**	**2.284.277**	**260.314**	**2.353.268**	**2.613.582**
Mensurado ao valor justo						
Moeda estrangeira - com *hedge*						
HSBC USA	-	-	-	920.668	-	920.668
Mizuho Bank	-	-	-	341.182	-	341.182
Bank of Tokyo	-	-	-	188.199	-	188.199
Encargos	-	-	-	2.127	-	2.127
	-	**-**	**-**	**1.452.176**	**-**	**1.452.176**
Empréstimos e financiamentos	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**	**1.712.490**	**2.353.268**	**4.065.758**

Os saldos dos empréstimos e financiamentos no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, são os seguintes:

	Consolidado					
	31.12.2016			31.12.2015		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**	**1.712.490**	**2.353.268**	**4.065.758**
Efeitos do *hedge (swap)* no balanço						
Posição ativa	-	-	-	(488.802)	-	(488.802)
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**	**1.223.688**	**2.353.268**	**3.576.956**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2015	**297.730**	**1.644.768**	**1.942.498**	**454.321**	**3.435.085**	**3.889.406**
Ingressos	96	93.017	93.113	1.290	136.705	137.995
Juros no resultado	68.217	-	68.217	184.867	-	184.867
Variações monetárias no resultado	2.131	17.518	19.649	2.670	23.498	26.168
Juros e variações monetárias capitalizados	9.365	-	9.365	43.096	-	43.096
Variações cambiais no resultado	201.649	352.957	554.606	201.649	352.957	554.606
Ajuste a valor justo	(40.408)	14.435	(25.973)	(40.408)	14.435	(25.973)
Transferências	1.458.173	(1.458.173)	-	1.609.412	(1.609.412)	-
Amortização de principal	(368.551)	-	(368.551)	(519.215)	-	(519.215)
Amortização de juros	(75.398)	-	(75.398)	(225.192)	-	(225.192)
Saldos em 31.12.2015	**1.553.004**	**664.522**	**2.217.526**	**1.712.490**	**2.353.268**	**4.065.758**
Ingressos	-	35.339	35.339	-	35.339	35.339
Juros no resultado	65.411	-	65.411	135.536	-	135.536
Variações monetárias no resultado	2.785	14.978	17.763	4.980	37.984	42.964
Juros e variações monetárias capitalizados	6.023	-	6.023	81.380	-	81.380
Variações cambiais no resultado	(181.654)	-	(181.654)	(181.654)	-	(181.654)
Ajuste a valor justo	39.594	-	39.594	39.594	-	39.594
Transferências	136.605	(136.605)	-	292.536	(292.536)	-
Reclassificação para passivos relacionados a ativos mantidos para venda	-	-	-	(17.721)	(132.974)	(150.695)
Amortização de principal	(1.408.927)	-	(1.408.927)	(1.563.270)	-	(1.563.270)
Amortização de juros	(75.082)	-	(75.082)	(220.675)	-	(220.675)
Saldos em 31.12.2016	**137.759**	**578.234**	**715.993**	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**

c) Composição da dívida por indexadores e moeda

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2016	%	31.12.2015	%	31.12.2016	%	31.12.2015	%
Moeda nacional								
TJLP	540.711	75,5	572.251	25,8	2.092.637	91,6	2.395.953	58,9
IPCA	156.829	21,9	172.415	7,8	156.829	6,9	172.415	4,2
Não indexado	18.453	2,6	20.684	0,9	34.811	1,5	45.214	1,1
	715.993	**100,0**	**765.350**	**34,5**	**2.284.277**	**100,0**	**2.613.582**	**64,3**
Moeda estrangeira								
Dólar - com *hedge* para o CDI	-	-	1.452.176	65,5	-	-	1.452.176	35,7
	-	**-**	**1.452.176**	**65,5**	**-**	**-**	**1.452.176**	**35,7**
Empréstimos e financiamentos	**715.993**	**100,0**	**2.217.526**	**100,0**	**2.284.277**	**100,0**	**4.065.758**	**100,0**

Os empréstimos em dólares norte-americanos foram integralmente liquidados nos seus vencimentos em 2016. Os mesmos estavam protegidos na sua totalidade contra a variação cambial através de operação de *swap* para o CDI.

d) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2016	2015
TJLP	7,5%	6,3%
CDI	14,1%	13,3%
IPCA	6,2%	10,7%
Dólar norte-americano	-16,8%	47,5%

e) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2018	134.214	268.001
2019	134.430	265.425
2020	110.877	238.024
2021	77.905	198.273
2022	77.922	194.904
2023 a 2027	42.886	627.799
2028 a 2032	-	208.655
Empréstimos e financiamentos	**578.234**	**2.001.081**

f) Principais condições das dívidas contratadas

		Condições de pagamento		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldos em 31.12.2016**
Controladora:				
Moeda nacional				
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. [a]	07.2020	Mensais	203.268
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	156.829
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. [a]	10.2023	Mensais	111.741
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,25% a.a. [a]	10.2023	Mensais	225.702
Repasse Finame (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	18.453
Controladas:				
Hidropower - Banco do Brasil	8,08% a.a.	10.2017	Mensais	3.326
Companhia Energética Estreito				
BNDES – Crédito Social	TJLP	06.2018	Mensais	8.398
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. [a]	09.2029	Mensais	691.582
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 2,95% a.a. [a]	09.2029	Mensais	470.048
Ibitiúva				
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	13.032
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. [a]	01.2021	Mensais	14.891
Ferrari				
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. [a]	06.2021	Mensais	19.383
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. [a]	07.2032	Mensais	43.274
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,40% a.a. [a]	06.2021	Mensais	8.459
Projeto Trairí [c]				
BNDES – Crédito Social	TJLP	07.2029	Mensais	1.527
BNDES	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais	294.364

[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.

g) Garantias

g.1) BNDES e Bancos (Repasse BNDES)

- **Financiamento de empreendimentos hidrelétricos**: (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; (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, no contrato com a CEE, há a garantia do penhor dos dividendos a serem pagos pela ENGIE Brasil Energia à sua controladora, ENGIE.

- **Modernização**: cessão fiduciária das receitas provenientes de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR.

- **Financiamento da Usina São Salvador**: fiança bancária para a parcela do BNDES e conta centralizadora de recebíveis para os Bancos (Repasse BNDES).

- **Financiamento de Projetos de PCH, Biomassa e Eólicos**: (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.

g.2) Banco do Brasil

- **Financiamento de Projetos de PCH**: (a) totalidade das ações representativas do capital social; (b) recebíveis e conta reserva; e (c) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia.

h) Compromissos contratuais (*covenants*)

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 da controladora/EBITDA ≤ 3,5
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) – Usina São Salvador	Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5
Controladas:	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Índice de cobertura do serviço da dívida[25] ≥ 1,2 ou 1,3, dependendo da controlada
BNDES Ampliação	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES – Ibitiúva	Índice de endividamento geral ≤ 0,80 Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

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

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

NOTA 18 – DEBÊNTURES

a) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2015	**442**	**162.884**	**163.326**	**442**	**162.884**	**163.326**
Juros no resultado	1.972	-	1.972	1.972	-	1.972
Variações monetárias no resultado	488	2.328	2.816	488	2.328	2.816
Juros e variações monetárias capitalizados	9.233	15.479	24.712	9.233	15.479	24.712
Transferências	(256)	256	-	(256)	256	-
Amortização de juros	(11.390)	-	(11.390)	(11.390)	-	(11.390)
Saldos em 31.12.2015	**489**	**180.947**	**181.436**	**489**	**180.947**	**181.436**
Ingressos	-	585.784	585.784	-	585.784	585.784
Juros no resultado	23.795	-	23.795	9.240	-	9.240
Variações monetárias no resultado	359	14.516	14.875	359	7.695	8.054
Juros e variações monetárias capitalizados	5.092	5.709	10.801	19.647	12.530	32.177
Transferências	(952)	952	-	(952)	952	-
Amortização de juros	(12.236)	-	(12.236)	(12.236)	-	(12.236)
Saldos em 31.12.2016	**16.547**	**787.908**	**804.455**	**16.547**	**787.908**	**804.455**

Em 15.07.2016, 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$ 600.000, totalizando R$ 585.784, líquido dos custos de captação. Os recursos obtidos destinam-se à implantação da UTE Pampa Sul.

b) Principais condições contratadas

			Condições de Pagamento		
	Quantidade	Remuneração	Encargos	Principal	Garantia
5ª Emissão – série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	Sem garantia
6ª Emissão - Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	Sem garantia
6ª Emissão - Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	Sem garantia

c) Compromissos financeiros contratuais (*covenants*)

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

Os *covenants* estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

NOTA 19 – CONCESSÕES A PAGAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Usina Hidrelétrica Cana Brava	950.283	810.919	950.283	810.919
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	814.472	704.492	814.472	704.492
Usina Hidrelétrica São Salvador	530.211	505.170	530.211	505.170
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	52.410	49.971
	2.294.966	**2.020.581**	**2.347.376**	**2.070.552**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	59.907	55.388	65.408	60.572
Passivo não circulante	2.235.059	1.965.193	2.281.968	2.009.980
	2.294.966	**2.020.581**	**2.347.376**	**2.070.552**

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de Utilização do Bem Público (UBP) para a geração de energia nas usinas hidrelétricas mencionadas no quadro acima. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação, quais sejam: Cana Brava, São Salvador e Estreito - 10% a.a. e Ponte de Pedra - 8,3% a.a.

b) Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do IGP-M (Cana Brava e Ponte de Pedra) e do IPCA (Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, conforme a seguir demonstrado:

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 31.07.2023	680	4.477	3.508	20.411
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	272.837	2.728.366
		617.277		**2.748.777**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.09.2019	200	550	782	2.158
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16.200	16.200	61.290	63.687
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.531	117.697	1.712.209
		452.281		**1.778.054**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**408.333**	58.729	**1.209.354**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.12.2037	1.960	**41.328**	5.771	**121.749**

c) Mutação

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2015	**50.458**	**1.669.647**	**1.720.105**	**55.115**	**1.710.657**	**1.765.772**
Juros	-	167.963	167.963	-	172.576	172.576
Variações monetárias	-	186.365	186.365	-	191.210	191.210
Transferências	58.782	(58.782)	-	64.463	(64.463)	-
Amortizações	(53.852)	-	(53.852)	(59.006)	-	(59.006)
Saldos em 31.12.2015	**55.388**	**1.965.193**	**2.020.581**	**60.572**	**2.009.980**	**2.070.552**
Juros	-	196.562	196.562	-	201.530	201.530
Variações monetárias	-	136.632	136.632	-	139.785	139.785
Transferências	63.328	(63.328)	-	69.327	(69.327)	-
Amortizações	(58.809)	-	(58.809)	(64.491)	-	(64.491)
Saldos em 31.12.2016	**59.907**	**2.235.059**	**2.294.966**	**65.408**	**2.281.968**	**2.347.376**

d) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2018	54.503	59.508
2019	62.028	66.577
2020	103.248	107.382
2021	125.650	129.409
2022	115.458	118.875
2023 a 2027	968.309	981.261
2028 a 2032	670.339	678.377
2033 a 2037	135.524	140.579
	2.235.059	**2.281.968**

NOTA 20 – GERENCIAMENTO DE RISCO E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) promover internamente a conscientização para o tratamento do risco; (ii) definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento; (iii) promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação; e (iv) classificar e definir os procedimentos de seu controle.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um dos fatores de risco a seguir descritos.

a) Risco de mercado

O objetivo da utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e de moedas.

Estes riscos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo com derivativos ou relacionado a quaisquer outros instrumentos de risco.

Não houve qualquer mudança na exposição da Companhia aos riscos de mercado ou na administração e mensuração desses riscos no ano de 2016.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são os seguintes:

a.1) Risco relacionado às dívidas com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros aplicadas aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e obrigações indexadas a índices de inflação.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, a maior parte da dívida contratada está vinculada à TJLP, a qual tende a ter sua flutuação acompanhando as flutuações das taxas de juros e efeitos inflacionários. Desta forma, as dívidas contratadas vinculadas à TJLP tendem a estar protegidas pelos contratos de energia mencionados anteriormente. Ressalta-se que o montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida, fator que mitiga o impacto imediato no fluxo de caixa da Companhia, em caso de aceleração da TJLP.

a.2) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e o saldo dos passivos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Comitê Financeiro.

Em 31.12.2016, a Companhia não mantinha nenhum compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegido por operação de *hedge*.

Os ganhos (perdas) não realizados nas operações de *hedge* são os seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Posição ativa				
Hedge de valor justo sobre empréstimos	-	488.802	-	488.802
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	3.455	419.665
	-	**488.802**	**3.455**	**908.467**
Posição passiva				
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	(21.846)	(562)
Posição líquida	**-**	**488.802**	**(18.391)**	**907.905**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	-	488.802	1.490	778.227
Ativo não circulante	-	-	1.965	130.240
Passivo circulante[26]	-	-	(21.846)	-
Passivo não circulante[27]	-	-	-	(562)
	-	**488.802**	**(18.391)**	**907.905**

a.2.1) Operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos

Conforme anteriormente mencionado, a totalidade dos contratos de empréstimos denominados em dólares norte-americanos, e respectivas operações de *swap*, formam liquidados em seus vencimentos, durante o ano de 2016. Para essas dívidas, a Companhia mantinha operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras das instituições financeiras concedentes dos empréstimos para a proteção dos fluxos de pagamentos futuros de principal e juros, inclusive o imposto de renda incidente sobre os mesmos, contra as oscilações cambiais.

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de hedge de valor justo para o seu registro contábil. Desta forma, tanto os empréstimos objeto do hedge quanto o instrumento de hedge (swap) foram mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos da variação cambial em seus resultados.

[26] Apresentado como parte na rubrica "Outros passivos circulantes".
[27] Apresentado como parte na rubrica "Outros passivos não circulantes".

Mutação das operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos

	Controladora e Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Ativo em 01.01.2015	**27.538**	**36.698**	**64.236**
Juros no resultado	(110.733)	-	(110.733)
Variações cambiais	201.649	352.957	554.606
Ajuste a valor justo	(38.438)	14.237	(24.201)
Transferências	403.892	(403.892)	-
Amortização de principal	(105.534)	-	(105.534)
Amortização de juros	110.428	-	110.428
Ativo em 31.12.2015	**488.802**	**-**	**488.802**
Juros no resultado	(74.714)	-	(74.714)
Variações cambiais	(181.654)	-	(181.654)
Ajuste a valor justo	37.608	-	37.608
Amortização de principal	(353.726)	-	(353.726)
Amortização de juros	83.684	-	83.684
Ativo em 31.12.2016	**-**	**-**	**-**

a.2.2) Operações de *hedge* de fluxo de caixa

A Companhia mantém contratado em 31.12.2016 *Non-Deliberable Forward* (NDF), com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da usina termelétrica a carvão UTE Pampa Sul e da Usina Solar Fotovoltaica Assú V. Os NDF utilizados para proteção dos compromissos assumidos pela Usina Solar Fotovoltaica Assú V foram contratados pela ENGIE Brasil Energia – controladora indireta – e repassados em sua totalidade à controlada.

Os referidos NDF estão firmados com o HSBC, o Citibank e o Santander, nas proporções de 98,5%, 0,9% e 0,6%, respectivamente, e têm seus vencimentos até julho de 2018.

Em 31.12.2016, os ganhos não realizados dos NDF totalizavam uma posição ativa de R$ 3.455 (R$ 419.665 em 31.12.2015) e uma posição passiva de R$ 21.846 (R$ 562 em 31.12.2015). A contrapartida desta perda não realizada está reconhecida diretamente no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes", líquido dos efeitos de imposto de renda e contribuição social diferidos, totalizando R$ 12.139. Adicionalmente, está reconhecido na rubrica "Outros resultados abrangentes" o montante de R$ 18.429, referente a ganhos realizados em NDF recontratados em função da revisão do fluxo de pagamentos ao fornecedor. As perdas não realizadas, líquidas dos efeitos do imposto de renda e contribuição social diferidos, incorridas no ano de 2016 foram de R$ 288.746 e estão apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes".

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, e para fins de referência, está sendo apresentada a seguir uma análise de sensibilidade dos empréstimos, dos financiamentos, das debêntures e das concessões a pagar expostos a riscos da variação de taxas de juros e de índices flutuantes, e de variação de cotação de moedas estrangeiras.

O cenário-base provável para o ano de 2017 foi definido através das seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil).

Variação das taxas de juros e índices:	Variação 2016	Cenário Provável 2017	Sensibilidade		
			Provável	Δ + 25% (*)	Δ + 50% (*)
TJLP	7,5%	7,5%	0,0 p.p.	1,9 p.p.	3,8 p.p.
IPCA	6,2%	4,8%	-1,4 p.p.	1,2 p.p.	2,4 p.p.
IGP-M	7,2%	5,1%	-2,1 p.p.	1,3 p.p.	2,5 p.p.

(*) Variações sobre o cenário provável de 2017.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices do ano de 2016 e os previstos no cenário provável para 2017. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e de 50% sobre o cenário provável para 2017. As variações que poderão ser causadas no resultado financeiro consolidado de 2017, em comparação com o ano de 2016, caso tais cenários se materializem, são os seguintes:

	Saldos em 31.12.2016	Sensibilidade		
		Provável	Δ + 25%	Δ + 50%
Empréstimos e financiamentos				
TJLP	2.092.637	-	(41.422)	(83.504)
IPCA	156.829	1.948	(1.718)	(3.435)
		1.948	**(43.140)**	**(86.939)**
Debêntures				
IPCA	804.455	**11.533**	**(10.169)**	**(20.337)**
Concessões a pagar				
IGP-M	1.764.755	36.992	(22.597)	(45.194)
IPCA	582.621	8.570	(6.716)	(13.433)
		45.562	**(29.313)**	**(58.627)**
Total		**59.043**	**(82.622)**	**(165.903)**

b) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e de cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos, financiamentos e debêntures, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social, as reservas e os lucros acumulados incorporados às reservas de lucros.

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento bruto, calculado com base no EBITDA, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 3,5 vezes o EBITDA.

c) Risco de crédito

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição ao risco de crédito são as vendas de energia, as aplicações financeiras e as operações de *hedge*. O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldade apresentada por bancos e clientes em honrar os seus compromissos é praticamente nulo. A Companhia é avalista em contratos de financiamentos de suas controladas com o objetivo de assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos.

c.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras, inclusive os Contratos de CCEAR, a Companhia minimiza o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão a fiança bancária e o CDB caucionado. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, através de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

Os créditos de todos os clientes são revisados anualmente e a sua exposição aos diversos setores da economia é avaliada periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco específico setorial.

c.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas obedecem à alocação de no mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais - na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas - e no máximo 10% dos recursos em Títulos Privados - aquisições de CDBs de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Eles devem atender aos seguintes parâmetros: (i) patrimônio líquido de no mínimo R$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2016, esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do governo brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos, em decorrência de eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

c.3) Riscos relacionados às operações de *hedge*

A "Política de Investimentos e Derivativos" impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo.

Em 31.12.2016, as únicas operações de *hedge* contratadas pela companhia são os NDF para proteger os fluxos de pagamentos dos compromissos futuros em moeda estrangeira estabelecidos nos contratos de compra de equipamentos e serviços vinculados à construção de usinas.

a) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Comitê Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e de gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, através do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados.

A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Comitê Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

O demonstrativo a seguir apresenta o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2016. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e de pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	211.777	-	-	-	211.777
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[28]	179.336	329.150	213.430	124.460	846.376
Debêntures	48.901	99.666	183.833	849.605	1.182.005
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	3.381	6.474	6.087	4.868	20.810
Concessões a pagar	63.019	141.872	325.215	5.206.079	5.736.185
	506.414	**577.162**	**728.565**	**6.185.012**	**7.997.153**

	Consolidado				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	371.149				371.149
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[28]	432.793	796.306	629.884	1.328.679	3.187.662
Debêntures	48.901	99.666	183.833	849.605	1.182.005
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	11.515	15.336	6.440	4.868	38.159
Concessões a pagar	68.790	153.422	336.765	5.298.957	5.857.934
	933.148	**1.064.730**	**1.156.922**	**7.482.109**	**10.636.909**

[28] Com os efeitos do *hedge*.

e) Risco hidrológico

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado, na sua maior parte, por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que poderia afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas ao MRE.

Ainda com o objetivo de reduzir este risco, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava vendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Para maiores informações, vide Nota 10 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar.

f) Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Ativos financeiros				
Mensurados ao valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras	1.173.841	1.735.344	1.803.333	2.385.163
Depósitos vinculados	10.985	12.453	194.528	166.565
Recebíveis e empréstimos				
Caixa e depósitos bancários à vista	1.418	3.664	12.007	11.691
Contas a receber de clientes	505.348	441.588	824.079	773.602
Combustível a reembolsar	49.472	144.249	49.472	144.249
Operações de *hedge*				
Hedge de valor justo sobre empréstimos	-	488.802	-	488.802
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	3.455	419.665
	1.741.064	**2.826.100**	**2.886.874**	**4.389.737**
Passivos financeiros				
Passivos financeiros avaliados ao custo amortizado				
Fornecedores	211.777	372.502	371.149	573.573
Empréstimos e financiamentos	715.993	765.350	2.284.277	2.613.582
Debêntures	804.455	181.436	804.455	181.436
Concessões a pagar	2.294.966	2.020.581	2.347.376	2.070.552
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos [29]	-	-	43.068	47.516
Mensurados ao valor justo				
Empréstimos e financiamentos	-	1.452.176	-	1.452.176
Operações de *hedge*				
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	21.846	562
	4.027.191	**4.792.045**	**5.872.171**	**6.939.397**

[29] Apresentado nas rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

Os ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado estão avaliados pelos preços cotados em mercado ativo (Nível 1), exceto os empréstimos e financiamentos e as operações de *hedge*, os quais estão avaliados por meio de outros dados observáveis (Nível 2).

f) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado, nos empréstimos e financiamentos, nas debêntures e nas concessões a pagar. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

	Controladora			
	31.12.2016		31.12.2015	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	715.993	728.513	765.350	773.945
Debêntures	804.455	841.565	181.436	176.729
Concessões a pagar	2.294.966	2.901.915	2.020.581	2.240.528
	3.815.414	**4.471.993**	**2.967.367**	**3.191.202**

	Consolidado			
	31.12.2016		31.12.2015	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	2.284.277	2.450.271	2.613.582	2.802.011
Debêntures	804.455	841.565	181.436	176.729
Concessões a pagar	2.347.376	2.967.320	2.070.552	2.296.789
	5.436.108	**6.259.156**	**4.865.570**	**5.275.529**

NOTA 21 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Imposto de renda	82.763	46.465	101.779	57.600
Contribuição social	17.893	1.617	26.279	7.385
	100.656	**48.082**	**128.058**	**64.985**
(-) Tributos a compensar	(46.446)	(46.512)	(47.035)	(47.186)
	54.210	**1.570**	**81.023**	**17.799**

NOTA 22 – OUTRAS OBRIGAÇÕES FISCAIS E REGULATÓRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
PIS e Cofins	25.599	36.934	29.220	42.830
INSS	5.321	5.455	6.206	6.236
ICMS	2.662	3.815	21.021	22.348
ISSQN[30]	805	1.021	1.256	1.479
Royalties[31]	27.177	32.829	30.942	37.117
Taxa de fiscalização	1.187	1.065	1.438	1.307
Outros	2.003	2.710	2.166	2.821
	64.754	**83.829**	**92.249**	**114.138**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(3.384)	(15.833)	(3.617)	(16.473)
	61.370	**67.996**	**88.632**	**97.665**

NOTA 23 – OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Provisão para participação nos resultados e bônus	56.302	54.701	59.065	54.701
Provisão para férias	19.895	24.607	20.812	25.255
Salários e encargos sociais a pagar	8.462	4.236	8.878	5.024
Provisão para gastos com demissão voluntária	4.505	21.734	4.505	21.734
Outras	1.491	1.301	1.493	1.302
	90.655	**106.579**	**94.753**	**108.016**

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consiste em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados - aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial - aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculado aos resultados das suas áreas e ao seu desempenho individual.

A Companhia também mantém reconhecida provisão para gastos com demissão voluntária, referente a colaboradores, inclusive administradores, que aderiram ao Plano de Demissão Voluntária – PDV e que se desligaram no ano de 2016.

[30] Imposto sobre serviços de qualquer natureza.

[31] Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos.

NOTA 24 – PROVISÕES

As provisões são reconhecidas pela Companhia por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos quando, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro.

b) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Cíveis				
Compra de combustível	209.960	184.956	209.960	184.956
Desapropriações e servidões administrativas	31.817	27.794	31.817	27.794
Benefícios de aposentadoria	17.425	15.573	17.425	15.573
Ambientais	10.170	11.448	10.170	11.448
Ações diversas	14.916	14.168	20.138	17.679
	284.288	**253.939**	**289.510**	**257.450**
Fiscais	**6.929**	**4.847**	**7.270**	**5.142**
Trabalhistas	**10.806**	**9.389**	**10.948**	**10.008**
Desmobilização de ativos de geração	**19.379**	**-**	**19.379**	**-**
	321.402	**268.175**	**327.107**	**272.600**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	34.020	24.761	35.001	25.727
Passivo não circulante	287.382	243.414	292.106	246.873
	321.402	**268.175**	**327.107**	**272.600**

b.1) Compra de combustível

A provisão decorre de disputa judicial com fornecedor de combustível em função de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço de combustível. A Companhia, prudentemente, classificou a ação com risco de perda provável, visto que: (i) o processo ainda se encontra em estágio inicial de tramitação; (ii) o mérito da ação ainda não foi julgado na instância de 1º grau onde tramita; e (iii) não há jurisprudências em ações similares. O valor provisionado corresponde ao montante esperado de saída líquida de recursos da Companhia, caso a mesma não obtenha êxito na referida disputa judicial.

b.2) Desapropriações e servidões administrativas

A Companhia possui algumas ações judiciais impetradas por pessoas físicas e jurídicas que versam sobre os processos de desapropriações de áreas atingidas por reservatórios de determinadas usinas e de instituição de servidões administrativas das propriedades onde são construídas as linhas de conexão dos parques eólicos.

b.3) Benefícios de aposentadoria

A provisão se refere, substancialmente, à ação ajuizada contra a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS) e a Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), por participantes da fundação, por meio da qual requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria.

A decisão de primeiro grau, confirmada pelo TJSC, é contrária aos interesses da Eletrosul e da ELOS. Em 2011, a Companhia firmou acordo com a maior parte dos reclamantes que faziam parte dessa ação coletiva.

b.4) Desmobilização de ativos de geração

Em maio de 2016, o Conselho de Administração aprovou o plano de desligamento, desativação e desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas. Para a execução do plano, a Companhia reconheceu a provisão de R$ 19.379, correspondente à expectativa de desembolso futuro para as desmontagens, remoções, restaurações e demais gastos previstos no plano.

c) Mutação das provisões

	Controladora				
	Cíveis	**Fiscais**	**Trabalhistas**	**Desmobilização**	**Total**
Saldos em 01.01.2015	**183.413**	**4.347**	**10.880**	**-**	**198.640**
Adições	65.950	1.841	225	-	68.016
Atualizações	11.978	202	960	-	13.140
Pagamentos	(6.220)	(1.418)	(1.314)	-	(8.952)
Reversões por revisão	(1.182)	(125)	(1.362)	-	(2.669)
Saldos em 31.12.2015	**253.939**	**4.847**	**9.389**	**-**	**268.175**
Adições	194	2.783	92	19.379	22.448
Atualizações	32.151	413	1.348	-	33.912
Pagamentos	(48)	(58)	(23)	-	(129)
Reversões por revisão	(1.948)	(1.056)	-	-	(3.004)
Saldos em 31.12.2016	**284.288**	**6.929**	**10.806**	**19.379**	**321.402**

	Consolidado				
	Cíveis	**Fiscais**	**Trabalhistas**	**Desmobilização**	**Total**
Saldos em 01.01.2015	**185.882**	**5.061**	**11.529**	**-**	**202.472**
Adições	67.107	1.841	377	-	69.325
Atualizações	12.296	314	961	-	13.571
Pagamentos	(6.260)	(1.419)	(1.415)	-	(9.094)
Reversões por revisão	(1.575)	(655)	(1.444)	-	(3.674)
Saldos em 31.12.2015	**257.450**	**5.142**	**10.008**	**-**	**272.600**
Adições	1.686	2.828	369	19.379	24.262
Atualizações	32.657	416	1.348	-	34.421
Pagamentos	(48)	(58)	(24)	-	(130)
Reversões por revisão	(2.054)	(1.058)	(753)	-	(3.865)
Reclassificação para ativo mantido para venda	(181)	-	-	-	(181)
Saldos em 31.12.2016	**289.510**	**7.270**	**10.948**	**19.379**	**327.107**

d) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em processos judiciais que, na avaliação de seus consultores jurídicos e de sua Administração, não apresentam risco provável de desembolso futuro e, por esse motivo, os valores relativos a esses processos não são provisionados.

	31.12.2016			31.12.2015		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Controladora						
Fiscais	258.990	210.611	469.601	239.648	111.891	351.539
Cíveis	98.694	128.071	226.765	70.060	113.764	183.824
Trabalhistas	6.736	109.830	116.566	3.789	63.780	67.569
	364.420	**448.512**	**812.932**	**313.497**	**289.435**	**602.932**
Consolidado						
Fiscais	331.483	230.981	562.464	310.195	130.461	440.656
Cíveis	121.855	128.153	250.008	92.047	115.122	207.169
Trabalhistas	9.989	112.396	122.385	6.023	64.795	70.818
	463.327	**471.530**	**934.857**	**408.265**	**310.378**	**718.643**

d.1) Riscos fiscais

Os principais riscos de natureza fiscal avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são os seguintes:

- Recuperação de PIS e Cofins

Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718/98, ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas. A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, em 01.09.2006, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins.

O principal valor computado na base de cálculo do PIS e da Cofins, referia-se à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção CCC", a qual era contabilizado o reembolso dos combustíveis fósseis para geração de energia termoelétrica adquiridos com recursos da CCC. Em 2006, a Aneel procedeu à alteração do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSD) para refletir a contrapartida em conta retificadora dos custos de operação e não mais como receita.

Em razão do reconhecimento, pela Aneel, de que o procedimento contábil até então adotado estava inadequado, a Companhia compensou, também, os valores recolhidos a maior relativamente ao período de 2004 a 2005.

Em 2009, a RFB intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 135.982 referente ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, já incluídos os juros e multas, alegando que a Subvenção CCC representa faturamento, sendo obrigatória a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado e que, portanto, era indevida a compensação efetuada. A Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade em 31.03.2009, que em 30.04.2014, a RFB, através de acórdão emitido pela Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis reconheceu o direito creditório discutido nos autos e as compensações foram homologadas em sua integralidade, resultando na extinção dos débitos.

No que se refere ao período compreendido entre fevereiro de 2004 e dezembro de 2005, a RFB expediu 44 autos de infração, que corresponde a uma parte do valor compensado, sob a alegação de que o consumo de combustível fóssil de responsabilidade da CCC tem natureza de receita. A Companhia apresentou manifestação de inconformidade em relação a todos os processos, as quais foram julgadas pelas respectivas delegacias de julgamento em desfavor da Companhia, que, por sua vez interpôs recurso voluntário contra estas decisões.

Dos 44 processos que foram remetidos ao CARF, apenas um processo foi julgado favorável à Companhia, por unanimidade de votos, que anulou o Despacho Decisório, no valor de R$ 117. Dos 43 processos restantes que se encontravam no CARF, bem como, na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), 11 já foram julgados, no valor de R$ 7.570, com decisão desfavorável à Companhia. Após essa decisão, a Administração da ENGIE Brasil Energia ingressou com pedido de análise de Recurso Especial na CSRF, os quais também foram negados e alterou a classificação de risco dos processos para risco possível.

Em decorrência do não seguimento dos Recursos Especiais, em última e definitiva instância administrativa, a Companhia ingressou, em 18.11.2015, com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional, com referência aos 11 créditos tributários constituídos pela RFB, em virtude da não homologação de compensação de valores pagos a maior a título de PIS e Cofins. Em 31.12.2016, o montante ajuizado totaliza R$ 8.152 e encontra-se concluso para decisão.

Os processos pendentes de julgamento na esfera administrativa e judicial totalizam, em 31.12.2016, R$ 125.818 (R$ 117.901 em 31.12.2015), na controladora e no consolidado.

- Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS)

Refere-se à autuação da Companhia e sua controlada EBC pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres são emitidas no mês seguinte ao do fato gerador. Pelo entendimento do Fisco, essa prática posterga em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual o mesmo está conectado, até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento, portanto somente após a medição é possível fatura a energia consumida pelo cliente. Assim, o procedimento adotado pela Companhia e pela EBC estaria de acordo com a prática usual do Setor Elétrico Nacional, não merecendo prosperar o entendimento do Fisco do estado de São Paulo.

Apesar do êxito parcial das defesas apresentadas pela Companhia, a Administração e seus consultores jurídicos entendem que a totalidade dos lançamentos dos débitos pelo Fisco está comprometida por erro de apuração e embasamento legal, onde a possibilidade de ganho supera o risco de perda. Os autos de infração estão sendo contestados judicialmente pela Companhia juntamente com seus advogados. O montante atualizado desses autos, avaliado como de risco de perda possível, em 31.12.2016, é de R$ 15.572 (R$ 14.801 em 31.12.2015), na controladora, e de R$ 95.459 (R$ 89.727 em 31.12.2015), no consolidado.

Ainda que eventualmente se mantenham parcialmente os autos de infração, a Administração da Companhia e seus advogados entendem que o passivo contingente seria inferior a 10% do valor acima citado, lançado pela fiscalização, que adotou critérios de apuração sem embasamento legal, o que reduziria substancialmente o valor anteriormente informado.

- Denúncia espontânea

O dispositivo de "denúncia espontânea" permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Uma vez que a Receita Federal do Brasil (RFB) aceita recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

Em 18.05.2012, na esfera administrativa, a RFB cientificou a ENGIE Brasil Energia de Acórdão proferido pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), conferindo decisão favorável à Companhia por unanimidade de votos e, judicialmente, também obteve decisão favorável em um processo, cujo montante era R$ 140. No entanto, em 2015, três processos administrativos, no valor de R$ 13.187, tiveram decisões desfavoráveis à Companhia que, por estarem esgotados quaisquer recursos nessa esfera, ingressou, em dezembro de 2015, com ações judiciais, ainda pendentes de julgamento.

O montante dos processos atualizados (administrativo e judicial), cujo risco de perda é avaliado como possível, em 31.12.2016, é de R$ 61.910 (R$ 51.432 em 31.12.2015), na controladora e no consolidado.

- Compensação de base negativa na sucessão e dispensa de multa em denúncia espontânea

A Companhia utilizou base negativa de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária no ano de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas.

Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida Medida Provisória – MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis.

Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento de Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração que faz referência à utilização de base negativa da CSLL no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação.

O processo encontra-se em tramitação no CARF, por parte da RFB, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora. O montante atualizado dessa autuação, cujo risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2016, é de R$ 26.959 (R$ 33.812 em 31.12.2015), na controladora e no consolidado.

d.2) Riscos cíveis

Os principais riscos de natureza cíveis avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são os seguintes:

- Ambientais

Os objetos dessas ações estão divididos da seguinte forma: (i) ações para a implantação de eclusa, escada para peixes e "destoca"; (ii) ações requerendo a implantação de reflorestamento e constituição de Área de Preservação Permanente (APP) de cem metros no entorno dos reservatórios de duas usinas; e (iii) outras ações relativas a supostos danos causados pelo enchimento do reservatório de uma usina, ao despejo de cinzas em áreas supostamente inadequadas, à influência da operação da usina em um rio, à construção de um parque eólico e ao processo de licenciamento ambiental de duas PCH.

O montante relacionado a essas causas em 31.12.2015 era de R$ 22.769, na controladora e no consolidado. Em 2016, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos reavaliaram o risco de perda de provável para possível de duas ações deste objeto, bem como, reavaliaram o valor destas ações de R$ 2.151 para R$ 19.000. O valor relacionado a essas causas em 31.12.2016 é de R$ 46.548, na controladora e no consolidado.

- Contrato com fornecedores

Refere-se a ação de indenização ajuizada por antigo fornecedor de energia requerendo o direito ao recebimento de diferença relativo à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato, bem como a rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual.

Em novembro de 2012, foi proferida sentença julgando improcedente o pedido do reclamante, o qual se opôs à sentença, via Embargos de Declaração, que não foram acolhidos, e interpôs Recurso de Apelação para o Tribunal de Justiça de Santa Catarina (TJSC), onde se aguarda a designação de relator. O montante relacionado a essa causa em 31.12.2016 é de R$ 32.909 (R$ 29.738 em 31.12.2015), na controladora e no consolidado.

NOTA 25 – OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

A Companhia oferece planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados, através da PREVIG - Sociedade de Previdência Complementar. A fundação é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de Contribuição Definida (CD) e de Benefício Definido (BD), este último fechado para novas adesões.

A Companhia patrocina ainda o plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, que não migraram para a PREVIG. As principais características dos planos administrados pela Companhia são as seguintes:

a) Plano de Benefício Definido (BD)

O plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados. Os benefícios previstos nesse plano são os seguintes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

Em 31.12.2016, na PREVIG, esse plano possuía 16 participantes ativos (19 em 31.12.2015). Já na ELOS, esse plano possuía 3 participantes em 31.12.2016 e em 31.12.2015. Em 31.12.2016, a PREVIG tinha 430 (427 em 31.12.2015) aposentados e pensionistas em gozo de benefícios e a ELOS 2.099 (2.121 em 31.12.2015).

b) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia mantém ainda um plano de contribuição definida (CD) na PREVIG, denominado "Prevflex", que foi instituído em 2005. Aos empregados da ENGIE Brasil Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no plano de benefícios definidos (BD) ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem a algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no plano CD. Esse Plano foi denominado "BSPS", que está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

Em 31.12.2016, esse plano possuía 37 participantes ativos (43 em 31.12.2015) e 54 aposentados e pensionistas em gozo de benefícios (48 em 31.12.2015).

c) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Controladora e Consolidado					
	31.12.2016			31.12.2015		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	13.843	178.797	192.640	7.423	85.491	92.914
Contribuição e custo do serviço corrente	211	89	300	220	130	350
Déficit não contratado	13.165	93.362	106.527	14.546	169.931	184.477
Passivo atuarial registrado	**27.219**	**272.248**	**299.467**	**22.189**	**255.552**	**277.741**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

Em 19.04.2016, a Companhia assinou o contrato de parcelamento com a fundação ELOS para equacionamento da parcela de sua responsabilidade do déficit relativo ao exercício de 2014. O valor contratado foi de R$ 94.890, o qual será pago em 165 parcelas mensais, atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor (INPC) e juros de 5,75% a.a.

As demais dívidas contratadas com as fundações são atualizadas pelo INPC e, sobre as mesmas, incidem juros de 6% a.a.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é a seguinte:

	ELOS	PREVIG	Total
2018	11.210	2.866	14.076
2019	11.869	3.060	14.929
2020	12.566	3.244	15.810
2021	13.304	3.438	16.742
2022	14.085	2.099	16.184
2023 a 2027	66.599	1.658	68.257
2028 a 2032	32.799	-	32.799
	162.432	**16.365**	**178.797**

d) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
31.12.2015					
Valor presente das obrigações	1.087.803	264.082	46.762	2.704	1.401.351
Valor justo dos ativos	(832.802)	(264.176)	(56.450)	-	(1.153.428)
Avaliação Atuarial	**255.001**	**(94)**	**(9.688)**	**2.704**	**247.923**
Complemento com obrigações contratadas	-	18.610	11.208	-	29.818
Passivo registrado em 31.12.2015	**255.001**	**18.516**	**1.520**	**2.704**	**277.741**
31.12.2016					
Valor presente das obrigações	1.249.850	327.691	62.657	3.229	1.643.427
Valor justo dos ativos	(972.906)	(317.415)	(70.471)	-	(1.360.792)
Avaliação Atuarial	**276.944**	**10.276**	**(7.814)**	**3.229**	**282.635**
Complemento com obrigações contratadas	-	7.580	9.252	-	16.832
Passivo registrado em 31.12.2016	**276.944**	**17.856**	**1.438**	**3.229**	**299.467**

e) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2016

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	93,3%	98,3%	100%
Empréstimos	3,1%	1,7%	-
Imóveis	3,0%	-	-
Outros	0,6%	-	-
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	6,7%	6,2%	5,4%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

f) Mutação do passivo atuarial

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo registrado em 01.01.2015	**260.487**	**18.348**	**1.528**	**2.555**	**282.918**
Contribuição e custo do serviço corrente	(478)	(1.316)	(8)	(235)	(2.037)
Pagamentos de obrigações contratadas	(8.299)	(3.085)	(279)	-	(11.663)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	27.468	1.690	145	233	29.536
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	44.911	4.065	(763)	276	48.489
Mudanças nas premissas financeiras	(135.499)	(28.297)	(4.859)	(125)	(168.780)
Retorno sobre os ativos superior à taxa de desconto	66.411	19.587	4.063	-	90.061
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	7.524	1.693	-	9.217
	(24.177)	**2.879**	**134**	**151**	**(21.013)**
Passivo registrado em 31.12.2015	**255.001**	**18.516**	**1.520**	**2.704**	**277.741**
Contribuição e custo do serviço corrente	(105)	(818)	(310)	(752)	(1.985)
Pagamentos de obrigações contratadas	(16.282)	(3.387)	(306)	-	(19.975)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	34.034	1.968	166	263	36.431
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	4.265	19.417	6.782	922	31.386
Mudanças nas premissas financeiras	150.714	33.119	6.591	90	190.514
Mudanças nas premissas demográficas	(11.632)	5.312	(89)	2	(6.407)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(139.051)	(42.972)	(9.593)	-	(191.616)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	(13.299)	(3.323)	-	(16.622)
	4.296	**1.577**	**368**	**1.014**	**7.255**
Passivo registrado em 31.12.2016	**276.944**	**17.856**	**1.438**	**3.229**	**299.467**

g) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2017

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	29.314	1.718	140	274	31.446
Custo do serviço corrente e outros	-	(27)	-	98	71
Despesas líquidas	**29.314**	**1.691**	**140**	**372**	**31.517**

h) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2016	31.12.2015
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Planos de benefícios BD (ELOS)	11,0%	12,7%
Planos de benefícios BD (PREVIG)	11,0%	12,2%
Planos de benefícios BSPS	11,0%	12,2%
Inflação	5,0%	5,0%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	5,0%	5,0%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	5,0%	5,0%
Fator de capacidade (Salários e Benefícios)	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2016	31.12.2015
Tábua de Mortalidade (ativos)		
Plano BD Elos	AT-2000 (unissex, sendo 31,38% feminino e 68,62% masculino)	AT-2000 Básica (por sexo)
Plano BD e BSPS Previg e Confidencialidade	AT-2000 (por sexo, suavizada 10%)	AT-2000 (masculina, suavizada 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 Masculina	AT-1983 Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria		
Plano BD Elos	90	90
Plano BD e BSPS Previg	85	90
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge		
Plano BD Elos e BSPS Previg	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos
Plano BD Previg	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos

i) Análise de sensibilidade

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(9.894)	(3.036)	(621)	(9)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	10.037	3.088	632	9

j) Benefício de gratificação de confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

k) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do plano de benefício definido, a PREVIG administra o plano tipo contribuição definida, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. O patrimônio do plano CD em 31/12/2016 era de R$ 820.619.

NOTA 26 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, conforme segue:

a) Composição

	Controladora				
	31.12.2016				31.12.2015
Natureza dos créditos	Base de cálculo	IR	CS	Total	Total
Passivo:					
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	664.874	166.219	59.839	226.058	244.978
Depreciação acelerada	657.651	164.413	59.189	223.602	167.651
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Encargos financeiros capitalizados	66.358	16.590	5.972	22.562	17.219
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	39.128	9.781	3.522	13.303	14.054
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	-	-	-	-	179.655
Outros	3.362	841	302	1.143	786
		384.708	**138.495**	**523.203**	**660.878**
Ativo:					
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	292.714	73.179	26.344	99.523	88.493
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	157.107	39.277	14.140	53.417	20.426
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	129.166	32.292	11.625	43.917	43.925
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	107.654	26.914	9.689	36.603	34.887
Obrigações com benefícios de aposentadoria	106.782	26.696	9.610	36.306	62.830
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	76.987	19.247	-	19.247	22.885
Outros	59.059	14.763	5.315	20.078	18.222
		232.368	**76.723**	**309.091**	**291.668**
Valor líquido		**152.340**	**61.772**	**214.112**	**369.210**

Natureza dos créditos	Consolidado				
	31.12.2016				31.12.2015
	Base de cálculo	IR	CS	Total	Total
Passivo:					
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	664.874	166.219	59.839	226.058	244.978
Depreciação acelerada	815.510	203.877	73.397	277.274	209.443
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Encargos financeiros capitalizados	195.743	48.936	17.617	66.553	28.352
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	39.128	9.781	3.522	13.303	14.054
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	3.455	864	311	1.175	322.344
Outros	3.362	841	302	1.143	784
		457.382	**164.659**	**622.041**	**856.490**
Ativo:					
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	296.453	74.113	26.681	100.794	89.378
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	155.340	38.835	13.981	52.816	20.426
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	131.304	32.826	11.817	44.643	44.651
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	107.654	26.914	9.689	36.603	34.887
Obrigações com benefícios de aposentadoria	106.782	26.696	9.610	36.306	62.830
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	76.987	19.247	-	19.247	22.885
Ganhos realizados em operações de *hedge* capitalizados	46.107	11.527	4.150	15.677	5.075
Ajuste a valor justo do ativo imobilizado	37.621	9.405	3.386	12.791	13.117
Outros	83.901	20.961	7.563	28.524	19.473
		260.524	**86.877**	**347.401**	**312.722**
Valor líquido		**196.858**	**77.782**	**274.640**	**543.768**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		223.824	87.507	311.331	558.826
Ativo[32]		(26.966)	(9.725)	(36.691)	(15.058)
Total		**196.858**	**77.782**	**274.640**	**543.768**

b) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2015	**177.512**	**196.627**
Impostos diferidos no resultado	184.553	206.943
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	7.145	140.198
Saldos em 31.12.2015	**369.210**	**543.768**
Impostos diferidos no resultado	(152.631)	(117.913)
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(2.467)	(151.215)
Saldos em 31.12.2016	**214.112**	**274.640**

[32] Valor apresentado na rubrica "Outros ativos não circulantes"

c) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2017	64.061	20.499	73.269	21.975
2018	132.740	55.490	134.548	57.130
2019	16.142	22.741	18.256	24.941
2020	10.927	23.211	12.553	25.411
2021	9.115	27.241	10.709	29.440
2022	9.003	31.942	10.572	37.496
2023 a 2027	27.512	150.394	34.912	178.167
2028 a 2032	21.365	98.648	34.357	126.418
2033 em diante	18.226	93.037	18.225	121.063
	309.091	**523.203**	**347.401**	**622.041**

NOTA 27 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios de 2016 e 2015.

b) Capital social subscrito e integralizado

O Conselho de Administração aprovou, durante o ano de 2016, aumentos de capital que totalizaram R$ 383.290, os quais não tiveram a emissão de novas ações. Tais aumentos foram decorrentes de: (i) capitalização de parcela do lucro líquido do exercício de 2015, no valor de R$ 290.487, correspondendo a R$ 0,4450258658 por ação, aprovado em 23.02.2016; (ii) capitalização de parcela da reserva de incentivos fiscais, relativa ao depósito para reinvestimento na Usina Hidroelétrica Ponte de Pedra, no montante de R$ 1.108,correspondendo a 0,0016968731, aprovado em 27.10.2016; e (iii) capitalização da totalidade da reserva de capital mantida pela Companhia, no valor de R$ 91.695, correspondendo a 0,1404756565, aprovado em 27.10.2016.

Desta forma, o capital social da Companhia, em 31.12.2016 passou a ser de R$ 2.829.056 (R$ 2.445.766 em 31.12.2015), totalmente subscrito e integralizado, representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2016 era de R$ 10,13 (R$ 10,18 por ação em 31.12.2015).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2016 e 31.12.2015, era o seguinte:

Acionistas	Participação no Capital
ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Participações")	68,71%
Banco Clássico S.A.	10,00%
Demais acionistas	21,29%
	100,00%

Em 31.12.2016 e 31.12.2015, a quantidade de ações da Companhia em poder de seus administradores era de 374.328 e 381.132 ações, respectivamente.

c) Reservas de lucros

c.1) Reserva legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

c.2) Reservas de incentivos fiscais

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 pelas usinas detentoras do benefício.

c.3) Reserva de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização desta reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado é reconhecida no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as seguintes variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e contribuição social diferidos: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; e (ii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela Companhia.

e) Participação de acionista não controlador

Refere-se à participação acionária de terceiros de 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva.

NOTA 28 – DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

a) Cálculo

	31.12.2016	31.12.2015
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	1.547.303	1.500.392
Reserva legal	(76.658)	-
Reserva de incentivos fiscais	(17.703)	(22.891)
Realização do custo atribuído do imobilizado em lucros acumulados	34.399	40.274
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos	**1.487.341**	**1.517.775**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	645.197	311.277
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	368.160	267.876
Dividendos adicionais propostos	409.644	209.499
Subtotal	**1.423.001**	**788.652**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	64.340	46.124
Total dos dividendos e juros sobre capital próprio anuais	**1.487.341**	**834.776**
Percentual do lucro líquido ajustado	**100%**	**55%**
Dividendos e juros sobre o capital próprio por ação ordinária (em reais)	**2,2786046398**	**1,2788764646**

b) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da EBE prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

c) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2016

c.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 28.07.2016, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2016, no valor de R$ 645.197, correspondente a R$ 0,9884403986 por ação. O início dos pagamentos dos referidos dividendos ocorreu em 06.10.2016.

c.2) Juros sobre o capital próprio

Em 27.10.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2016 a 31.12.2016, no valor bruto de R$ 432.500, correspondente a R$ 0,6625893121 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente na data de 31.12.2016, com base na posição acionária do dia 10.11.2016. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 11.11.2016.

Os juros, líquidos do imposto de renda na fonte, foram imputados aos dividendos obrigatórios e foram pagos no dia 01.02.2017.

c.3) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 23.02.2017, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2016, no valor de R$ 409.644 (R$ 0,6275749291 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, não aprovado em Assembleia Geral ou pelo órgão competente, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Esses dividendos excedem o mínimo obrigatório e, portanto, estarão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada "Dividendos adicionais propostos", até a sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária – AGO.

NOTA 29 – CONCILIAÇÃO DA RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

Em atendimento às exigências do CPC 30 - Receitas, a tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita líquida de vendas:

	Controlada		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Distribuidoras de energia elétrica	2.493.558	2.306.145	3.434.891	3.363.487
Comercializadoras de energia elétrica	1.800.412	1.631.061	362.043	239.918
Consumidores livres	272.675	266.768	3.133.989	3.238.782
Transações no mercado de curto prazo	70.549	244.812	128.912	337.937
Outras receitas	90.735	69.503	67.631	49.169
	4.727.929	**4.518.289**	**7.127.466**	**7.229.293**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
PIS e Cofins	(423.715)	(409.807)	(638.153)	(654.004)
ICMS	(10.248)	(23.786)	(10.248)	(23.847)
ISS	(1.705)	(1.532)	(1.705)	(1.532)
Pesquisa e desenvolvimento	(31.276)	(33.695)	(34.989)	(37.873)
	(466.944)	**(468.820)**	**(685.095)**	**(717.256)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**4.260.985**	**4.049.469**	**6.442.371**	**6.512.037**

Em 31.12.2016, os clientes que participavam com percentual superior a 5% da receita líquida consolidada da Companhia eram os seguintes: Celesc, CPFL Energia e Cemig Distribuidora.

NOTA 30 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos de produção de energia elétrica e dos serviços prestados:

	Controladora				Consolidado			
	Produção de energia elétrica		Serviços prestados		Produção de energia elétrica		Serviços prestados	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Depreciação e amortização	412.054	384.534	-	-	622.060	591.569	-	-
Pessoal	214.127	197.574	24.245	22.424	218.553	202.229	24.280	22.437
Royalties	166.037	151.917	-	-	190.898	177.958	-	-
Combustível	131.005	230.716	-	-	141.000	249.984	-	-
Material e serviço de terceiro	119.328	154.684	4.790	4.884	178.662	207.896	4.790	4.884
Constituição de provisão, líquida	23.757	63.216	-	-	24.400	63.217	-	-
Outros	58.846	56.862	1.269	1.088	72.400	69.263	1.269	1.088
	1.125.154	**1.239.503**	**30.304**	**28.396**	**1.447.973**	**1.562.116**	**30.339**	**28.409**

Os custos com pessoal incluem, além dos salários e encargos sociais, os benefícios de auxílio à recuperação da saúde, seguro de vida em grupo, auxílio creche às empregadas, vale alimentação e transporte, previdência privada, cursos e treinamentos, entre outros.

Pagamento baseado em ações

A ENGIE Brasil Energia não tem nenhum programa específico de pagamento baseado em suas ações. Entretanto, a sua controladora indireta ENGIE, sediada na França, mantém os seguintes programas de ações para determinados executivos e empregados: (i) opção de compra de ações na Bolsa de Valores de Paris (França), estabelecido com base nas principais responsabilidades desenvolvidas pelos beneficiários; e (ii) prêmio em ações por desempenho ou bonificação. Adicionalmente há o programa de cessão de ações gratuitas que abrange todos os empregados.

Os programas de opções de compras de ações e de prêmio em ações por desempenho tem vigência de quatro ou cinco anos e seus valores estão vinculados ao atingimento de determinados índices financeiros da ENGIE. Por conta da conjuntura econômica mundial, tem-se verificado ao longo dos anos uma redução nos valores de mercado dessas opções de compra e das ações por desempenho, o que possivelmente influenciará o exercício das opções e a obtenção do benefício das ações por desempenho nos seus vencimentos.

Os custos envolvidos nesses programas são irrelevantes e integralmente pagos pela ENGIE, não cabendo à ENGIE Brasil Energia nenhum desembolso relativo aos mesmos.

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas:

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Pessoal	5.930	5.714	76.785	74.894	5.930	5.714	77.444	75.520
Administradores	-	-	22.030	30.113	-	-	22.143	31.430
Material e serviço de terceiro	325	241	39.818	37.874	4.588	4.344	40.639	38.819
Depreciação e amortização	-	-	8.155	8.826	-	-	8.186	8.856
Aluguéis	85	108	5.966	5.839	85	108	8.009	7.310
Fundos de pensão	-	-	6.473	5.186	-	-	6.473	5.186
Contribuições e doações	3.135	3.468	6.639	7.510	5.427	5.874	7.334	8.273
Constituição (Reversão) de provisões operacionais	-	-	1.117	(8.539)	-	-	1.074	(9.024)
Outros	249	431	13.187	16.021	1.216	1.421	13.946	16.387
	9.724	**9.962**	**180.170**	**177.724**	**17.246**	**17.461**	**185.248**	**182.757**

NOTA 31 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	209.722	168.814	297.191	224.848
Juros e variação monetária de decisão judicial	38.590	-	38.590	-
Juros sobre valores a receber	24.026	15.530	26.018	11.795
Renda de depósitos vinculados	1.231	6.635	21.866	22.833
Variação monetária sobre depósitos judiciais	9.345	14.951	9.675	15.237
Outras receitas financeiras	4.338	5.789	4.581	6.117
	287.252	**211.719**	**397.921**	**280.830**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária				
Concessões a pagar	333.194	354.328	341.315	363.786
Empréstimos e financiamentos	83.174	87.866	178.500	211.035
Hedge de valor justo sobre empréstimos	74.714	110.733	74.714	110.733
Debêntures	38.670	4.788	17.294	4.788
Transações no âmbito da CCEE	54.078	-	57.553	-
Obrigações com benefícios de aposentadoria	36.431	29.536	36.431	29.536
Provisões	33.912	13.140	34.421	13.571
Outros	551	3.518	2.786	5.980
Variação cambial				
Empréstimos	(181.654)	554.606	(181.654)	554.606
Hedge de valor justo sobre empréstimos	181.654	(554.606)	181.654	(554.606)
Ajuste a valor justo	1.986	(1.772)	1.986	(1.772)
Outras despesas financeiras	3.370	7.634	7.765	13.771
	660.080	**609.771**	**752.765**	**751.428**
Despesas financeiras, líquidas	**372.828**	**398.052**	**354.844**	**470.598**

O montante de juros e variação monetária sobre valores a receber de venda de energia é oriundo de decisão favorável à Companhia em disputa judicial de cobrança de atualização de valores a receber de agente do setor.

A despesa financeira de variações monetárias em transações no âmbito da CCEE é relativa à atualização de valores a pagar na CCEE que estavam pendentes de pagamento em razão das liminares que impediam a aplicação do GSF pela CCEE.

NOTA 32 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2016		2015	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**1.893.431**	**1.893.431**	**1.860.052**	**1.860.052**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(473.358)**	**(170.409)**	**(465.013)**	**(167.405)**
Diferenças permanentes:				
Juros sobre o capital próprio	108.125	38.925	78.500	28.260
Equivalência patrimonial	99.406	35.786	104.012	37.444
Incentivos fiscais	20.119	-	25.390	-
Outros	(3.993)	(729)	(163)	(685)
	(249.701)	**(96.427)**	**(257.274)**	**(102.386)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(360.966)	(137.793)	(120.610)	(54.497)
Diferido	111.265	41.366	(136.664)	(47.889)
	(249.701)	**(96.427)**	**(257.274)**	**(102.386)**
Alíquota efetiva	**13,2%**	**5,1%**	**13,8%**	**5,5%**

	Consolidado			
	2016		2015	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**2.066.773**	**2.066.773**	**2.033.232**	**2.033.232**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(516.693)**	**(186.010)**	**(508.308)**	**(182.991)**
Diferenças permanentes:				
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	11.332	2.976	15.429	4.924
Incentivos fiscais	20.119	-	25.390	-
Juros sobre o capital próprio	108.125	38.925	78.500	28.260
Outros	1.523	1.231	5.655	1.212
	(375.594)	**(142.878)**	**(383.334)**	**(148.595)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(461.356)	(175.029)	(230.196)	(94.790)
Diferido	85.762	32.151	(153.138)	(53.805)
	(375.594)	**(142.878)**	**(383.334)**	**(148.595)**
Alíquota efetiva	**18,2%**	**6,9%**	**18,9%**	**7,3%**

NOTA 33 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

	ATIVO			PASSIVO		
	Contas a receber			Fornecedor		JCP [33]
	Energia	Serviços	Dividendos	Energia	Outros	dividendos
31.12.2016						
EBC	153.435	-	81.417	2.581	-	-
CEE	-	-	56.151	-	-	-
Lages	1.690	187	17.843	-	-	-
Itasa	-	1.371	11.791	9.549	-	-
ENGIE Participações	-	568	-	-	339	297.180
Ceste	-	1.577	-	-	-	-
ESBR[34]	-	-	-	1.252	-	-
Controladas ECP	-	336	-	-	626	-
	155.125	**4.039**	**167.202**	**13.382**	**965**	**297.180**
31.12.2015	**162.998**	**3.524**	**208.777**	**41.365**	**-**	**183.393**

[33] Juros sobre o capital próprio.
[34] Energia Sustentável do Brasil.

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

	Receita			Custo	Despesa	
	Suprimento de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros	Receitas financeiras
31.12.2016						
EBC	1.800.412	-	363	15.316	-	-
CEE	-	-	363	-	-	5.315
Lages	18.957	2.457	212	-	-	-
Itasa	-	18.173	-	109.790	-	-
Ceste	-	20.636	-	-	-	-
ESBR	-	-	-	3.386	-	-
Controladas ECP	-	-	2.409	-	-	-
Degremont	-	-	-	-	3.018	-
Outras	-	-	363	-	1.268	-
	1.819.369	**41.266**	**3.710**	**128.492**	**4.286**	**5.315**
31.12.2015	**1.638.960**	**37.075**	**2.520**	**366.421**	**3.728**	**8.003**

As transações com partes relacionadas compreendem principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos; e (iv) garantias concedidas a terceiros.

c) Compromissos futuros

Os principais compromissos contratados com partes relacionadas, cujos registros no resultado ocorrerão em suas competências futuras, ao longo do prazo dos contratos, são os seguintes:

c.1) Compra e venda de energia

Contratos	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso Futuro Base 31.12.2016
Compra EBE da Itasa	2030	IGP-M	Janeiro	869.074
Compra EBE da Itasa	2030	Variação do dólar + Inflação dos EUA	Outubro	682.425
Compra EBE da ESBR	2042	IPCA	Janeiro	383.480
Compra EBC da Geramamoré	2018	IPCA	Janeiro	204.472
Venda Projeto Trairí para EBC	2032	IPCA	Dezembro	1.815.724
Venda EBC para CEE	2041	IPCA	Dezembro	405.383
Venda Projeto Santa Mônica para EBC	2017	Fixo	-	88.504
Venda EBE para Lages	2017	IGP-M	Fevereiro	5.471

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, através da controlada EBC que, para atender aos seus compromissos contratuais, compra energia dos Projetos Trairí e Santa Mônica.

c.2) Operação e manutenção

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2016
Itasa	16.10.2030	IGP-M	305.344
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	207.100
Lages	31.03.2018	Reajuste salarial	3.171

A Companhia tem a estratégia de concentrar na ENGIE Brasil Energia as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, sempre que as mesmas não tiverem esses serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da ENGIE Brasil Energia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

c.3) Serviços administrativos

Os serviços necessários às atividades administrativas das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. O prazo dos contratos é de 4 anos e os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é de R$ 3.958.

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos firmados por suas controladas diretas e indiretas com o BNDES, Bancos (Repasse BNDES) e outros agentes financeiros. As principais garantias são as demonstradas a seguir:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2016
BNDES e Repasse BNDES (Bancos)	Caução da totalidade das ações de emissão das seguintes empresas: CEE, Beberibe, Pedra do Sal, Areia Branca, Ibitiúva, Trairí, Guajiru, Fleixeiras I, Mundaú e Ferrari.	1.715.653
Banco do Brasil	Caução da totalidade das ações de emissão da controlada indireta Hidropower.	3.326

e) Avais e fianças

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2016 é de R$ 391.520. Os vencimentos das garantias estão programados da seguinte forma: R$ 207.867 em 2017, R$ 29.482 em 2018, R$ 1.975 em 2019, R$ 62.342 em 2020, R$ 20.974 em 2021, R$ 17.084 em 2022 e R$ 51.796 em 2023.

Adicionalmente, a Companhia é fiadora da construção de quatro projetos vencedores do leilão de energia promovido pela Aneel em novembro de 2014 e 2015: a UTE Pampa Sul (294,5 MW médios), o Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW médios), o Complexo Eólico Campo Largo (82,6 MW médios) e a Usina Fotovoltaica Assú V (30 MW médios), no valor total, em 31.12.2016 de R$ 154.789, cujos vencimentos são: R$ 20.233 em 2017 e R$ 134.556 em 2019.

f) Mútuo entre Ibitiúva e Andrade Açúcar e Álcool (Andrade)

A controlada indireta Ibitiúva possui um contrato de mútuo com a Andrade - sua parte relacionada no Consórcio Andrade. O mútuo é atualizado pela variação do IPCA e o contrato vence em 2025. O saldo remanescente em 31.12.2016 é de R$ 15.574 (R$ 16.251 em 31.12.2015).

g) Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração relacionada às pessoas chaves da administração em 31.12.2016 é de R$ 21.148 (R$ 23.566 em 31.12.2015) na controladora e R$ 21.161 (R$ 24.883 em 31.12.2015) no consolidado. Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia.

NOTA 34 – SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios - *Property Damage and Business Interruption* (PDBI) - do programa de seguros de sua controladora ENGIE. A vigência do seguro vai até 31.05.2017 e o valor da cobertura é de R$ 11.857.523 na controladora, e de R$ 15.217.728 no consolidado, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	**Danos materiais**	**Lucro cessante**	**Danos materiais**	**Lucro cessante**
Usinas hidrelétricas	8.099.302	489.026	9.779.785	489.025
Usinas termelétricas	2.521.297	706.445	2.521.297	706.446
Usinas complementares (eólicas, biomassa e PCH)	40.977	476	1.412.702	308.473
	10.661.576	**1.195.947**	**13.713.784**	**1.503.944**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 1.789.020, por evento.

b) Riscos de engenharia

Os projetos de construção do Complexo Eólico Santa Mônica e da UTE Pampa Sul possuem seguro de risco de engenharia de R$ 450.000 e R$ 1.830.000, respectivamente, para todo o período da obra. Já a cobertura para o risco de responsabilidade civil é de R$ 20.000 e R$ 190.000, respectivamente.

c) Outras coberturas

A Companhia possui ainda seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de conselheiros, de diretores e de administradores, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

NOTA 35 – COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui os seguintes compromissos de longo prazo considerados relevantes:

a) Contrato de conexão

A Companhia mantém contrato de conexão com a Eletrosul e a Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), e as controladas CEE e Trairí com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ("Eletronorte") e a Transmissora Delmiro Gouveia ("TDG"), respectivamente. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

Em 31.12.2016, o valor dos compromissos futuros decorrentes dos contratos de conexão é de R$ 169.975 (R$ 178.251 em 31.12.2015).

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CEE e Itasa e os Complexos Eólicos Trairi e Santa Mônica mantêm contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

Em 31.12.2016, o valor das obrigações futuras provenientes destes contratos totaliza R$ 6.415.488 (R$ 6.354.854 em 31.12.2015).

c) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das usinas da Companhia.

Em 31.12.2016, o valor dos compromissos futuros derivados destes contratos totaliza R$ 231.413 (R$ 257.914 em 31.12.2015). Neste montante estão incluídos os pagamentos futuros estimados das subsidiárias classificadas como "Ativos não circulantes mantidos para venda", no valor de R$ 58.856.

d) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com os seguintes níveis de contratação nos próximos seis anos:

	MW médios					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Recursos próprios	3.518	3.536	3.962	3.989	3.998	4.013
Compras para revenda	1.105	1.012	715	415	317	314
Disponibilidade total	4.623	4.548	4.677	4.404	4.315	4.327
Disponibilidade contratada	4.178	4.122	3.987	3.119	2.562	2.349
% Contratados	90,37%	90,63%	85,25%	70,82%	59,37%	54,29%

e) Contratos de arrendamentos

Os contratos de arrendamento a seguir mencionados foram classificados como operacionais, em razão principalmente da impossibilidade da transferência da propriedade do ativo para o arrendatário no final do prazo do contrato, e nem a opção de compra do ativo.

Os projetos eólicos da Companhia possuem contratos de arrendamento de terrenos utilizados na instalação e edificação das torres dos aerogeradores, da subestação e das instalações de transmissão associadas. Os contratos têm parcelas fixas e/ou variáveis e atualização por índices de inflação ou percentuais sobre a receita operacional bruta das empresas. Os prazos dos contratos normalmente são equivalentes aos das autorizações concedidas pela Aneel para a geração de energia. Os pagamentos mínimos futuros estimados com esses compromissos, na data base 31.12.2016, são de R$ 223.256 (R$ 271.629 em 31.12.2015), nos quais estão incluídos os compromissos futuros estimados das subsidiárias classificadas como "Ativos não circulantes mantidos para venda" no valor de R$ 24.794.

f) Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago

A Companhia mantém contrato vinculado à modernização da UHE Salto Santiago. Os compromissos futuros, na data base 31.12.2016, são de R$ 42.653 (R$ 114.467 em 31.12.2015), aos quais se preveem a efetivação no ano de 2017.

g) Aquisição de participação em controlada em conjunto

A Companhia concluiu em 19.04.2016 a operação de aquisição de 50% do capital social da ENGIE Solar, a qual está inserida no mercado de geração solar distribuída. O valor do compromisso futuro estimado, na data base 31.12.2016, é de R$ 16.557.

h) Contratos para construção em andamento

h.1) Complexo Eólico Santa Mônica

Em junho de 2014, a Companhia assinou contrato com os fornecedores para a execução do projeto de engenharia, a construção de sapatas, e o fornecimento, o transporte, a montagem, a instalação e o comissionamento de aerogeradores nas seguintes empresas: Estrela, Cacimbas, Santa Mônica e Ouro Verde.

O compromisso futuro assumido pelas empresas do Complexo, como contraprestação aos serviços prestados, na data base 31.12.2016, é de R$ 49.736 (R$ 181.926 em 31.12.2015).

h.2) Usina Termelétrica Pampa Sul

A Pampa Sul firmou contratos vinculados à construção de sua usina a carvão no estado do Rio Grande do Sul, após a comercialização de 294,5 MW médios, através de leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014, a serem entregues a partir de 1° de janeiro de 2019. Os compromissos futuros referentes a esses contratos, na data base de 31.12.2016, são de R$ 1.295.299 (R$ 1.603.486 em 31.12.2015).

h.3) Complexo Eólico Campo Largo

O Complexo Eólico Campo Largo assinou contratos relacionados à implantação de onze parques eólicos no estado da Bahia, dos quais cinco participaram do leilão acima mencionado, tendo sido comercializados 69,2 MW médios, a serem entregues a partir de 1° de janeiro de 2019. Os compromissos futuros relativos aos contratos de construção, na data base de 31.12.2016, são de R$ 1.515.544 (R$ 1.326.691 em 31.12.2015).

h.4) Complexo Solar Fotovoltaico Assú

O Complexo Solar Fotovoltaico Assú firmou contrato relacionado à aquisição de módulos fotovoltaicos e de inversores para a construção do parque Assú V, após a comercialização de 9,2 MW médios, através de leilão promovido pela Aneel em novembro de 2015, a serem entregues a partir de 1° de novembro de 2018. Os compromissos futuros referentes a esses contratos, na data base de 31.12.2016, são de R$ 77.316 (R$ 73.112 em 31.12.2015).

i) Contrato de aluguel da sede administrativa

A Companhia mantém contrato de aluguel do prédio administrativo, localizado no município de Florianópolis no estado de Santa Catarina, o qual tem vigência até o ano de 2025. Os compromissos futuros, na data base 31.12.2016, são de R$ 37.540 (R$ 58.859 em 31.12.2015).

j) Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu a repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no ACR. Esta repactuação se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pela Companhia.

Com base no novo patamar de risco definido, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que vem sendo compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. Os pagamentos futuros estimados desses prêmios de risco, após a compensação dos referidos montantes, em 31.12.2016, é de R$ 116.204.

NOTA 36 – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Compensação de imposto de renda e contribuição social	103.475	59.358	133.092	78.461
Fornecedores de imobilizado e intangível	(13.035)	32.597	(27.035)	69.244
Juros e variação monetária capitalizados	16.824	34.077	113.557	67.808
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	-	11.698	29.157
Dividendos a receber de controladas	287.674	41.600	-	-
Juros sobre o capital próprio creditados	432.500	314.000	432.500	314.000
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria apresentadas em outros resultados abrangente	36.431	(21.013)	36.431	(21.013)
Ativo não circulante mantido para venda	-	-	339.641	-
Passivo não circulante mantido para venda	-	-	159.496	-

A Companhia reconheceu como atividade de investimento o saldo de caixa de 31.12.2016 das subsidiárias cujos ativos e passivos foram transferidas para a rubrica "Ativo não circulante mantido para venda", em função da sua realização que ocorrerá através da alienação do investimento nas sociedades de propósito específico (SPE). Mais informações vide Nota 11 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

NOTA 37 – EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Entrada em operação do parque eólico Cacimbas

Em 06.01.2017, a Aneel autorizou o início da operação comercial das quatro últimas unidades geradoras do parque eólico Cacimbas, localizado no município de Trairi, no Estado do Ceará, cuja capacidade instalada total é de 18,9 MW e a capacidade comercial total é de 10,3 MW médios.

b) Pagamento de juros sobre o capital próprio do exercício de 2016

A Diretoria Executiva da Companhia anunciou, em 17.01.2017, a data de 01.02.2017 para o início do pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício social findo em 31.12.2016. O montante bruto creditado foi de R$ 432.500, correspondentes a R$ 0,6625893121 por ação.

c) Prospecção de potenciais compradores para ativos de geração de energia a carvão

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.

d) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 23.02.2016, aprovou a proposta de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2016, no montante de R$ 409.644, ou R$ 0,6275749291 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

e) Contratação de financiamento junto ao BNDES

A Companhia assinou contrato com o BNDES, no valor de R$ 353.515, para financiamento da construção do Complexo Eólico Santa Mônica. Deste total, R$ 351.715 terão juros equivalentes a TJLP + 2,18% a.a. e amortizações mensais de junho de 2017 a maio de 2033; e R$ 1.800 terá juros equivalente a TJLP e amortizações mensais de janeiro de 2018 a maio de 2033. Em 22.02.2017 ocorreu a liberação de parte dos recursos, no montante de R$ 217.516.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes, referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes a seguir apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Carlos Henrique Boquimpani de Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Geração

Edson Luiz da Silva
Diretor de Estratégia e Regulação

Júlio César Lunardi
Diretor Administrativo

Florianópolis, 23 de fevereiro de 2017.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Vice-Presidente

Pierre Jean Bernard Guiollot
Conselheiro

Paulo Jorge Tavares Almirante
Conselheiro

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

Willem Frans Alfons Van Twembeke
Conselheiro

Roberto Henrique Tejada Vencato
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Carlos Henrique Boquimpani de Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Geração

Edson Luiz da Silva
Diretor de Estratégia e Regulação

Júlio César Lunardi
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RJ 072259/O-5 T-SC

KPMG Auditores Independentes
Av. Prof. Othon Gama D´eça, 677 -
Salas 603, 604 e 605 - Centro - Ed. The Office
88015-240 - Florianópolis/SC - Brasil
Caixa Postal 1420
88010-970 - Florianópolis/SC - Brasil
Telefone +55 (48) 3205-5300, Fax +55 (48) 3205-5301
www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Conselheiros, Diretores e Acionistas da
Engie Brasil Energia S.A. (nova denominação da Tractebel Energia S.A.)
Florianópolis - SC

Opinião
Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Engie Brasil Energia S.A. (nova denominação da Tractebel Energia S.A.) ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Engie Brasil Energia S.A. (nova denominação da Tractebel Energia S.A.) em 31 de dezembro de 2016, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas
Em nossa opinião as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Engie Brasil Energia S.A. (nova denominação da Tractebel Energia S.A.) em 31 de dezembro de 2016, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião
Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria
Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Obrigações com Benefício pós-emprego - Controladora e Consolidado
(Nota explicativa 25)

A Companhia patrocina planos de Benefício Definido que estão fechados para novas adesões. As obrigações desses planos são calculadas com referência a premissas atuariais, incluindo, entre outras, tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade, que podem ser diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Por se tratar de uma obrigação relevante e que envolve alto grau de julgamento da Companhia na definição das premissas envolvidas na mensuração das obrigações atuarias dos planos de benefício definido, e do impacto que eventuais alterações nas premissas poderiam ter nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos este assunto significativo em nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto
Com base em amostragem, validamos a precisão das bases de dados utilizadas nos cálculos das obrigações e com auxílio de nossos especialistas atuariais analisamos a razoabilidade das principais premissas utilizadas, tais como tabua de mortalidade, taxa de desconto, taxa de inflação e taxa de crescimento salarial e efetuamos teste de recálculo das obrigações atuarias do plano de benefício definido de maior representatividade e comparamos com as expectativas e informações de mercado existentes na data-base das demonstrações financeiras. Avaliamos, ainda, as divulgações efetuadas pela Engie nas demonstrações financeiras.

Provisões e passivos contingentes - cíveis, fiscais e trabalhista - Controladora e Consolidado
(Nota explicativa 24)

A Companhia é parte passiva em vários processos envolvendo questões jurídicas de naturezas cível, fiscal e trabalhista. As estimativas do desfecho e do efeito financeiro são determinadas pela natureza das ações e pelo julgamento da Companhia, suportada pela opinião de seus assessores jurídicos, com base nos elementos do processo, complementadas pela experiência de demandas semelhantes. Devido à relevância, complexidade e julgamento envolvidos na avaliação, mensuração, definição do momento para o reconhecimento e divulgações relacionadas às Provisões e Passivos Contingentes e ao impacto que eventuais alterações nas premissas usadas poderiam ter nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos esse assunto relevante para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto
Avaliamos o desenho e implementação dos controles internos relevantes, manuais e automatizados, implementados pela Companhia, relativos à captura dos processos, avaliação de risco processual, cálculo da provisão, condução dos processos e etapas de encerramento. Avaliamos a adequação da mensuração e reconhecimento da provisão e a divulgação de passivos contingentes. Por amostragem, realizamos procedimentos de auditoria quanto aos valores de constituições e reversões e quanto à suficiência da provisão. Avaliamos a determinação do risco processual das causas para assuntos e valores relevantes da Companhia, por meio da avaliação dos critérios utilizados na metodologia de mensuração dos valores provisionados e/ou divulgados, bem como dados e informações históricas e analisamos as mudanças nas estimativas em relação a períodos anteriores, quando aplicável. Avaliamos também se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis, descritas na nota explicativa nº 24, estão de acordo com as regras aplicáveis.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado
As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor
A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas
A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela

determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional, e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados nas circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em

nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

  Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

  Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar consideravelmente nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

  Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente, e que, dessa maneira constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública de uma assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinamos que o assunto não deveria ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação poderiam, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Florianópolis, 23 de fevereiro de 2017

KPMG Auditores Independentes
CRC SC-000071/F-8



Claudio Henrique Damasceno Reis
Contador CRC SC-024494/O-1

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia, os Senhores Paulo de Resende Salgado, Carlos Guerreiro Pinto e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis e a proposta da Administração sobre a destinação dos lucros relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016 para reserva legal; reserva de incentivos fiscais; e distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, com base no relatório dos auditores independentes, a KPMG, emitido em 23 de fevereiro de 2017, sobre essas demonstrações contábeis, declaram que os mesmos representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da ENGIE Brasil Energia S.A., em 31 de dezembro de 2016, estando em condições de serem apreciados pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2017.

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro Presidente

Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro