

Relatório da Administração
e Demonstrações Contábeis
dos Exercícios de
2018 e **2017**

ENGIE Brasil Energia S.A.
CNPJ: 02.474.103/0001-19
NIRE: 42 3 0002438-4
R. Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064
Agronômica - Florianópolis - SC - CEP 88025-255

ÍNDICE

Relatório da Administração ... 3
Balanços Patrimoniais ... 50
Demonstrações dos Resultados ... 52
Demonstrações dos Resultados Abrangentes ... 53
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido ... 54
Demonstrações dos Fluxos de Caixa ... 55
Demonstrações dos Valores Adicionados ... 57
Nota 1 – Contexto Operacional ... 59
Nota 2 – Apresentação das demonstrações contábeis ... 62
Nota 3 – Sumário das principais práticas contábeis ... 65
Nota 4 – Caixa e equivalentes de caixa ... 77
Nota 5 – Contas a receber de clientes ... 78
Nota 6 – Estoques ... 79
Nota 7 – Depósitos vinculados ... 79
Nota 8 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar ... 80
Nota 9 – Ativo financeiro de concessão ... 81
Nota 10 – Depósitos judiciais ... 82
Nota 11 – Investimentos ... 82
Nota 12 – Imobilizado ... 92
Nota 13 – Intangível ... 98
Nota 14 – Fornecedores ... 99
Nota 15 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros ... 99
Nota 16 – Empréstimos e financiamentos ... 111
Nota 17 – Debêntures e notas promissórias ... 118
Nota 18 – Concessões a pagar ... 121
Nota 19 – Imposto de renda e contribuição social a pagar ... 123
Nota 20 – Outras obrigações fiscais e regulatórias ... 123
Nota 21 – Obrigações trabalhistas ... 123
Nota 22 – Provisões ... 124
Nota 23 – Obrigações com benefícios de aposentadoria ... 130
Nota 24 – Imposto de renda e contribuição social diferidos ... 135
Nota 25 – Patrimônio líquido ... 137
Nota 26 – Dividendos e juros sobre o capital próprio ... 140
Nota 27 – Conciliação da receita operacional líquida ... 142
Nota 28 – Detalhamento dos gastos operacionais por natureza ... 142
Nota 29 – Resultado financeiro ... 144
Nota 30 – Conciliação dos tributos, no resultado ... 145
Nota 31 – Transações com partes relacionadas ... 146
Nota 32 – Seguros ... 149
Nota 33 – Compromissos de longo prazo ... 150
Nota 34 – Informações complementares ao fluxo de caixa ... 152
Nota 35 – Eventos subsequentes ... 153
Orçamento de Capital ... 154
Declaração dos Diretores da Companhia ... 155
Conselho de Administração ... 156
Diretoria Executiva ... 156
Departamento de Contabilidade ... 156
Relatório dos Auditores Independentes ... 157
Parecer do Conselho Fiscal ... 162

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia" ou "Companhia") submete para apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis dos exercícios de 2018 e 2017, em conformidade com as práticas contábeis internacionais e também as adotadas no Brasil. Acompanham este documento os relatórios dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2018. 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 28.12.1987, 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 B3, sendo ainda publicado em mídia impressa na cidade e no estado onde está localizada a sede da Companhia – Florianópolis (SC) – de acordo com a legislação brasileira.

Além deste documento, a Companhia divulga o Relatório de Sustentabilidade, com informações complementares. Desenvolvida conforme as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), essa publicação tem conteúdo mais abrangente, sendo lançada após o Relatório da Administração, ao final de abril.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A energia está na base do progresso humano. Como empresa líder em energia no mundo, nosso compromisso com o desenvolvimento sustentável reconcilia interesses individuais e coletivos da sociedade, em busca do progresso harmonioso.

Apresentaremos a seguir a história da ENGIE Brasil Energia em 2018 e como ela apoia a perpetuação do negócio e a geração de valor sustentável para todos os nossos públicos.

Expansão e diversificação do portfólio: sustentabilidade e renovação

Somos a maior geradora privada de energia do País e continuamos investindo na expansão e diversificação do nosso portfólio, nos colocando à frente do processo de transição energética, com vistas a uma economia de baixo carbono.

Nos projetos em implantação, demonstramos nossa capacidade de execução e entrega. Nas unidades em operação, mantivemos o patamar de excelência e a contínua evolução tecnológica:

- Concluímos o Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I em dezembro, mais de seis meses antes do prazo originalmente previsto, abaixo do orçamento, com sustentabilidade, segurança para nossos colaboradores e terceirizados e tecnologia de ponta: o Conjunto já nasce operado remotamente.

- Ao final de 2018 as Centrais Eólicas Umburanas 08, 16, 17 e 21 estavam prestes a entrar em operação, o que aconteceu no início do ano de 2019, e somente cerca de um ano após o início das construções.

- Consolidamos as operações das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, no primeiro ano sob gestão da ENGIE Brasil Energia. Investimos na melhoria operacional das Usinas, possibilitando também a antecipação do início da operação remota.

- Demos continuidade às obras de implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul, prestes a iniciar a fase de testes e comissionamento, e em paralelo avançamos no processo de negociação de todas nossas usinas a carvão, em linha com os objetivos de descarbonização.

- Concluímos a aquisição dos 50% remanescentes das ações da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., reafirmando nossa atuação no segmento, que contribui para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

Também seguimos explorando as oportunidades em outros segmentos de atuação:

- Assinamos o contrato de concessão e evoluímos no processo de licenciamento e aprovações prévias ao início de construção do Projeto Gralha Azul – Lote 1 do leilão 02/2017.

- Apuramos os aprendizados nos leilões de novos projetos, como os de transmissão, ocorridos ao longo do ano, por meio de um processo estruturado de análise e melhorias, para aprimorar nossa competitividade e eficiência.

- Estivemos atentos ao mercado de projetos já existentes, com o objetivo de capturar oportunidades, tendo em vista a diversificação de portfólio. A Companhia identifica boas perspectivas no setor de gás no País e em projetos existentes ou em construção de linhas de transmissão.

Avanços na estratégia comercial: dinamismo e evolução

Um importante diferencial competitivo em nossa trajetória é a inteligência comercial da Companhia, promovida por uma gestão do portfólio proativa, que combina flexibilidade e segurança frente às constantes oscilações do mercado, especialmente de curto prazo.

Essa característica, somada ao cenário de reforma do setor elétrico e gradual expansão do mercado livre, nos habilitou a seguirmos desenvolvendo com dinamismo nossa área comercial:

- Iniciamos a reestruturação da área comercial, mais segmentada para atender diferentes perfis de clientes com a especialização, a oferta e os canais adequados às suas necessidades. Nesse contexto, materializa-se a comercializadora varejista, trazendo os primeiros aprendizados e ampliando nossa visão comercial nesse cenário de maior dinamismo.

- Ainda relacionado aos clientes, finalizamos a primeira fase da digitalização da área comercial, com a implantação do sistema de gestão do relacionamento com cliente (CRM), e avanços na interação e organização entre as equipes em seus fluxos internos.

- Evoluímos significativamente nossos métodos e ferramentas de precificação de energia, apoiadas por sistemas, robôs e inteligência artificial, que viabilizaram uma verdadeira transformação digital no processo, que passará, já em 2020, a exigir preços horários, ao invés de semanais. Estamos nos preparando desde já para captar as oportunidades oriundas dessa mudança.

- Expandimos a venda de energia para o mercado livre, sobretudo de fontes incentivadas, viabilizando o investimento na segunda fase do Conjunto Eólico Campo Largo, que deve ser implementado a partir de 2019, integralmente dedicado a esse mercado.

- Criamos nossa área de *trading* para aumentar a sensibilidade dos movimentos de curto prazo e atender nossos clientes de forma mais ágil.

Pessoas: comprometimento e transformação

A evolução contínua da gestão da Companhia e do compromisso com o desenvolvimento sustentável, de modo a gerar valor para todas as partes, são fatores chave para nossas conquistas:

- Formalizamos um sistema de gestão do planejamento estratégico mais dinâmico (*Balanced Score Card* – BSC), com maior integração e alinhamento de todas as áreas com os objetivos principais do negócio.

- Redesenhamos nosso *road map* de inovação, com a definição de áreas de atuação prioritárias no curto e médio prazo.

- Reestruturamos nossa sistemática de Gestão de Desempenho, mais alinhado ao mérito e aos interesses de longo prazo da Companhia. Acompanharão essa evolução as metodologias de Participação nos Lucros e Bonificações.

- Observamos a evolução consistente dos indicadores de engajamento e percepção positiva na pesquisa com colaboradores de 2018 – ENGIE&Me em decorrência dos planos de ação de melhorias lançados no início do ano.

- Continuamos cumprindo nossas metas de plantio de árvores, proteção de nascentes, programas de melhorias ambientais e de relacionamento com comunidades, sempre pautados por certificações e melhores práticas socioambientais.

Superação: sucesso nos resultados

O êxito alcançado nos resultados do ano reflete e coroa a trajetória de superação e perseverança de todos os nossos times em 2018:

- Alcançamos Ebitda de R$ 4.367,6 milhões e Lucro Líquido de R$ 2.315,4 milhões, representando aumentos de 24,1% e 15,5%, respectivamente, em relação a 2017.

- Mantivemos um *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado de 2018, que se realça frente aos grandes investimentos realizados no período.

- Nossa base de acionistas cresceu 65% ao longo de 2018, atestando a confiança do mercado na Companhia.

- Permanecemos na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) pelo 14º ano consecutivo, desde o início da carteira em 2005.

Olhar para o futuro

A ENGIE Brasil Energia completou 20 anos em 2018. No mesmo ano que celebramos essa história de sucesso, engajamos nossos colaboradores e stakeholders a olharem para o futuro na iniciativa "Imagine 2030", exercício de mapeamento e discussão de tendências que precisarão ser enfrentados em cada aspecto de nossas atividades num futuro próximo.

Essa relação entre passado e futuro exercitada em 2018 nos traz um simbolismo importante. As conquistas e experiências alcançadas nos anos que passaram nos conduzem a novos desafios para os anos que virão: somos movidos pela ambição constante de irmos além e fazermos sempre melhor.

Os próximos anos devem seguir um ritmo intenso de transformação, mas sem deixarmos de evoluir paulatinamente e de forma sustentável. Seguiremos avançando na modernização da Companhia e na preparação para as mudanças no setor de energia, concretizando nossa estratégia de promover o progresso harmonioso e liderar a transição energética no País.

Agradecemos a cada um de nossos públicos que, conosco, traçam este caminho de superação ao confiarem nos atributos por nós oferecidos, compartilharem objetivos e colaborarem com o desenvolvimento de relações éticas, saudáveis e geradoras de valor.

Uma boa leitura,

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

1. PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS CONQUISTADOS EM 2018

- **Companhia integrante do ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 – Carteira 2019**

Pelo 14º ano consecutivo, desde que o ISE foi criado, a Companhia integra a carteira do Índice, que reúne empresas reconhecidas por compromissos e práticas referentes a eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa.

- **Troféu Transparência**

Promovido pela Anefac, Fipecafi e Serasa Experian, na categoria "Companhias com receita líquida da controladora até R$ 5 bilhões". Premiação recebida pela nona vez, sendo a sétima seguida.

- **Presença no Guia Exame de Sustentabilidade 2018** – Setor de Energia

- **Ranking Revista *Institutional Investor* 2018 – *Mid Caps***

  Melhor métricas ESG / SRI - 1ª posição
  Melhor *Analyst Day* - 1ª posição
  Melhor CEO – 2ª posição
  Melhor CFO – 2ª posição;
  Melhor Profissional de RI – 2ª posição;

- **52º colocação no ranking "Global 100" – Revista *Corporate Knights* – Companhias mais sustentáveis do mundo**

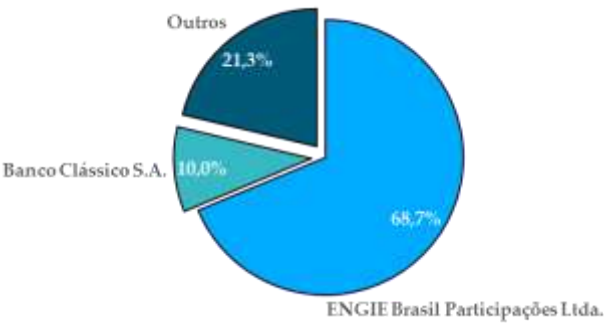
- **Prêmio Fritz Muller** na categoria "Conservação dos Recursos Naturais e da Vida Silvestre" com o projeto Matriz de Biodiversidade

- **Prêmio VALOR Inovação Brasil** – Umas das 150 empresas mais inovadoras do país

2. A COMPANHIA

Com 20 anos de presença no Brasil, a ENGIE Brasil Energia é uma grande provedora de soluções em energia, segmentada nas atividades de geração centralizada e distribuída, comercialização e transmissão. É atualmente a maior geradora privada de energia do país.
Ao final de 2018, o capital social da Companhia somava R$ 4.903 milhões, com um total de 815.927.740 ações ordinárias negociadas regularmente na B3. 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.

Estrutura acionária – ENGIE Brasil Energia em 31.12.2018



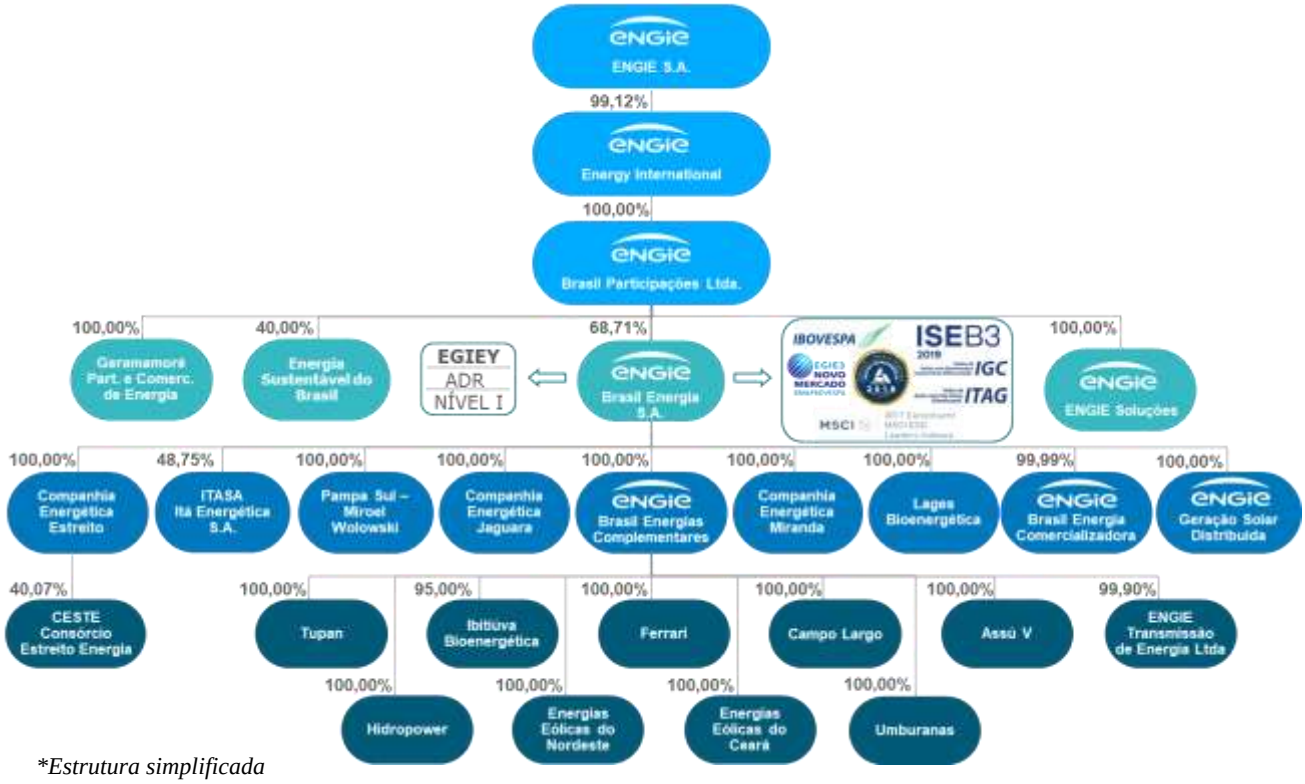
GERAÇÃO		COMERCIALIZAÇÃO				TRANSMISSÃO
CENTRALIZADA	DISTRIBUÍDA	DISTRIBUIDORAS	CLIENTES LIVRES	COMERCIALIZADORAS	TRADING	
41 Usinas	1.954 sistemas instalados	32%	48%	13%	8%	1.000 Km de linhas de transmissão + 5 subestações (em construção)
9.398,8 MW de capacidade instalada operada em 13 estados	15.920,6 kWp, presente em 13 estados	515 clientes em 24 estados 4.099 MW médios comercializados no ano				
MAIOR GERADOR PRIVADO DE ENERGIA DO PAÍS – PARTICIPAÇÃO DE 6,4%		**MAIOR AGENTE DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA - PARTICIPAÇÃO DE 5,7%**				

MISSÃO: Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia
VISÃO: Transformar a relação das pessoas com a energia para um mundo sustentável
VALORES: Profissionalismo, Cooperação, Espírito de Equipe, Respeito ao Meio Ambiente, Criação de Valor, Ética

2.1 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. A principal modificação societária ocorrida no ano em análise foi a aquisição das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A.

Estrutura societária* em 31.12.2018



**Estrutura simplificada*

2.2 Parque Gerador

Em 31.12.2018, a ENGIE Brasil Energia operava um parque gerador com capacidade instalada de 9.725,5 MW e composto por 41 usinas, sendo 11 hidrelétricas, três termelétricas convencionais e 27 usinas complementares: duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 20 eólicas, três a biomassa e duas solares fotovoltaicas. A Companhia controla integralmente 37 desses empreendimentos – nos demais, participa dos consórcios que detêm a concessão. Assim, a capacidade instalada total própria era de 8.004,8 MW em uma matriz formada, predominantemente, por fontes renováveis (89,3%).

A principal modificação ocorrida no ano, relacionada ao parque gerador, foi a finalização das obras do Conjunto Eólico Campo Largo Fase I, o qual acrescentou 326,7 MW ao portfólio da Companhia, e mais que dobrou a nossa atual capacidade de geração eólica, reforçando nosso compromisso de crescimento em fontes renováveis de geração. Outro evento relevante, porém, subsequente ao período coberto por esse Relatório, foi a entrada em operação de 4 das 18 centrais eólicas que compõem o Conjunto Eólico Umburanas Fase I, no início de 2019, acrescendo 95 MW à capacidade instalada operada e própria inicialmente mencionada.

Como parte dos compromissos da Companhia com a descarbonização de seu portfólio, a sondagem de mercado para a identificação de potenciais compradores para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC), e para a Usina Termelétrica Pampa Sul (RS), em implantação, continua em andamento, porém ainda sem um desfecho.

Composição do parque gerador em 31.12.2018

	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	733,3	100%	1.420,0	733,3	27.09.2028
2	Itá	1.450,0	740,5	69,0%	1.126,9	564,7	16.10.2030
3	Salto Osório	1.078,0	502,6	100%	1.078,0	502,6	27.09.2028
4	Cana Brava	450,0	260,8	100%	450,0	260,8	26.08.2033
5	Estreito	1.087,0	641,1	40,1%	435,6	256,9	26.11.2037
6	Jaguara	424,0	341,0	100,0%	424,0	341,0	28.12.2047
7	Miranda	408,0	198,2	100,0%	408,0	198,2	28.12.2047
8	Machadinho	1.140,0	547,1	19,3%	403,9	165,3	14.07.2032
9	São Salvador	243,2	148,2	100%	243,2	148,2	22.04.2037
10	Passo Fundo	226,0	113,1	100%	226,0	113,1	27.09.2028
11	Ponte de Pedra	176,1	133,6	100%	176,1	133,6	30.09.2034
	Total	8.102,3	4.359,5		6.391,7	3.417,7	
	Usinas Termelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
12 [1]	Complexo Jorge Lacerda	857,0	649,9	100%	857,0	649,9	27.09.2028
	Total	857,0	649,9		857,0	649,9	
	Usinas Complementares	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
13 [2]	Conjunto Campo Largo Fase I (Eólico)	326,7	169,6	100%	326,7	169,6	03.08.2050
14 [3]	Conjunto Trairi (Eólico)	115,4	54,9	100%	115,4	54,9	28.09.2041
15 [3]	Conjunto Santa Mônica (Eólico)	97,2	47,4	100%	97,2	47,4	04.02.2045
16	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6	100%	80,5	35,6	26.07.2042
17	Assu V (Solar)	30,0	9,2	100%	30,0	9,2	07.06.2051
18	Lages (Biomassa)	28,0	14,6	100%	28,0	14,6	28.10.2032
19	Rondonópolis (PCH)	26,6	10,1	100%	26,6	10,1	18.12.2032
20	José G. da Rocha (PCH)	23,7	9,2	100%	23,7	9,2	18.12.2032
21	Ibitiúva (Biomassa)	33,0	20,0	69,3%	22,9	13,9	05.04.2030
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	766,2	370,6		756,1	364,5	
	Total geral	9.725,5	5.380,0		8.004,8	4.432,1	

1 Complexo composto por três Usinas

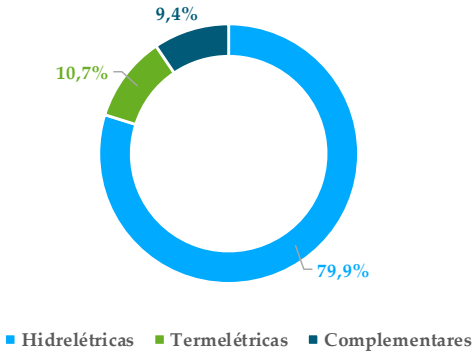
2 Conjunto composto por onze centrais eólicas

3 Conjunto composto por quatro centrais eólicas

Distribuição geográfica do parque gerador



Matriz energética da ENGIE Brasil Energia*



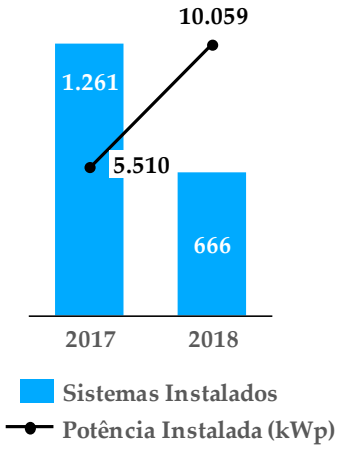
** Com base na capacidade instalada própria.*

2.3 Geração Distribuída

A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (ENGIE Solar), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída é uma forma de reafirmarmos a atuação no segmento, contribuindo para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

Ao fim do ano em análise, o Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC), realizado pela ENGIE Geração Solar Distribuída e pela WEG S.A., atingiu 2.126 inscritos no perfil residencial e 695 no perfil industrial, no estado de Santa Catarina. Em virtude do sucesso desse Programa, a iniciativa foi estendida a mais estados. No Mato Grosso, desde o lançamento do Programa, 252 consumidores residenciais e 109 industriais se inscreveram, enquanto no estado do Rio Grande do Sul foram 208 inscritos no perfil residencial e 120 no perfil industrial.

Evolução - unidades e potência instalada



A participação no agronegócio também foi expressiva no período, com destaque para um projeto com uma cooperativa no município de Concórdia (SC), com potência instalada de 2 MW, e outro no estado de Goiás, que soma potência instalada aproximada de 1 MW.

Desde o início de suas operações, a ENGIE Geração Solar Distribuída atingiu um total de 1.954 sistemas, com capacidade instalada de 15.920,6 kWp, e presente em 13 estados brasileiros.

3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

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, e consequentemente, o crescimento sustentável.

Por isso, a Companhia segue alinhada às melhores práticas de governança corporativa do mercado, tais como as diretrizes do *Sarbanes-Oxley Act* e as práticas diferenciadas do Novo Mercado, segmento de listagem da B3 que exige a adoção de regras societárias direcionadas à ampliação dos direitos dos investidores, além de uma abrangente política de divulgação de informações ao mercado.

Nesse sentido, ao longo do ano seguimos trabalhando na adaptação às mudanças no regulamento do Novo Mercado, que tem como data limite 2021. Na próxima Assembleia Geral Ordinária, em 2019, devemos submeter o novo Estatuto Social para atender às mudanças com antecipação em relação ao prazo final exigido. O principal avanço deve ser a criação do Comitê de Auditoria voltado à avaliação dos sistemas de gestão de riscos e controles internos, inferências nas atividades de auditoria interna e externa, bem como de informações contábeis, políticas internas e temas éticos.

Subordinado ao Conselho de Administração, o Comitê Auditoria será composto em sua maioria por membros independentes, conforme prevê o regulamento do Novo Mercado, e será o Órgão de reporte da Auditoria Interna, assegurando maior autonomia e isonomia aos trabalhos da área e, assim, aperfeiçoando a gestão de riscos e a governança corporativa.

Direitos dos acionistas

- Votar em Assembleia Geral, ordinária ou extraordinária, com a possibilidade de voto à distância desde 2017;
- Encaminhar recomendações ao Conselho de Administração por meio de canal específico no Portal de Investidores;
- Receber dividendos e participar da distribuição de lucros ou outras distribuições - a Administração se compromete a distribuir no mínimo 55% do lucro líquido ajustado.
- 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*).

3.1 Políticas e Diretrizes de Gestão

Nossos valores e cultura organizacional são detalhados em códigos e políticas, que, sancionados formalmente pelo Conselho de Administração, orientam a condução dos negócios e o relacionamento com os diferentes públicos com os quais interagimos. Para assegurar nosso alinhamento com os cenários externo e interno, esses documentos são periodicamente desenvolvidos, revisados e atualizados. As Políticas e Códigos que compartilhamos com nossa cadeia de valor, e que, portanto, são públicas através do nosso *website*, são:

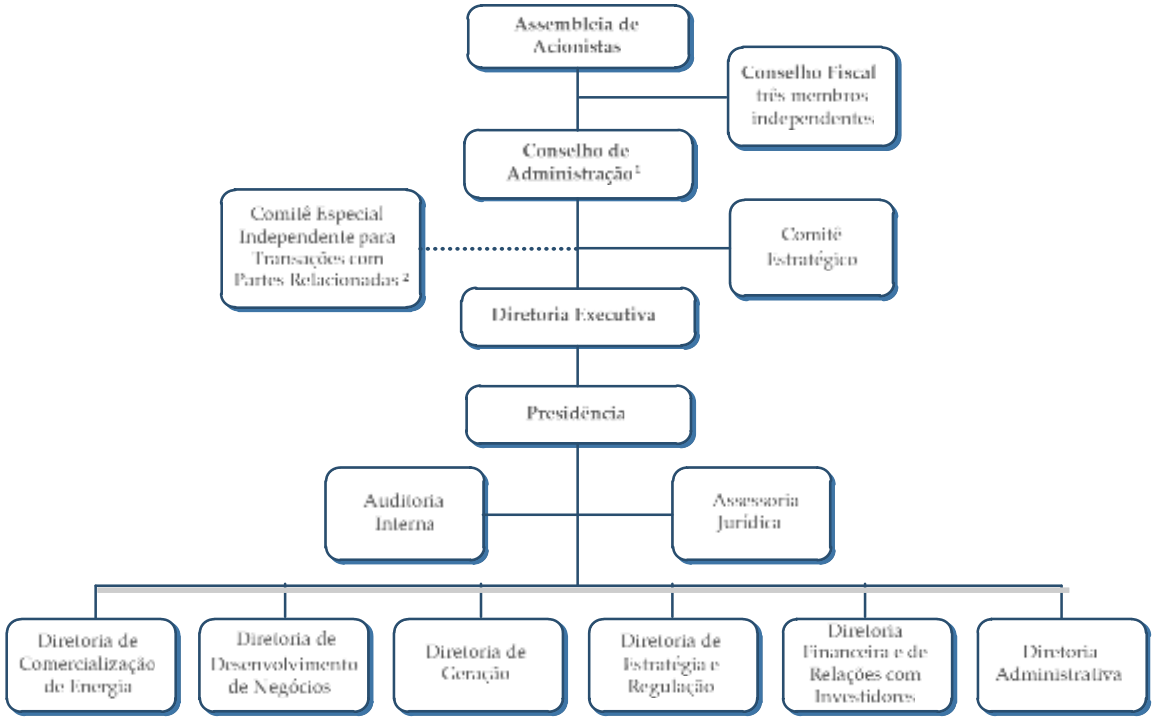
- *Código de Ética e Guia de Práticas Éticas*: declaração pública dos padrões e valores mais elevados de ética, transparência, respeito e integridade, a serem seguidos por todos que direta ou indiretamente se envolvem em ações de responsabilidade da Companhia.
- *Política de Combate à Corrupção e Suborno:* estabelece o compromisso de obedecer a todas as leis de prevenção à corrupção e ao suborno na realização dos negócios.
- *Política de Gestão Sustentável:* expressa as diretrizes da Companhia em relação a qualidade, gestão da energia, meio ambiente, mudanças do clima, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e engajamento de partes interessadas.
- *Política de Direitos Humanos:* registra compromissos relacionados à proteção dos direitos humanos em seus projetos e operações, incluindo cuidados relativos à cadeia de valor.
- *Política de Investimentos e Derivativos:* elenca critérios para a aplicação de recursos disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.
- *Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações:* define práticas de divulgação e uso de informações corporativas, além da política de negociação de valores mobiliários de emissão da ENGIE Brasil Energia, como ações e debêntures.

A partir de 2018, passamos a publicar anualmente o Código Brasileiro de Governança Corporativa, atendendo à Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (ICVM 586). No documento, divulgamos informações sobre quais princípios/práticas de governança previstas no Código são aplicadas pela Companhia, e aquelas que não são, apresenta-se a justificativa – o princípio "pratique ou explique". O Código apoia a evolução contínua de nossas práticas de governança corporativa, em linha com as melhores práticas recomendadas e a maturidade de nossas estruturas. O informe está disponível em nosso *website* – www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/.

3.2 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 31.12.2018



(1) Composto por nove membros: presidente, vice-presidente e sete conselheiros, sendo quatro da controladora, dois representantes dos acionistas minoritários e um representante dos empregados.

(2) Não permanente e majoritariamente composto por membros não indicados pela controladora.

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.

Em Assembleia Geral Ordinária realizada em dia 11.04.2018, representantes dos acionistas elegeram os membros do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia para um mandato de dois anos (2018-2020). Em conformidade com as melhores práticas de governança, nenhum dos membros do Conselho exerce função executiva na Companhia.

Conselho de Administração em 31.12.2018

Titulares	Suplentes
Maurício Stolle Bähr ***Presidente***	--- *
Manoel Arlindo Zaroni Torres ***Vice-presidente***	Karin Koogan Breitman
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
José Pais Rangel ***Representante de acionistas minoritários***	José João Abdalla Filho *Representante de acionistas minoritários*
Leonardo Augusto Serpa **	---
Paulo de Resende Salgado ***Representante de acionistas minoritários***	Antonio Alberto Gouvêa Vieira *Representante de acionistas minoritários*
Paulo Jorge Tavares Almirante	Raphael Vincent Philippe Barreau
Pierre Jean Bernard Guiollot	Simone Cristina de Paola Barbieri
Roberto Henrique Tejada Vencato ***Representante dos empregados***	Luiz Antônio Barbosa *Representante dos empregados*

** A Conselheira suplente eleita em Assembleia, Sra Natacha Herrero Et Guichard Marly, renunciou ao cargo, em função de ter assumido novas atribuições no grupo controlador. O cargo permanece vago.*
*** O Conselheiro titular eleito em Assembleia, Sr. Claude Emile Jean Turbet, renunciou ao cargo, em função de sua aposentadoria. Assume em seu lugar o suplente, Leonardo Serpa, e a suplência permanece vaga.*

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.

Os conselheiros fiscais são eleitos anualmente em Assembleia Geral Ordinária, havendo a possibilidade de reeleição.

Conselho Fiscal em 31.12.2018

Titulares	Suplentes
Carlos Guerreiro Pinto	Manoel Eduardo Bouzan de Almeida
Manoel Eduardo Lima Lopes	Ailton Pinto Siqueira
Carla Carvalho de Carvalho	Waltamir Barreiros

Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva atua na forma de colegiado, sendo designada pelo Conselho de Administração e eleita em Assembleia Geral. Respeitando atribuições específicas de cada cargo, os diretores trabalham com uma abordagem matricial dos assuntos. Além do Diretor-Presidente, a quem cabe coordenar e orientar as atividades dos demais, outros seis diretores atuam na execução das estratégias definidas pelo Conselho de Administração.

Ao final de 2018, Gabriel Mann dos Santos assumiu a Diretoria de Comercialização, anteriormente ocupada por Marco Antônio Amaral Sureck, que se aposentou.

Diretoria Executiva em 31.12.2018

Nome	Cargo
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor-Presidente
Carlos Henrique Boquimpani de Freitas	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Edson Luiz da Silva	Diretor de Estratégia e Regulação
Gabriel Mann dos Santos	Diretor de Comercialização de Energia
Gustavo Henrique Labanca Novo	Diretor de Desenvolvimento de Negócios
José Luiz Jansson Laydner	Diretor de Geração
Júlio César Lunardi	Diretor Administrativo

3.3 Ética e integridade

A integridade é um dos princípios básicos de nossa atuação ética, a ser observada por todos os colaboradores e administradores da ENGIE Brasil Energia na relação com todos os nossos públicos.

O Código de Ética e a Política de Combate à Corrupção e Suborno definem as diretrizes orientadoras dessas relações. Adicionalmente, são disponibilizadas cartilhas e guias com foco e abordagens específicos, como por exemplo, o Procedimento de Brindes e Hospitalidades (apoiado por um sistema informatizado), o Guia de Relacionamento com Consultores de Negócios e o Guia de Ética nas Relações com Fornecedores.
Contamos com práticas regulares de prevenção e verificação de situações de risco e fatos impróprios, como processos de *due diligence*, auditorias, programas de treinamento e conscientização, disposições contratuais e um programa de controle interno das atividades da Companhia. Adicionalmente, em 2018, 100% das operações listadas a seguir foram submetidas à avaliação de riscos relacionados à corrupção, condenação por fraude (ou suspeita de), tráfico de influência, uso indevido de ativos sociais, violações de direitos humanos fundamentais, tráfico de drogas e de pessoas, lavagem de dinheiro, terrorismo, sanções ou embargos, problemas sérios quanto a regulamentações de saúde e segurança, ou ambientais, ou de direitos humanos:

- aquisições, alienações de projetos ou ativos (bens, direitos e ações) de ou para terceiros (incluindo desenvolvedores de projetos em processo de alienação para a Companhia);
- parcerias/*joint ventures*;
- contratações de serviços de *Engineering, Procurement and Construction* (EPC) e construção civil;
- licenciamentos ambientais;
- arrendamentos de áreas;
- contratação de intermediários; e
- acordos com bancos financiadores.

Conforme estabelecido na Política de Análise de Risco Ético da ENGIE, em todos os projetos desenvolvidos ou adquiridos pela Companhia, é obrigatória a realização de *due diligence* ética por um prestador de serviço externo e independente. Após esse processo, os riscos identificados são analisados pela área de *Ethics & Compliance* da Unidade de Negócios Brasil e compartilhados, junto às recomendações pertinentes, com as equipes envolvidas – o que inclui, em alguns casos, o Departamento de *Ethics, Compliance & Privacy* da ENGIE S.A. em Paris. Como resultado desse trabalho, em 2018 não foram registrados casos de corrupção envolvendo a Companhia.

Cabe ao Comitê de Ética monitorar rigorosamente todas as políticas, procedimentos e processos da Companhia relacionados à prevenção de corrupção e suborno.

Denúncia

O Comitê de Ética é o canal prioritário, sigiloso e com opção de anonimato, voltado a receber e apurar denúncias de casos que contrariem nosso Código e Políticas. Todas as situações relatadas serão mantidas em absoluto sigilo e com a garantia de não retaliação.

4. ESTRATÉGIA

Procuramos responder com dinamismo aos desafios e às oportunidades vivenciados pelo setor energético em escalas global e local, a chamada "transição energética". Atenta aos impactos que esse conjunto de transformações tem provocado nas atividades e na percepção de valor das empresas do setor, a Companhia tem buscado se colocar à frente desse processo no Brasil. Como maior produtora privada de energia do país e contando com a experiência global de sua controladora em serviços de eficiência energética e na cadeia de valor do gás, a ENGIE Brasil Energia parte de uma posição privilegiada para se tornar referência nesse processo.

Assim, ao mesmo tempo em que mantém a geração centralizada e a comercialização de energia como suas principais áreas de atuação, a Companhia busca oferecer cada vez mais soluções integradas e inovadoras. Como base para a execução da estratégia, apresenta vantagens competitivas que a diferenciam de outros agentes do setor.

4.1 Vantagens Competitivas

- *Setor fundamental:* o setor energético é considerado estratégico ao desenvolvimento do país, visto que a energia constitui um insumo fundamental à produção e à grande parte das atividades cotidianas da sociedade. Isso nos garante maior previsibilidade de receita e investimentos, sendo que os projetos possuem alta financiabilidade.
- *Liderança:* a Companhia é a maior produtora privada de energia do Brasil e sua controladora é a maior produtora independente no mundo, o que reforça seu potencial de alavancar oportunidades de negócio.
- *Inteligência 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 contratação de longo prazo, os contratos de venda de energia são indexados à inflação.
- *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. Nos últimos anos, temos investido na operação remota e manutenção preditiva dos empreendimentos, o que aumenta a padronização e otimiza os custos operacionais.

- *Estabilidade financeira:* 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$ 26,9 bilhões ao final de 2018, a ENGIE Brasil Energia tem acesso a linhas de crédito atrativas, ampliando sua competitividade.

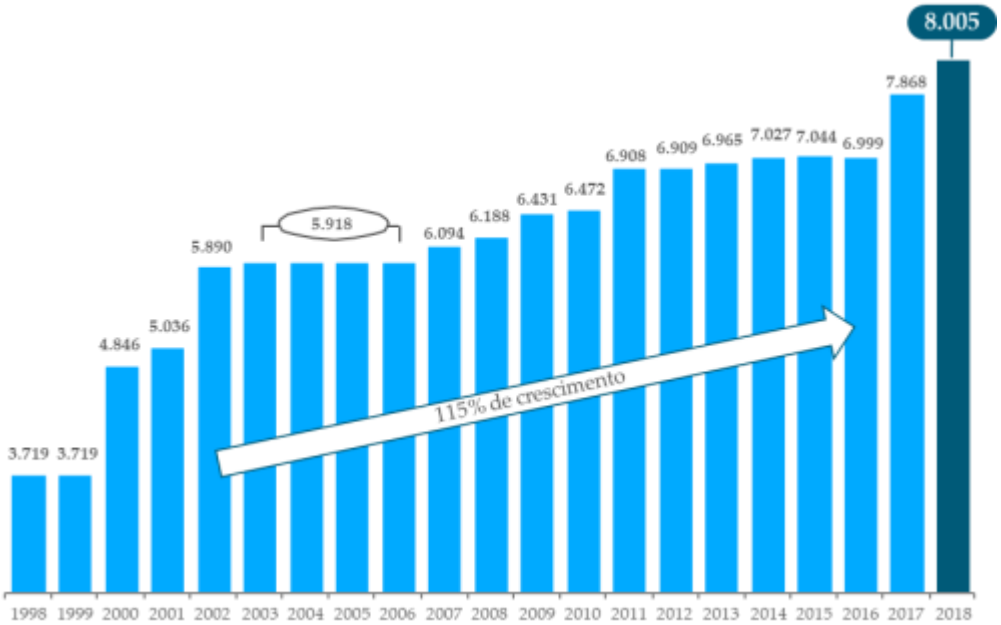
- *Classificação de risco diferenciada:* a Fitch Ratings atribui à Companhia Rating Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)' e em escala global 'BB(bra)', um nível acima do rating soberano.

- *Alto padrão de governança e sustentabilidade:* o Conselho de Administração, 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.

4.2 Expansão e Diversificação

A combinação de alta seletividade de projetos de investimento, captação de recursos a custos competitivos, habilidade superior no planejamento e rigidez na execução fizeram da expansão da Companhia um dos elementos centrais da estratégia do negócio. Dessa forma, a Companhia cresce, mantendo altas taxas de retorno e aceitando riscos adequados ao perfil da organização.

Evolução da capacidade instalada própria em operação (em MW)



A seguir, discorreremos sobre os projetos de expansão em geração centralizada.

Projetos de expansão – geração

Expansão - geração	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
Jirau (Hidro)[1]	3.750,0	2.184,6	40%	1.500,0	882,0	13.08.2043
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I [2]	360,0	215,1	100%	360,0	215,1	03.08.2050
Pampa Sul (Térmica)	345,0	323,5	100%	345,0	323,5	30.03.2050
Conjunto Eólico Campo Largo - Fase II	361,2	200,0	100%	361,2	200,0	-
Total	**4.816,2**	**2.923,2**		**2.566,2**	**1.620,6**	

1 - O projeto pertence hoje à Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda. Existe a possibilidade de transferência para a ENGIE Brasil Energia.

2 - Algumas das Centrais do Conjunto já entraram em operação comercial no início de 2019

Usina Hidrelétrica Jirau

A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela construção, manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. Desde novembro de 2016, a Usina conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada.

Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) - detentora de 40% do empreendimento - divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação.

Conjunto Eólico Umburanas – Fase I

Localizado no município de Umburanas (BA), o Conjunto tem capacidade instalada total de 605 MW, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre. A Companhia destinará investimentos de cerca de R$ 1,8 bilhão (em setembro de 2017) para os 18 parques da Primeira Fase do Conjunto. Os 245 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos na Fase II. O projeto está sendo desenvolvido ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.

Ao fim do ano, o progresso total da obra era de 87%. Foram concluídos os serviços de: concretagem das 144 fundações dos aerogeradores; montagem da Linha de Transmissão de 230kV; construção dos acessos às centrais eólicas e; construção da subestação.

Como fatos subsequentes aos reportados nesse Relatório, as Centrais Eólicas Umburanas 8, 16, 17 e 21 entraram em operação comercial nos primeiros meses de 2019.

Usina Termelétrica Pampa Sul

A Usina está sendo implantada no município de Candiota (RS), e terá capacidade instalada de 345 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral de jazida, também situada em Candiota. Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados pelo prazo de 25 anos no Leilão A-5, realizado em 28.11.2014. Foi aprovado investimento de aproximadamente R$ 1,8 bilhão (em novembro de 2014) para a construção da Usina.

Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

Ao fim do ano, dentre as atividades que merecem destaque, estão: *first fire, dry out* e a limpeza química da caldeira; comissionamento das torres de resfriamento; término da montagem dos dutos internos da chaminé; e montagem e testes da bomba de alimentação. Todas as obras auxiliares, como barragem, adutora, correia transportadora de carvão, linha de transmissão e *bay* de conexão na Subestação Candiota, foram finalizadas e transferidas para a equipe de operação em dezembro de 2018. O avanço físico da obra – obras civis e montagem eletromecânica – é de 96%. Com relação à área de saúde e segurança, convém destacar a marca de mais de 19,9 milhões de homens-horas trabalhadas sem acidentes fatais.

A entrada em operação comercial está prevista para o segundo trimestre de 2019.

Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II

Foi aprovado o início das atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA). O desenvolvimento da segunda fase totaliza aproximadamente 360,0 MW de capacidade instalada e 200,0 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R$ 1,6 bilhão. A entrada em operação está prevista para o início de 2021.

O Projeto se beneficiará da sinergia das estruturas existentes, como a subestação e a linha de transmissão, implementadas pela Companhia para atender os Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, que totalizam 686,7 MW de capacidade instalada. Com a implantação da segunda fase de Campo Largo, a capacidade instalada de energia eólica da Companhia ultrapassará a marca de 1 gigawatt na região. A energia de Campo Largo – Fase II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Projetos de expansão – transmissão

Expansão - transmissão	Kms	Subestações	Proprie-dade	Vencimento da concessão/ autorização
Gralha Azul (PR)	1.000,0	5	100%	03.2053 (estim)

Sistema de Transmissão Gralha Azul

A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02, de 15.12.2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, marcando nossa entrada no segmento de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes.

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 09.03.2023, mas reduziremos o prazo de implantação do empreendimento em pelo menos 12 meses. Adicionalmente, a Companhia planeja redução no investimento previsto pela Aneel, de cerca de 15%.

Seguem em andamento as atividades de execução do projeto executivo, topografia e sondagens, bem como a definição e contratação dos subfornecedores. As equipes ambiental, fundiária e arqueológica continuam em campo realizando seus estudos. Os estudos de impacto ambiental ou os relatórios ambientais simplificados, foram concluídos e protocolados junto ao órgão ambiental do estado do Paraná. A primeira fase de estudos sobre o licenciamento arqueológico foi concluída e aprovada pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) e os trabalhos continuam na segunda fase. As declarações de utilidade pública para todas as áreas do empreendimento também já foram obtidas.

Projetos em Desenvolvimento – geração

Projetos em desenvolvimento – geração

Projetos em desenvolvimento	Capacidade total (MW)	Tipo	Proprie-dade	Localização
Conjunto Santo Agostinho	600,0	eólico	100%	Lajes e Pedro Avelino (RN)
Norte Catarinense	600,0	termelétrico	100%	Garuva (SC)
Conjunto Umburanas - Fase II	245,0	eólico	100%	Umburanas (BA)
Conjunto Alvorada	90,0	solar	100%	Bom Jesus da Lapa (BA)
Conjunto Assú - Centrais I, II, III e IV	146,8	solar	100%	Assú (RN)
Total	**1.681,8**			

- *Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN):* o Conjunto é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW. Em junho de 2016, foi emitida a Licença Prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto está apto para participar de leilões de energia.

- *Usina Termelétrica Norte Catarinense (SC):* trata-se de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, com capacidade instalada de aproximadamente 600 MW. O projeto possui Licença Ambiental Prévia e a Companhia está avaliando alternativas de suprimento de gás natural para eventual participação em leilões de energia.

- *Conjunto Eólico Umburanas – Fase II (BA):* com capacidade instalada de 245 MW, a Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.

- *Conjunto Fotovoltaico Alvorada (BA*): prevê o desenvolvimento de três projetos, que irão compor o Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 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.

- *Conjunto Fotovoltaico Assú (RN):* com capacidade instalada total aproximada de 183 MWp, o conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017, e as demais centrais solares estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptas a participar de leilões de energia nova.

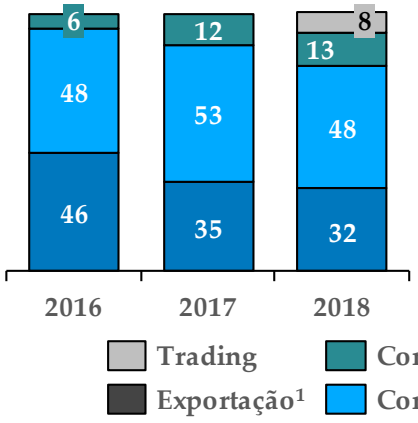
4.3 Comercialização

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao Preço de Liquidação das Diferenças — PLD (preço *spot)* daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra.

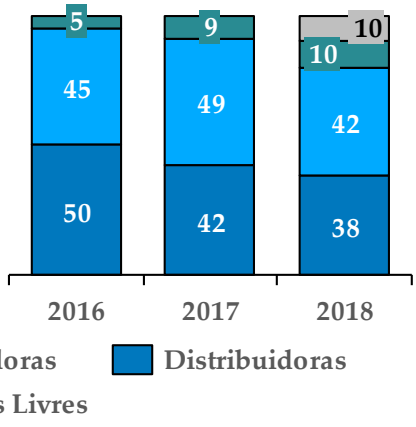
Em complemento, a diversificação da carteira de clientes, composta por empresas de diferentes portes e setores, favorece a compensação de efeitos decorrentes de conjunturas negativas em determinados segmentos, reduzindo riscos de queda de receita. Acompanhando a dinâmica do mercado livre, em 2018 a Companhia continuou se adaptando à ampliação desse mercado e às consequentes novas modalidades de relacionamento e produtos, o que favorece a interação com clientes de diferentes perfis. Nesse sentido, foram intensificadas as negociações com empresas de médio porte, ampliando, por mais um ano, o número de contratos de venda de energia vigentes. Ao final do ano, a Companhia contabilizava 515 clientes, números 84% superior aos 280 registrados em 2017.

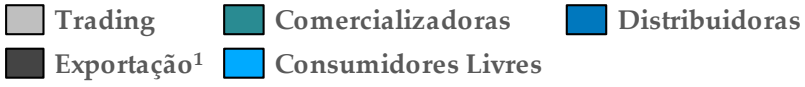
Em 2018, os consumidores livres representaram 48,2% das vendas físicas e 42,1% da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), queda de 5,2 p.p. e 6,9 p.p., respectivamente, em relação ao ano anterior. A redução na participação de consumidores livres reflete, substancialmente, a redução de consumo e os menores preços praticados com clientes industriais.

Participação de clientes nas vendas físicas (%)



Participação de clientes nas vendas contratadas que compõem a Receita Operacional líquida (%)

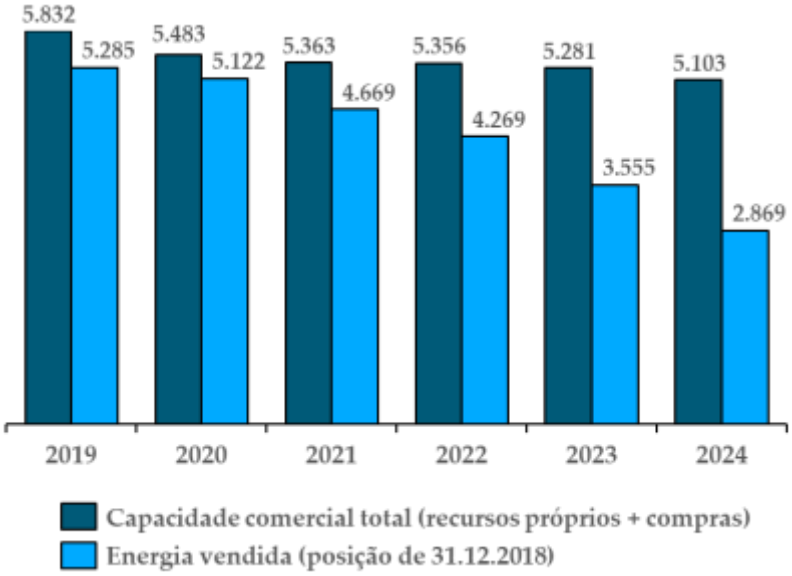




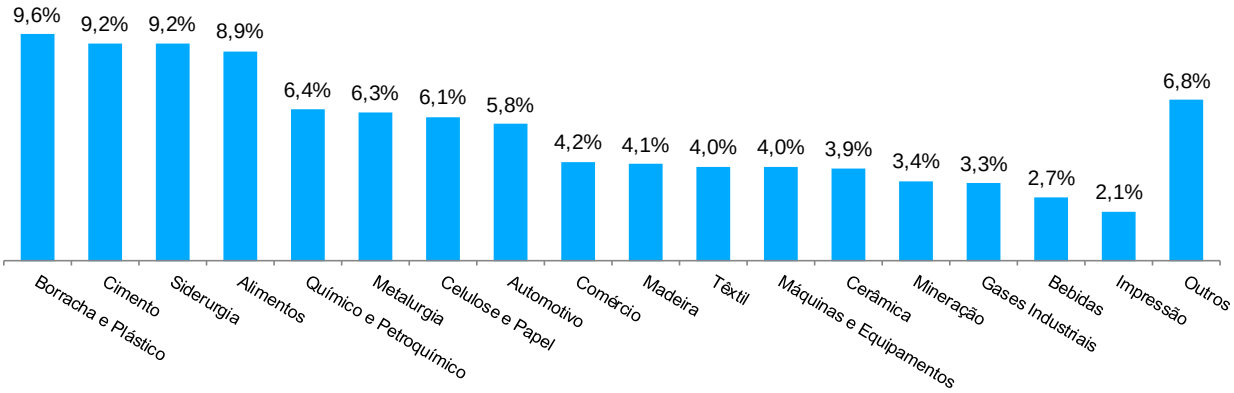
1 - A representatividade das exportações sobre as vendas físicas e sobre a receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas) foi de 0,01% em 2017

De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em 31.12.2018, apresenta-se a seguir, a síntese do balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de energia (MW médios)



Diversificação do portfólio de clientes



4.4 Inovação

Essencial à perenidade do negócio, e à captura de novas oportunidades, a inovação de produtos e processos ganha cada vez mais conexão com a estratégia corporativa, considerando ainda o contexto altamente dinâmico de transição energética e ampliação do mercado livre de energia, que exigem novas soluções que atendam as demandas da sociedade.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) é uma importante ferramenta nesse sentido. Ancorado em parcerias com universidades e instituições de pesquisa, o que reforça a cultura de inovação aberta da Companhia, o Programa segue os preceitos da Lei nº 9.991/2000, segundo a qual as empresas do setor devem aplicar 1% da sua receita líquida anual em projetos de P&D.

Em 2018, o percentual mencionado totalizou R$ 44,8 milhões, segregados da seguinte forma:

- R$ 17,9 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R$ 9,0 milhões para o Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- R$ 17,9 milhões para investimento em Projetos de P&D novos ou em andamento.

A Companhia investiu R$ 2,56 milhões em projetos já em andamento, relacionados aos seguintes temas:

Áreas dos projetos de P&D - 2018

Área (conforme cadastrado na Aneel)	**Valor aportado (R$ mil)**
Fontes alternativas de geração de energia elétrica	1.245,5
Gestão do Programa de P&D	588,3
Meio ambiente	700,5
Geração de energia elétrica	25,8
Total	**R$ 2.560,1**

Algumas das principais iniciativas em andamento incluem pesquisas relacionadas à transição energética. O principal projeto em andamento é o de desenvolvimento e avaliação técnica, regulatória e econômica de sistemas de armazenamento de energia, aplicáveis à geração centralizada e distribuída. Orçado em R$ 25,4 milhões e com duração de 36 meses, o trabalho envolve a avaliação de sistemas de baterias eletroquímicas em diversas condições, tendo como entidade executora a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Em outra frente, a Companhia deu início ao desenvolvimento de uma metodologia para caracterização do hidrogênio natural, utilizando detectores instalados em diferentes regiões do Brasil. O objetivo é identificar as áreas ricas na produção desse gás e monitorá-las, a fim de compreender o potencial das jazidas estudadas para a produção de energia.

Outro meio de fomentar a inovação é a aproximação entre *startups* e grandes empresas, para aproveitar o melhor das características de cada uma – gerando assim a "inovação aberta", que é aquela que não limita o conhecimento ao uso interno das organizações. Com esse objetivo, participamos do Linklab, com outras oito organizações de grande porte. Localizada em Florianópolis, a iniciativa celebrou em janeiro de 2019 dois anos de duração, com parcerias e resultados promissores.

5. GESTÃO DE RISCOS E OPORTUNIDADES

Na ENGIE Brasil Energia, a análise de riscos constitui um exercício que envolve os empregados, gerentes e diretores, incluindo o Diretor-Presidente da Companhia, além do Comitê de Gerenciamento de Riscos. Os resultados dessa avaliação conjunta são registrados na Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais, documento interno que baliza a atuação da Companhia. A Política de Gestão de Riscos e Oportunidades, aprovada em 2016 pelo Conselho de Administração, orienta a análise estratégica da Companhia em relação a esses aspectos. De forma sistemática, permeando todas as atividades e envolvendo a alta gestão e o quadro funcional, essa análise é norteada por três objetivos principais:

- A criação e a manutenção dos valores, da reputação e da motivação interna.

- O encorajamento de um certo nível de exposição ao risco, razoável em relação a aspectos legais, econômicos e socioambientais.

- A asseguração da conformidade das ações com as obrigações legais e regulatórias, bem como com os valores da ENGIE Brasil Energia.

Assim, 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.

- **Risco de desenvolvimento e implantação de projetos:** ocorrência de eventos no desenvolvimento ou na implantação de projetos que possam trazer (i) atraso no cronograma da obra; (ii) e/ou custos adicionais na implantação; (iii) e/ou ineficiências na operação do empreendimento.

- **Risco de IT&Digital:** devido à crescente dependência do negócio em relação aos recursos e serviços de Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), Tecnologia de Automação (TA) e Internet das Coisas (IoT), a falta de segurança destes recursos pode impactar negativamente na continuidade das operações e na imagem da Companhia.

- **Risco regulatório:** evolução adversa da regulação do setor elétrico. Historicamente, o governo federal exerce um grau substancial de influência sobre os negócios do setor, 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. Por alguns anos, o risco tributário foi reportado no escopo do risco regulatório. Devido à magnitude de seu possível impacto, esse risco passou a ser tratado de forma independente.

- **Risco de eficiência e performance operacional**: indisponibilidade da garantia física ou desempenho ineficiente das plantas próprias ou de outros ativos em que tenha participação.

- **Risco país:** alteração no ambiente político e nas variáveis econômicas como juros, câmbio, preço das *commodities* e inflação, com impacto nos negócios da Companhia.

- **Risco socioambiental:** evolução adversa da regulação ambiental e ampliação das demandas das comunidades impactadas pelos empreendimentos da Companhia.

- **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 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, que provoquem a interrupção do negócio.

- **Risco de operacionalização da estratégia:** adversidade na operacionalização do reposicionamento estratégico do Grupo ENGIE em torno de três pilares: digitalização, descentralização e descarbonização, em virtude tanto do contexto externo (parceiros, maturidade do mercado e da regulação, mecanismos de financiamento, etc.) quanto do contexto interno (competências e atitudes de administradores e empregados, capacidade de adaptação e agilidade na tomada de decisão, clareza em relação ao planejamento estratégico).

- **Risco de ética&*compliance*:** descumprimento, interno ou com conluio externo, de valores e princípios do Código de Ética: corrupção, uso fraudulento de propriedades da Companhia, interferência em processos de concorrência, desrespeito aos direitos humanos, incluindo condições de trabalho e relacionamentos no trabalho. Não conformidade (*compliance*) com as normas e regulamentos aplicáveis às atividades da Companhia.

- **Risco de saúde e segurança no trabalho:** ocorrência de qualquer tipo de acidente ameaçando a saúde dos empregados, contratados e outros terceirizados, incluindo doença profissional.

6. GESTÃO DA QUALIDADE

Qualidade, meio ambiente, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e gestão da energia constituem as cinco dimensões abrangidas pelo Sistema Integrado de Gestão (SIG), adotado em todos os empreendimentos operados pela ENGIE Brasil Energia. Em 2018, das 41 usinas em operação, 12 eram certificadas segundo as normas NBR ISO 9001 (gestão da qualidade), NBR ISO 14001 (gestão do meio ambiente) e NBR OHSAS 18001 (gestão da saúde e segurança no trabalho). Adicionalmente, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda mantém o certificado segundo a norma NBR ISO 50001, relativa à Eficiência Energética.

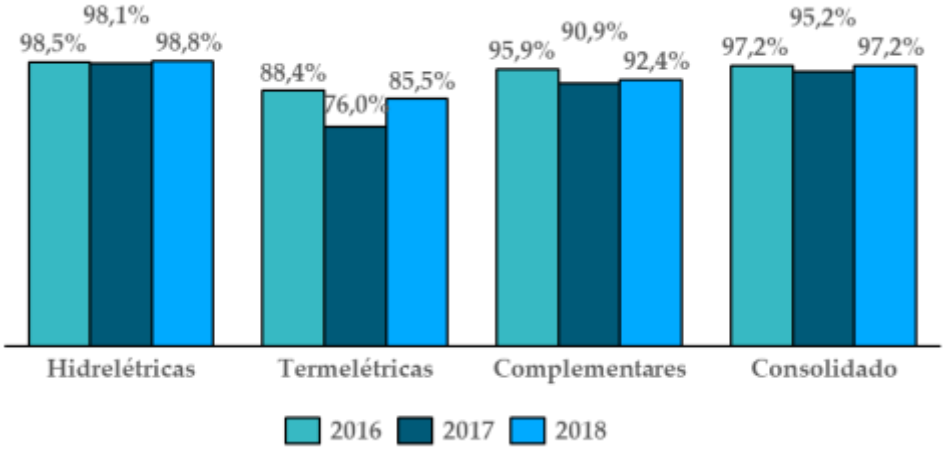
Dessa forma, o percentual de capacidade instalada certificada é de 83,6%.

O processo de certificações das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda está em andamento, e deve evoluir ao longo de 2019, aumentando ainda mais o percentual de capacidade certificada da Companhia.

6.1 Desempenho operacional

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram no ano índice de disponibilidade de 97,2%, desconsiderando-se as paradas programadas. Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global foi de 91,5%. O aumento da disponibilidade das usinas em 2018, em comparação com 2017, deve-se principalmente ao menor número de ocorrências significativas, que impactaram a Usina Hidrelétrica Passo Fundo, a unidade 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador e a unidade 2 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A. Em 2018, houve a revisão geral da unidade 3 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e o curto circuito no gerador da unidade 4 da Usina Hidrelétrica Jaguara.

Disponibilidade das usinas, excluídas as paradas programadas



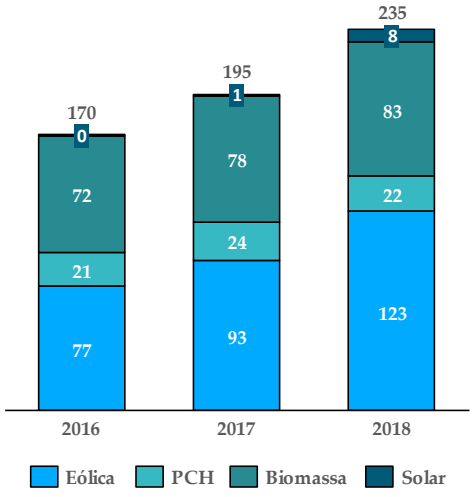
A produção total de energia elétrica alcançou 39.340 GWh (4.491 MW médios): aumento de 8,3% (em MW médios) em relação a 2017. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 33.144 GWh (3.784 MW médios), aumento de 8,9%; as termelétricas, por 4.134 GWh (472 MW médios), redução de 1,7% e as usinas complementares, por 2.062 GWh (235 MW médios), aumento de 20,9%.

Em 2018, o aumento na geração global deve-se principalmente à incorporação das usinas hidrelétricas arrematadas no leilão, bem como à entrada em operação comercial da Usina Fotovoltaica Assú V e do Conjunto Eólico Campo Largo Fase I, que explicam o significativo aumento da geração das hidrelétricas e das usinas complementares. Já o pequeno decréscimo observado na produção das termelétricas, foi decorrente do menor volume de geração por ordem de mérito.

Geração de Energia – MW médios



Geração por fonte complementar – MW médios



Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

6.2 Operação remota

Em 2018, a Companhia avançou na ampliação das atividades de operação remota do parque gerador, por meio do Centro de Operação da Geração (COG), instalado na sede da Companhia. 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. Ao final do ano, 28 das 41 usinas da Companhia eram operadas a partir do COG, conforme apresenta o quadro a seguir:

Usinas operadas via COG em 31.12.2018

Usina	Capacidade Instalada (MW)
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	176,1
Pequena Central Hidrelétrica José Gelazio da Rocha	23,7
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis	26,6
Usina Hidrelétrica Cana Brava	450,0
Usina Hidrelétrica São Salvador	243,2
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	226,0
Usina Fotovoltaica Assú V	30,0
Usina Hidrelétrica Jaguara	424,0
Usina Hidrelétrica Miranda	408,0
Conjunto Eólico Santa Monica [1]	97,2
Conjunto Eólico Trairí [1]	115,4
Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I [2]	326,7
TOTAL	**2.546,9**

1 – Conjunto composto por quatro centrais eólicas
2 – Conjunto composto por onze centrais eólicas

7. GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

7.1 Cenário macroeconômico

A expectativa do mercado, conforme Relatório Focus, é de que Produto Interno Bruto (PIB) tenha avançado cerca de 1,3% em 2018, frente ao avanço de 1,0% do ano anterior. O dado oficial só será conhecido em março.

A inflação ficou em 3,75% no ano - a meta é de 4,5%, com tolerância de 1,5 ponto para cima ou para baixo, ou seja, podendo variar entre 3% e 6%. O dólar (Ptax) encerrou o ano valendo R$3,87, valorização de 17,1% comparado a 2017. A taxa básica de juros (SELIC) chega ao fim de 2018 em 6,5% a.a., seu menor patamar histórico.

Para 2019, a expectativa observada no Relatório Focus é de leve aumento na taxa básica de juros (7,0% a.a.), inflação próxima ao centro da meta (4,0%) e um mais significativo crescimento da economia (2,53%).

7.2 Setor Elétrico

Conforme a Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica, divulgada pela Empresa de Pesquisa Energética, em janeiro de 2019, o consumo de energia líquido no país cresceu 1,1% em 2018, registrando 472.242 GWh. O consumo residencial cresceu 1,2%, o comercial 0,6% e o industrial 1,3%. Já no estrato por regiões, a região Norte se destacou negativamente, com decréscimo de consumo de 5,8%. As demais regiões registraram crescimento: 2,3% na Centro-Oeste, 1,7% na Sul, 1,6% na Sudeste e 1,5% na Nordeste.

O consumo do mercado livre cresceu por mais um ano: 6,3% de aumento, contra uma queda no mercado cativo de 1,3% no mesmo período. Um terço do consumo de energia do ano ocorreu no mercado livre (156,6 TWh) e dois terços no cativo (315,7 TWh). Para efeitos de comparação e evolução de tendência, essa mesma relação, a apenas dois anos atrás, era de um quarto no mercado livre e três quartos no cativo.

Influência da Hidrologia no setor

O cenário hidrológico do ano de 2018 foi ligeiramente melhor do que 2017. Ainda assim, os volumes de energia que chegaram aos reservatórios permaneceram abaixo da média histórica. Em 2018 o valor médio foi de 86%, contra 76% em 2017.

O crescimento do consumo bruto de energia ficou abaixo da expectativa, e fechou o ano em 1,4%, próximo ao índice obtido em 2017. Diante desse cenário, foi possível aumentar o nível de armazenamento dos reservatórios do nordeste, o que contribuiu para aumento do armazenamento total do sistema. O armazenamento total ao fim de 2018 foi de 32%, contra 23% do final do ano anterior. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em 2018 atingiu o limite regulatório (R$ 505,18/MWh) por 10 semanas consecutivas, e o valor médio anual foi de R$ 280/MWh. Segundo o boletim informativo da CCEE de janeiro de 2019, o GSF (*Generation Scaling Factor*) médio de 2018 foi de 81,6%, contra 79,4% do registrado em 2017.

7.3 Desempenho econômico-financeiro

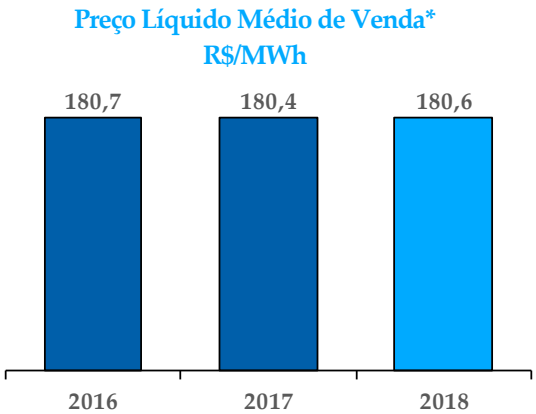
Receita operacional líquida

A receita operacional líquida passou de R$ 7.010,0 milhões em 2017 para R$ 8.794,8 milhões em 2018, ou seja, elevação de R$ 1.784,8 milhões (25,5%). Esse aumento decorreu, essencialmente, de: (i) R$ 723,7 milhões decorrentes das operações de *trading* de energia, iniciadas em 2018; (ii) R$ 461,3 milhões, pelo aumento da receita nas operações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) R$ 292,5 milhões, relativos à remuneração dos ativos financeiros e R$ 111,5 milhões resultantes da receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; (iv) R$ 85,1 milhões, referentes, sobretudo, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e de cobrança de multas contratuais por atraso parcial em obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Santa Mônica; (v) R$ 46,6 milhões relacionados à receita de implementação de infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul; (vi) R$ 36,9 milhões, decorrentes da receita de venda de painéis fotovoltaicos; (vii) R$ 20,1 milhões, pelo aumento do preço médio líquido de venda; e (viii) R$ 13,6 milhões, acréscimo decorrente de maior quantidade de energia vendida.



Preço médio líquido de venda

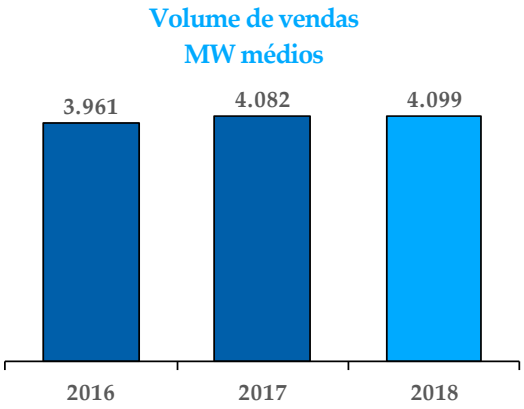
O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R$ 180,60/MWh, 0,1% superior ao praticado em 2017, que foi de R$ 180,39/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading*, que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018. O ligeiro acréscimo do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes e de novos contratos de venda de energia para comercializadoras com preços superiores à média dos contratos existentes ou finalizados, efeitos estes atenuados pela redução do preço médio líquido da energia vendida à consumidores livres.



**Líquido de exportações, impostos sobre a venda e sem operações de trading*

Volume de vendas

Em 2018, o volume de venda de energia foi de 35.904 GWh (4.099 MW médios), contra 35.761 GWh (4.082 MW médios) registrados em 2017, acréscimo de 143 GWh (17 MW médios) ou 0,4%. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir em item específico.



Os acréscimos decorrentes da entrada em operação comercial em 2018 do Conjunto Eólico Campo Largo Fase I e da venda da parcela de energia negociada no mercado livre das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda superaram os impactos da redução do volume de compras e da venda das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Areia Branca, em outubro de 2017, resultando no ligeiro acréscimo de volume de vendas na comparação entre os anos.

Comentários sobre as variações da receita operacional líquida

Receita de Venda de Energia Elétrica

Distribuidoras:

Em 2018, a receita atingiu R$ 2.721,8 milhões, elevação de 1,3% em relação ao exercício de 2017, quando foi de R$ 2.687,3 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 53,3 milhões — elevação de 2,0% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 18,8 milhões — redução de 85 GWh (10 MW médios) na quantidade de vendas, devido, principalmente, as reduções decorrentes do Mecanismo de compensação de Sobras e Deficits (MCSD). A elevação nos preços médios líquidos de vendas entre os períodos em análise decorreu, principalmente, da atualização monetária de contratos existentes.

Comercializadoras:

A receita de venda a comercializadoras em 2018 foi de R$ 742,8 milhões, 23,6% superior à auferida em 2017, que foi de R$ 600,9 milhões. A elevação é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 88,4 milhões — elevação de 578 GWh (67 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 53,4 milhões — acréscimo de 8,9% no preço médio líquido de vendas, em razão das novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados. O acréscimo do volume observado entre os anos em análise decorre, substancialmente, da venda da parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I em 2018, parcialmente atenuado pela redução do volume de compras para revenda e da venda das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da PCH Areia Branca, em outubro de 2017.

As informações acima não consideram as operações de *trading*, que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018.

Consumidores livres:

Em 2018, a receita alcançou R$ 3.020,1 milhões, montante 4,5% inferior aos R$ 3.162,1 milhões verificados em 2017. Essa redução está relacionada a: (i) R$ 86,0 milhões – decréscimo de 2,7% no preço médio líquido da energia vendida; e (ii) R$ 56,0 milhões – redução de 348 GWh (40 MW médios) no volume de venda de energia.

O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorreu, principalmente, da redução de consumo de clientes industriais. A queda do preço, em base anual, ocorreu, majoritariamente, em função de menores preços praticados com clientes industriais, quando comparado aos contratos finalizados e existentes.

Operações de trading de energia:

Visando assumir as posições de mercado relacionadas à variação do preço da energia elétrica, dentro dos limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos, a Companhia ingressou no mercado de *trading* de energia.

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido, principalmente, ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

A receita de *trading*, resultante das vendas de energia auferidas no ano, foi de R$ 680,5 milhões ou 3.049 GWh (348 MW médios). Adicionalmente, ao fim do ano, a Companhia reconheceu R$ 43,2 milhões referentes aos ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto em 31.12.2018.

Transações no mercado de energia de curto prazo

A receita auferida no mercado de energia de curto prazo foi de R$ 928,8 milhões em 2018, aumento de R$ 461,3 milhões se comparada à obtida em 2017, de R$ 467,5 milhões. Mais informações em: "Detalhamento das Operações de Curto Prazo".

Remuneração dos ativos financeiros de concessões

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela destinada ao ACR das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas Usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 47,9 milhões em 2017 para R$ 340,4 milhões em 2018. Este aumento é reflexo da aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda em novembro de 2017 e da variação do IPCA.

Receita de serviços prestados

As Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG) para a energia vendida no ACR para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG reconhecida em 2018 foi de R$ 111,5 milhões.

Receita de implementação de infraestrutura de transmissão

Em 2017, a Companhia ingressou no segmento de transmissão com a conquista da Linha de Transmissão de Energia Gralha Azul (Gralha Azul). A Companhia é responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão da Gralha Azul, cuja implantação iniciou em 2018, e está exposta aos seus riscos e benefícios. Dessa forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia vem reconhecendo receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo, conforme abaixo mencionado.

A receita de implementação de infraestrutura de transmissão reconhecida em 2018 foi de R$ 46,6 milhões.

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os custos da venda de energia e serviços atingiram em 2018 R$ 4.876,0 milhões, 21,8%, ou R$ 872,1 milhões, a mais que em 2017, que foi de R$ 4.003,9 milhões. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Compras de energia: acréscimo de R$ 578,9 milhões (33,2%) em relação a 2017, decorrente dos seguintes itens: (i) R$ 694,0 milhões — compras de 3.131 GWh (358 MW médios), destinados para operações de *trading* de energia; (ii) R$ 87,6 milhões — decréscimo de 532 GWh (61 MW médios) nas aquisições de energia para a gestão do portfólio; e (iii) R$ 27,4 milhões — redução de 1,6% no preço médio líquido de compras. A redução do preço médio líquido de compras entre os períodos analisados decorreu, substancialmente, em razão de queda de preço médio de contratos vigentes. Desconsiderando os efeitos das operações de *trading* de energia, houve redução de R$ 115,1 milhões (6,6%), na comparação entre os anos.
- Transações no mercado de energia de curto prazo: Entre os exercícios de 2017 e 2018, ocorreu aumento de R$ 213,9 milhões (59,4%) desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.
- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 37,6 milhões (8,9%) entre os exercícios de 2017 e de 2018, decorrente, sobretudo, do reajuste anual das tarifas de transmissão, dos encargos relativos à parcela de energia das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, comercializada no mercado livre, e da entrada em operação comercial, em 2018, dos 11 parques eólicos do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I. Tais variações foram parcialmente atenuadas pelos efeitos da paralização das operações da Usina Termelétrica William Arjona, em consequência de sua inviabilidade econômica, motivada pela elevação do custo do gás.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: decréscimo de R$ 302,5 milhões (66,5%) entre os anos comparados, devido, basicamente, ao reconhecimento de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017, nos valores de R$ 216,6 milhões no segundo trimestre de 2017 e de R$ 138,9 milhões no quarto trimestre de 2017. Já no ano de 2018, houve aumento do consumo de carvão mineral pela limitação ao reembolso do carvão pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), imposta pela nova Resolução Aneel nº 801, de 19.12.2017, o que atenuou os efeitos do supramencionado reconhecimento do acordo judicial com o fornecedor de gás natural.
- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): acréscimo de R$ 5,9 milhões (5,0%) entre os anos de 2018 e 2017, refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas nos períodos analisados, o reconhecimento em 2018 das obrigações referentes às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e o reajuste de 2,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2018.
- Pessoal: elevação de R$ 3,9 milhões (1,8%) entre os anos analisados, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de novas contratações, inclusive a absorção do quadro funcional da ENGIE Geração Solar Distribuída, adquirida integralmente em agosto 2018, cujo custo de pessoal foi de R$ 3,5 milhões no período de agosto a dezembro. Este aumento foi parcialmente suavizado pelo reconhecimento, no terceiro trimestre do ano de 2018, de recuperação de créditos de PIS e Cofins incidentes sobre determinados custos operacionais com pessoal, no valor de R$ 5,1 milhões.
- Depreciação e amortização: aumento de R$ 9,7 milhões (1,5%) entre os anos comparados, em decorrência, sobretudo, dos seguintes aspectos: (i) amortização de ativo intangível referente à aquisição, no fim de 2017, das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; e (ii) entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I durante o ano de 2018. Esta elevação foi parcialmente amenizada pelos seguintes itens: (i) término da depreciação de grandes manutenções realizadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda em períodos anteriores; e (ii) alienação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, em outubro de 2017.
- Provisões operacionais líquidas: efeito negativo de R$ 243,7 milhões (101,5%) entre os anos analisados. A variação apresentada é resultado da reversão de provisão para perda na venda de óleo combustível, em 2017, da Usina Termelétrica Alegrete, que está em processo de devolução à União, mas principalmente pela assinatura e homologação judicial de acordo de preço de gás natural entre a Companhia e o fornecedor do combustível, ocasionando, assim, a reversão do valor contabilizado como provisão no segundo trimestre de 2017 – R$ 219,2 milhões – e o seu reconhecimento como custo de combustível para a produção de energia elétrica.
- Custo de implementação de infraestrutura de transmissão: reconhecimento de R$ 45,4 milhões em 2018 relacionados aos custos da construção da infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul, em contrapartida ao registro da receita de implementação da infraestrutura, apurada com base nos custos incorridos, além da margem bruta destinada a cobrir os custos de gestão da construção.

- Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos: reconhecimento de R$ 22,8 milhões no ano referente aos custos relacionados às vendas de painéis solares fotovoltaicos para residências e empresas, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída, cujo controle foi adquirido em agosto de 2018.

Detalhamento das operações de energia de curto prazo

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, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, 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), 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 2018, o resultado líquido (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos) fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R$ 354,7 milhões, acréscimo de R$ 247,4 milhões em relação ao resultado também positivo de R$ 107,3 milhões do ano de 2017. Essa ampliação é reflexo, principalmente, de (i) maior receita, líquida de compra, proveniente de operações de curto prazo, as quais visavam a gestão da posição na CCEE e do impacto da recontabilização da Usina Termelétrica William Arjona; (ii) menor impacto do Fator de Ajuste do MRE (GSF), já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; e (iii) redução da posição credora auferida na CCEE (posição *long*), fruto da estratégia de alocação dos recursos hídricos e menor PLD no quarto trimestre do ano, quando comparado ao mesmo período de 2017.

Em dezembro de 2017, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2018 em R$ 505,18/MWh e R$ 40,16/MWh, respectivamente. No comparativo anual, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste sofreu redução de 10,25%, saindo do patamar de R$ 320,59 para R$ 287,73.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, aumentaram R$ 11,8 milhões (6,0%) entre os anos analisados, em função, principalmente, da reversão, em 2017, da provisão relacionada à discussão judicial sobre benefícios de aposentadoria, em virtude de acordo firmado com participantes de um dos fundos de pensão patrocinados pela Companhia, parcialmente atenuada pelo reconhecimento, no mesmo ano, de gastos com indenização relativos ao acordo judicial supracitado. O valor dessa reversão, líquido dos gastos de indenização, foi de R$ 11,3 milhões. Desconsiderando o efeito dessa transação, o crescimento das despesas foi de R$ 0,5 milhão (0,3%).

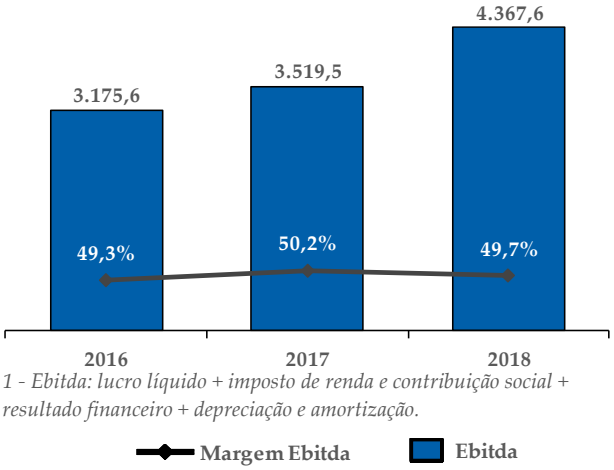
Resultado da Alienação de Investimentos

Em 31.12.2017, após o cumprimento das condições precedentes contratadas, a Companhia efetivou a venda das controladas Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, reconhecendo, ao fim do ano, o ganho de capital na alienação dos investimentos, no montante de R$ 56,9 milhões. Em 2018 não houve transação dessa natureza.

Ebitda e margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, o Ebitda aumentou R$ 848,1 milhões (24,1%), passando de R$ 3.519,5 milhões em 2017 para R$ 4.367,6 milhões em 2018. A elevação decorreu, principalmente, da combinação destes efeitos positivos: (i) acréscimo de receita de remuneração e variação monetárias sobre ativos financeiros e reconhecimento de receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda de R$ 404,0 milhões; (ii) decréscimo de R$ 302,5 milhões no custo com combustíveis, em virtude, sobretudo, de reconhecimento de acordo judicial com fornecedor de gás natural em ação em que se discutia preço do combustível citado no item "Combustíveis para produção de energia elétrica"; (iii) efeito positivo de R$ 247,4 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) redução de R$ 115,1 milhões referentes às aquisições para a gestão do portfólio da Companhia; (v) reconhecimento em 2018 de R$ 85,1 milhões, referentes, principalmente, às receitas de direito a indenização por interrupção de negócios e de multa contratual; (vi) R$ 29,7 milhões, decorrentes das vendas, líquidas dos custos de compra, de energia relativa às operações de *trading;* (vii) R$ 20,1 milhões, pelo aumento do preço médio líquido de venda; (viii) R$ 13,6 milhões, acréscimo decorrente de maior quantidade de energia vendida; e (ix) redução de R$ 0,4 milhão dos demais custos e despesas operacionais. Os mencionados efeitos positivos foram compensados pelos seguintes efeitos negativos: (i) impacto negativo de R$ 243,7 milhões, decorrente, sobretudo, de reversão de provisão referente à assinatura e homologação judicial de acordo de preço de gás natural entre a Companhia e o fornecedor do combustível em 2017, conforme mencionado no item "Provisões operacionais, líquidas", e, concomitante reconhecimento do custo de combustível para geração de energia elétrica; (ii) reconhecimento de ganho de capital em 2017 na alienação de investimentos de R$ 56,9 milhões; (iii) elevação de R$ 43,5 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão e *royalties*; (iv) aumento de R$ 13,9 milhões de custo com pessoal, seguros e aluguéis; e (v) elevação de R$ 11,8 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas.

Ebitda[1] (R$ milhões) e margem Ebitda*



1 - Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

A margem Ebitda em 2018 atingiu 49,7%, representando redução de 0,5 p.p. em comparação com 2017. Tal redução decorre, substancialmente, dos efeitos, em 2018, das operações de *trading* de energia e do reconhecimento das receitas e dos custos de construção da linha de transmissão, conforme anteriormente mencionado. Desconsiderando estes impactos, a margem Ebitda seria de 54,0%, o que representaria acréscimo de 3,8 p.p. entre os períodos em análise.

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

(Valores em R$ milhões)	2016	2017	2018	Var. % 2018/2017
Lucro líquido	1.548,3	2.004,6	2.315,4	15,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	518,4	618,8	652,4	5,4
(+) Resultado financeiro	354,9	226,8	699,3	208,3
(+) Depreciação e amortização	630,3	649,0	660,2	1,7
Ebitda	**3.051,9**	**3.499,2**	**4.327,3**	**23,7**
(+) Provisão para redução ao valor recuper	120,9	18,4	39,3	113,6
(+) Resultado de participações societárias	2,8	1,9	1,0	-47,4
Ebitda ajustado	**3.175,6**	**3.519,5**	**4.367,6**	**24,1**

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Em 2017, a Companhia reconheceu provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos, no montante de R$ 18,4 milhões, dos quais R$ 16,0 milhões correspondem aos ativos de geração termelétrica William Arjona e Lages e R$ 2,4 milhões aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí. Em 2018, ocorreu complemento do *impairment* do ativo de geração termelétrica William Arjona, no montante de R$ 39,3 milhões.

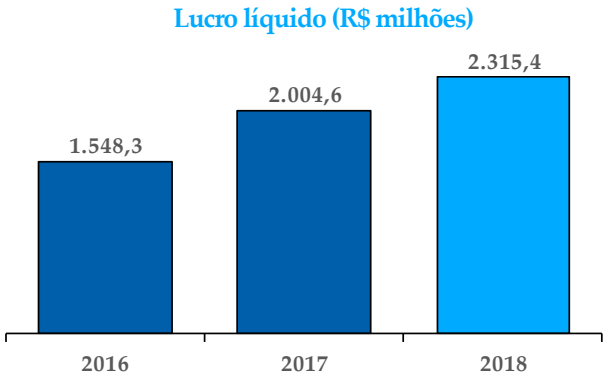
Resultado financeiro

- Receitas financeiras: as receitas financeiras reduziram R$ 68,8 milhões (30,8%), passando de R$ 223,5 milhões em 2017 para R$ 154,7 milhões em 2018. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 85,4 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) elevação de R$ 26,2 milhões nos juros sobre contas a receber, principalmente, sobre valores na CCEE; (iii) redução de juros sobre valores de imposto de renda e contribuição social a compensar referentes a exercícios anteriores de R$ 7,4 milhões; e (iv) decréscimo de R$ 2,9 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.
- Despesas financeiras: as despesas aumentaram de R$ 450,3 milhões para R$ 854,0 milhões, ou seja, R$ 403,7 milhões (89,6%), resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) elevação de R$ 201,2 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, visto o acréscimo dos índices inflacionários no ano de 2018; (ii) aumento de R$ 191,4 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em função, principalmente, da emissão de debêntures pela Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda, em junho de 2018, assim como pela ENGIE Brasil Energia, em julho de 2018, e sobre empréstimos contratados recentemente; e (iii) reconhecimento de R$ 17,6 milhões em 2018 de correção monetária sobre outros valores a pagar.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS)

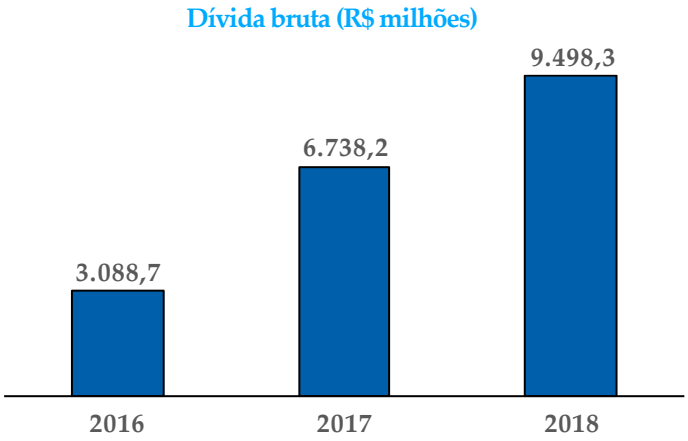
No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R$ 33,6 milhões, passando de R$ 618,8 milhões em 2017 para R$ 652,4 milhões em 2018, em decorrência, principalmente, do acréscimo do lucro antes dos tributos, parcialmente suavizado por alterações realizadas em 2018 no regime de tributação de empresas controladas.

Lucro líquido



No exercício de 2018, o lucro líquido passou de R$ 2.004,6 milhões em 2017 para R$ 2.315,4 milhões, ou seja, elevação de R$ 310,8 milhões ou 15,5%. Essa elevação é consequência dos seguintes impactos: (i) elevação de R$ 848,1 milhões no Ebitda; (ii) acréscimo de R$ 11,2 milhões da depreciação e amortização; (iii) aumento de R$ 472,5 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) elevação do *impairment* de ativos de R$ 20,9 milhões; (v) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 0,9 milhão; e (vi) acréscimo de R$ 33,6 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

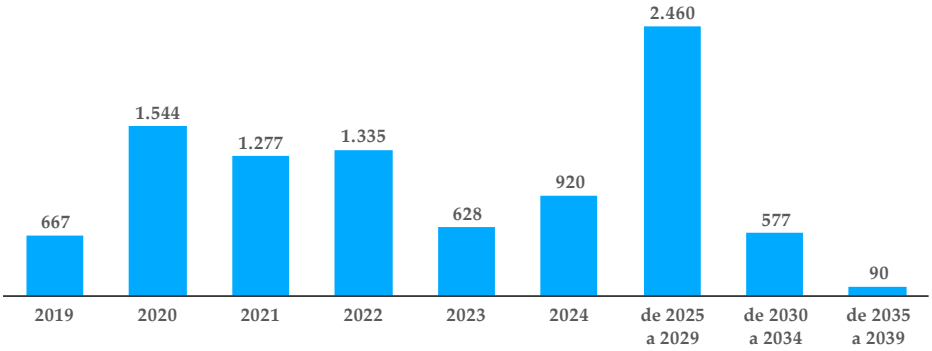
Endividamento



Em 31.12.2018, a dívida bruta total consolidada, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R$ 9.498,3 milhões — aumento de 41,0% (R$ 2.760,1 milhões) comparativamente à posição de 31.12.2017.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no ano de 2018: (i) saques no BNDES, em seus agentes financeiros e instituições privadas no valor total acumulado de R$ 2.397,0 milhões, destinados, substancialmente, à construção do Conjunto Eólico Campo Largo Fase I, da UTE Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú V e do Conjunto Eólico Santa Mônica e à modernização da UHE Salto Santiago; (ii) emissão de R$ 2.486,2 milhões em debêntures; (iii) geração de R$ 651,1 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 2.775,9 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias.

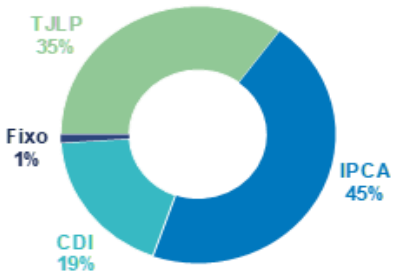
Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2018 foi 8,6% (8,1% no fim de 2017).

Em 31.12.2018, 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$ 6.856,3 milhões, aumento de 49,6% em relação ao registrado ao fim de 2017.

Composição da dívida



Dívida líquida (R$ milhões)

	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2018	Var. % 2018/2017
Dívida bruta	3.088,7	6.756,4	9.720,2	43,9
Resultado de operações com derivativos	0,0	(18,2)	(221,9)	1.119,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(180,2)	(225,5)	(226,2)	0,3
Caixa e equivalentes de caixa	(1.815,3)	(1.930,1)	(2.415,8)	25,2
Dívida líquida total	**1.093,2**	**4.582,6**	**6.856,3**	**49,6**

Investimentos

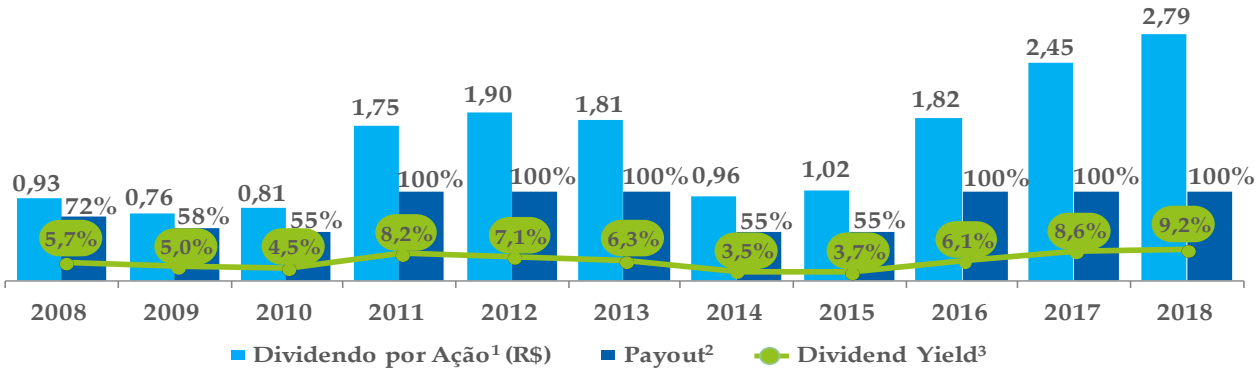
Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia em 2018 somaram R$ 3.452,1 milhões na construção, manutenção e revitalização do parque gerador e na aquisição de participações societárias, dos quais: R$ 3.220,1 milhões na construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo Fase I e Umburanas Fase I, da Usina Termelétrica Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú V e da Linha de Transmissão Gralha Azul; R$ 144,1 milhões nas obras para manutenção e revitalização do parque gerador; R$ 48,1 milhões em participações societárias, dentre as quais se destaca o investimento para aquisição das ações remanescentes da ENGIE Solar e R$ 39,8 milhões na modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Dividendos complementares propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou em reunião realizada em 19.02.2019, a proposta de dividendos complementares sobre o lucro líquido do exercício de 2018 no montante de R$ 76,7 milhões (R$ 0,0940069200 por ação), que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

Dessa forma, o total de proventos relativos a 2018 atingirá R$ 2.272,5 milhões (R$ 2,7851510063 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado. O montante já considera a distribuição de dividendos intermediários, com base nas Reservas de Lucros, ocorrida no último trimestre do ano, no montante de R$ 652,7 milhões.

Histórico de distribuição de dividendos (*payout*)



1- Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07.12.2018.
2 - Considera o lucro líquido ajustado do exercício.
3 - Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

7.4 Mercado de Capitais

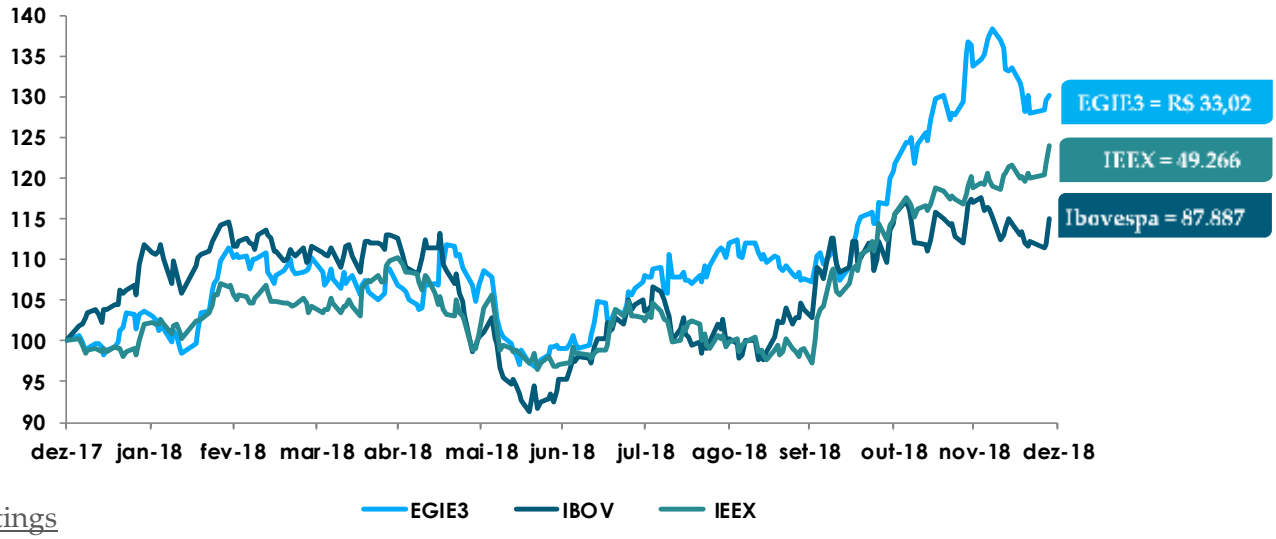
As ações da Companhia são negociadas na Bolsa Brasileira sob código EGIE3 (100% ações ordinárias). Além disso, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código EGIEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Em dezembro de 2018, a 32ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de capital com emissão de 163.185.548 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos seus acionistas, a título de bonificação, na proporção de 1 nova ação para cada 4 ações ordinárias de sua titularidade. O benefício da bonificação foi estendido aos ADR, na mesma proporção das ações bonificadas.

Desempenho das ações

No acumulado do ano de 2018, as ações da Companhia valorizaram 30,3%, superando os resultados do IEEX (Índice do Setor de Energia Elétrica) e do Ibovespa, que valorizaram no período 24,0% e 15,0%, respectivamente. As ações da Companhia encerraram o último pregão de dezembro de 2018 cotadas a R$ 33,02/ação, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 26,9 bilhões. O volume médio de negociação atingiu R$ 38,5 milhões, acréscimo de 23,9% diante do alcançado em 2017, que foi de R$ 31,0 milhões.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31/12/2017)



Ratings

A Fitch Ratings, em decorrência do rebaixamento do rating soberano para 'BB-', rebaixou em fevereiro de 2018 o Rating Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira da Companhia para 'BB', com perspectiva estável, permanecendo assim um nível acima do rating soberano.

Para as primeiras emissões de debêntures emitidas pelas Companhias Energéticas Jaguara e Miranda, em junho de 2018, a classificação atribuída foi "AAA(exp)(bra)".

Agência Fitch Ratings	
Emissão	**Classificação**
Rating Nacional	AAA(bra)
Rating Internacional – Emissões em moeda nacional	BBB
Rating Internacional – Emissões em moeda estrangeira	BB+
Sexta emissão de debêntures	AAA (bra)
Sétima emissão de debêntures	AAA (bra)
Primeira emissão de debêntures – Companhia Energética Jaguara	AAA(exp)(bra)
Primeira emissão de debêntures – Companhia Energética Miranda	AAA(exp)(bra)

8. GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

O modelo de gestão socioambiental adotado pela ENGIE Brasil Energia tem como base uma visão abrangente de sua atuação, que reflete a inserção da sustentabilidade na estratégia dos negócios. 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/ adaptação às mudanças do clima, a fim de que seja cumprida a meta estabelecida pelo Acordo de Paris.

8.1 Gestão Ambiental

Tendo no respeito ao meio ambiente um valor fundamental, a ENGIE Brasil Energia adota como prática a identificação de aspectos e impactos ambientais decorrentes de suas atividades, com base em programas e ações voltados a monitoramento e controle. Em complemento às atividades realizadas para assegurar a conformidade em relação à legislação ambiental vigente, a Companhia desenvolve uma série de iniciativas voluntárias com foco na conservação dos recursos naturais e minimização de impactos.

Com relação a aspectos de conformidade legal, as seguintes licenças foram renovadas no período:

- *Usina Termelétrica Ferrari* - Licença de Operação nº 65003077 (de 30.05.2018, válida até 30.05.2023)
- *Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul* - Licença de Operação nº 1634/2018 (de 05.03.2018, válida até 05.03.2022)
- *Usina Hidrelétrica Jaguara* - Licença de Operação nº 1191/2013 (de 12.01.2018, válida até 04.10.2023)
- *Usina Termelétrica Jorge Lacerda – Unidade C* - Licença de Operação nº 202/2018 (de 18.01.2018, válida até 18.01.2022)

O ano também foi dedicado à evolução do projeto Matriz Biodiversidade, que tem por objetivo identificar as espécies de fauna e flora presentes nas áreas próximas aos empreendimentos operados pela Companhia. Inédito no setor, o projeto abrange os seis biomas brasileiros e contribuirá para a definição de diretrizes para gestão e manejo ambiental, inclusive compartilhados com outras empresas, órgãos ambientais ou instituições de ensino e pesquisa, reforçando os mecanismos de proteção a espécies e ecossistemas nas regiões onde a ENGIE Brasil Energia atua.

Vale destacar também o Programa de Proteção de Nascentes, realizado em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor. 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 o final do ano, 1.781 nascentes haviam sido protegidas, 182 delas em 2018, na área de influência de 12 usinas operadas pela Companhia.

8.2 Gestão de Pessoas

Ativo intangível fundamental, o capital humano da ENGIE Brasil Energia constitui a base para a execução de sua estratégia corporativa. Por isso, a Companhia se empenha em proporcionar um ambiente de trabalho ético, com condições favoráveis ao desenvolvimento pessoal e profissional, que conduza à qualidade de vida, ao reconhecimento e à satisfação.

Ao final de 2018, 1.186 colaboradores integravam o quadro funcional da ENGIE Brasil Energia, dos quais 1.177 eram contratados por tempo indeterminado e nove eram aprendizes. Além desse contingente, a Companhia contava também com 12 estagiários e outros 184 profissionais eram vinculados a empresas controladas (27 à Companhia Energética Estreito, seis à Itá Energética, 48 à Usina Termelétrica Pampa Sul e 103 à ENGIE Geração Solar Distribuída).

Empregados próprios em 31.12.2018, por gênero e categoria funcional

Categoria	homens	% dos homens	mulheres	% das mulheres	total	total %
Gerência	112	11%	22	11%	134	11%
Analistas, engenheiros e especialistas	363	37%	110	53%	473	40%
Operadores, técnicos de manutenção e administrativos	672	52%	75	36%	579	49%

A Companhia oferece a seus colaboradores remuneração justa e compatível com os mercados local e setorial, além de um abrangente plano de benefícios, que inclui:

- Seguro de vida em grupo (com cobertura para invalidez permanente total ou parcial por acidente e por doença);
- Plano de saúde extensivo a dependentes (agrega auxílio médico-hospitalar, odontológico e farmácia; tratamentos de psicoterapia, fisioterapia e reeducação especializada; óculos de grau e lentes oftalmológicas; aparelho auditivo e ortopédico);
- Auxílio deficiência e invalidez (para dependentes, há o Programa de Auxílio a Dependentes com Deficiência);
- Licença-maternidade e paternidade estendidas (Programa Empresa Cidadã);
- Auxílio-creche;
- Convênio com academias;
- Plano de aquisição de ações da controladora;
- Auxílios alimentação/refeição (inclusive nas férias) e transporte; e
- Previdência Complementar (com coparticipação, ou match, de 100% da Companhia).

Adicionalmente, a ENGIE Brasil Energia custeia 80% dos valores de medicamentos prescritos para colaboradores e dependentes, 60% das mensalidades de cursos de idiomas e 50% das mensalidades de cursos superiores e de pós-graduação. Trabalhadores terceirizados também dispõem de um programa de benefícios em caráter permanente, composto por vale alimentação e planos de saúde e odontológico, que têm seus valores incluídos nos contratos firmados com as empresas fornecedoras da Companhia.

A pesquisa de percepção dos colaboradores realizada no ano apresentou um aumento da percepção positiva em todas as categorias, se comparado ao ano anterior. Os principais destaques são:

- 93% recomendam a Companhia como um bom lugar para se trabalhar (+1%)
- 96% se sentem orgulhosos por serem associados à Companhia (+5%)
- 98% acreditam que a ENGIE é uma empresa ambientalmente responsável (+2%)
- 96% acreditam que a ENGIE é uma empresa socialmente responsável (+1%)

Treinamento e Desenvolvimento

	Investimento em treinamento (R$ milhões)	Variação %	Horas de treinamento	Variação %
2018	4,53	51,0%	83.124	60,4%
2017	3,00	-38,8%	51.829	19,9%
2016	4,90		43.238	

Houve no período analisado um volume atípico de admissões (188 novos colaboradores), explicado pela conclusão das obras do Conjunto Eólico Campo Largo Fase I, e consequentemente necessidade de contratação de profissionais para operação e manutenção do empreendimento, e pela incorporação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, cujos profissionais de operação e manutenção não haviam sido contabilizados ao fim do ano passado.

Admissões e demissões, por gênero e faixa etária

Faixa Etária	homens		mulheres	
	Admissões	Demissões	Admissões	Demissões
Menos de 30 anos	68	14	21	2
Entre 30 e 50 anos	86	18	12	0
Mais de 50 anos	1	12	0	6
Total	**155**	**44**	**33**	**8**

Conforme definido na Política de Gestão Sustentável, a integridade física e psíquica, o profissionalismo, a capacitação e a competência dos empregados são prioridades para a ENGIE Brasil Energia. O mesmo cuidado dispensado aos empregados próprios é estendido aos prestadores de serviços – os contratos preveem cláusulas referentes ao tema, primando pela garantia da saúde e da segurança também de subcontratados e terceiros. No período em análise não tivemos nenhum acidente fatal, o que é algo a ser celebrado sempre. O indicadores e metas estão dentro dos níveis históricos, muito embora uma das metas não tenha sido atingida.

Acidentes de trabalho

Acidentes de trabalho	2017	2018
Empregados próprios		
Número de horas de exposição ao risco	1.910.390	2.060.731
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	8	3
Número de dias perdidos – acidentes de trabalho com afastamento	8	0
Número de acidentes fatais	0	0
Empregados de empresas contratadas		
Número de horas de exposição ao risco	6.311.671	18.728.672
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	31	155
Número de acidentes fatais	1	0

Indicadores de Saúde e Segurança no Trabalho (SST)

Indicador	2017	2018	Variação	Meta 2018 atingida?	Meta 2019
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[1]	1,050	0,000		-	-
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[2]	0,004	0,000		SIM (≤ 0,020)	≤ 0,020
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[1]	1,030	1,390		NÃO (≤ 0,80)	≤ 0,80
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[1]	0,690	1,640		SIM (≤ 2,40)	≤ 2,30

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.

8.3 Responsabilidade social e relacionamento com as comunidades

Parceiras na busca pelo desenvolvimento sustentável das regiões onde a Companhia opera, as comunidades de entorno dos empreendimentos constituem um público prioritário para a ENGIE Brasil Energia. Por isso, a Companhia mantém abertos os canais de diálogo, bem como os mecanismos de apoio a projetos de iniciativa das comunidades. Pautado pelo respeito mútuo, esse relacionamento tem como base a construção de parcerias com agentes locais – tais como universidades, organizações do terceiro setor e entidades representativas.

Em 2018, os investimentos em responsabilidade social totalizaram R$ 20,4 milhões, distribuídos entre recursos próprios e incentivados, conforme demonstra o quadro a seguir.

Investimentos em responsabilidade social (em milhares de R$)

Indicador	2017	2018	Variação
Investimentos não incentivados	2.898,14	3.497,00	20,6%
Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	2.022,85	1.836,98	-9,2%
Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	9.537,11	8.798,00	-7,7%
Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	1.895,20	1.610,00	-15,0%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	2.118,97	1.597,00	-24,6%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	1.383,46	1.607,40	16,2%
Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	2.423,19	1.430,90	-40,9%

Uma das principais ações de relacionamento com as comunidades em que a Companhia está inserida são os Centros de Cultura e Sustentabilidade. Implantados com o apoio ENGIE Brasil Energia desde 2011, estimulam iniciativas culturais e educativas nas comunidades do entorno de nossas Usinas, proporcionando oportunidades de convívio comunitário e também o acesso a manifestações artísticas, tais como teatro, música, dança e cinema – tão pouco usuais nos municípios menores do interior. São cinco os centros atualmente implementados, e o sexto, no município de Minaçu (GO), será inaugurado em março de 2019.

Outra ferramenta importante no engajamento comunitário e difusão da cultura de sustentabilidade é Programa de Visitas. Em parceria com outras entidades, a Companhia mantém rotinas estruturadas de visitações de estudantes, pesquisadores e turistas às usinas de seu parque gerador, apresentando como funcionam os empreendimentos e os projetos socioambientais desenvolvidos no entorno. O Programa é complementado por apresentações em escolas e outros ambientes comunitários, com foco nos mesmos temas e ênfase em educação ambiental. Cerca de 106 mil pessoas participaram das atividades do programa em 2018.

8.4 Balanço Social

1 – Base de cálculo	2018 (R$ mil)				2017 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)	8.794.792				7.009.957			
Resultado Operacional (RO)	2.967.816				2.623.380			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	165.921				155.113			
Valor Adicionado Total (VAT)	5.490.284				4.454.017			
2 – Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	19.381	11,68	0,22	0,35	20.927	13,49	0,30	0,47
Encargos sociais compulsórios	64.871	39,10	0,74	1,18	61.371	39,57	0,88	1,38
Previdência privada	38.910	23,45	0,44	0,71	38.413	24,76	0,55	0,86
Saúde	19.167	11,55	0,22	0,35	19.659	12,67	0,28	0,44
Segurança e saúde no trabalho	5.997	3,61	0,07	0,11	5.396	3,48	0,08	0,12
Educação	387	0,23	0,00	0,01	393	0,25	0,01	0,01
Cultura	25	0,02	0,00	0,00	25	0,02	0,00	0,00
Capacitação e desenvolvimento profissional	4.638	2,80	0,05	0,08	3.830	2,47	0,05	0,09
Creches ou auxílio-creche	326	0,20	0,00	0,01	252	0,16	0,00	0,01

Esporte	506	0,30	0,01	0,01	566	0,36	0,01	0,01
Participação nos lucros ou resultados	42.147	25,40	0,48	0,77	43.019	27,73	0,61	0,97
Transporte	5.111	3,08	0,06	0,09	4.543	2,93	0,06	0,10
Outros	1.519	0,92	0,02	0,03	1.338	0,86	0,02	0,03
Total – Indicadores sociais internos	**202.985**	**122,34**	**2,31**	**3,70**	**199.732**	**128,77**	**2,85**	**4,48**
3 – Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	36	0,02	-	-	176	0,11	-	-
Cultura	10.515	6,34	0,12	0,19	11.457	7,39	0,16	0,26
Saúde e saneamento	3.205	1,93	0,04	0,06	3.502	2,26	0,05	0,08
Esporte	1.610	0,97	0,02	0,03	1.906	1,23	0,03	0,04
Outros	5.012	3,04	0,06	0,09	5.236	3,38	0,07	0,12
Total das contribuições para a sociedade	**20.378**	**12,30**	**0,23**	**0,37**	**22.277**	**14,36**	**0,32**	**0,50**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.835.167	1.106,05	20,87	33,43	1.400.037	902,59	19,97	31,43
Total – Indicadores sociais externos	**1.855.545**	**1.118,35**	**21,10**	**33,80**	**1.422.314**	**916,95**	**20,29**	**31,93**
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	11.655	7,02	0,13	0,21	10.797	6,96	0,15	0,24
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	2.185	1,32	0,02	0,04	3.452	2,23	0,05	0,08
Indicador setorial	221	0,13	-	-	2.689	1,73	0,04	0,06
Outros	344	0,21	-	0,01	567	0,37	0,01	0,01
Total dos investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	**14.405**	**0,49**	**0,16**	**0,26**	**17.505**	**0,67**	**0,25**	**0,39**
4.2 – Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	846	0,03	0,01	0,02	734	0,03	0,01	0,02
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.207	0,14	0,05	0,08	4.731	0,18	0,07	0,11
Outros	5.049	0,17	0,06	0,09	9.172	0,35	0,13	0,21
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**10.102**	**0,34**	**0,11**	**0,18**	**14.637**	**0,56**	**0,21**	**0,33**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**24.507**	**0,83**	**0,28**	**0,45**	**32.142**	**1,23**	**0,46**	**0,72**
Distribuição dos investimentos em meio ambiente	**em mil R$**		**% sobre total**		**em mil R$**		**% sobre total**	
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	2.046		8,35		5.749		17,89	
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	20.695		84,45		25.013		77,82	
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	1.766		7,21		1.380		4,29	
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	49				41			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental determinadas administrativa e/ou judicialmente:	0,00				7,00			
5 – Indicadores do corpo funcional	**2018 (em unidades)**				**2017 (em unidades)**			
Número de empregados(as) no fim do período	1186				1048			
Número de admissões durante o período	188				44			
Número de desligamentos durante o período	52				39			
Número de estagiários(as)	12				41			
Número de empregados por faixa etária:								
Menos de 30 anos	229				173			
Entre 30 e 50 anos	734				639			
Mais de 50 anos	223				236			
Número de empregados por nível de escolaridade:								
Analfabetos	0				0			
Com ensino fundamental	4				4			
Com ensino médio/técnico	621				547			
Com ensino superior	373				332			
Pós-Graduados	188				165			
Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	207 (17,5%)				186 (17,7%)			
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	16,4%				15,8%			
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	979 (82,5%)				862 (82,3%)			
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	83,6%				84,2%			
Número de negros(as) que trabalham na empresa	Não existe declaração formal por parte dos empregados				Não existe declaração formal por parte dos empregados			
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)	Não existe declaração formal por parte dos empregados				Não existe declaração formal por parte dos empregados			
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	46				35			
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a média salarial dos demais empregados	5,2				5,0			

6 – Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	2017		2016	
Número total de acidentes de trabalho e de trajeto	ENGIE: 3 Prestadores de Serviços: 155		ENGIE: 8 Prestadores de Serviços: 31	
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	
Distribuição do Valor Adicionado	**em mil R$**	**% sobre total**	**em mil R$**	**% sobre total**
Governo	2.155.815	39,3	1.759.449	39,5
Colaboradores(as)	280.961	5,1	277.097	6,2
Acionistas	2.176.224	39,6	1.966.945	44,2
Terceiros	738.101	13,4	412.912	9,3
Retido	139.183	2,5	37.614	0,8
7 – Outras Infomações	**2018**		**2017**	
Consumo de água (água retirada da fonte – água devolvida)	4.528.581,45 m^3		6.540.736,79 m^3	
Consumo de energia elétrica*	85,03 GWh		Não disponível	
Quantidade anual de resíduos gerados (evacuados)	1.114.487,22 ton		1.412.429,89 ton	
Quantidade anual de resíduos recuperados	1.113.692,27 ton		1.379.248,21 ton	

* Houve uma melhoria na sistemática de medição do consumo de energia elétrica, não havendo mais a contabilização do consumo quando as Usinas atuam como compensador síncrono. A nova metodologia considera, efetivamente, a energia consumida da rede.

9. INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Relatório de Sustentabilidade

Informações complementares 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 em abril de 2019.

Exploração do trabalho infantil, forçado e compulsório e 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 socioambientais e forma de contato

O coordenador do Comitê de Sustentabilidade é a pessoa responsável pelas informações socioambientais e o contato pode ser estabelecido por meio do e-mail: comitesustentabilidade.brenergia@engie.com

Auditores Independentes

De acordo com o Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a ENGIE Brasil Energia informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2018.

Em 07.06.2018 a Companhia contratou carta de conforto para emissão de instrumentos de dívida junto ao seu auditor independente - Deloitte. O serviço foi realizado durante 2018. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 686 mil e representam 59,7% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2018.

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes visam assegurar que não haja conflito de interesse e perda de independência ou objetividade, e se substanciam nos princípios que preservam a independência do auditor: (i) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (ii) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (iii) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os serviços adicionais contratados referem-se à elaboração de carta conforto para emissão de instrumento de dívida, não representando nenhum tipo de consultoria ou conflito de interesse.
A contratação desse serviço foi aprovada pelo Conselho de Administração, na RCA 174 de 04.06.2018.

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 Relatório 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 2018 E 2017

(Em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.282.395	1.305.015	2.415.792	1.930.070
Contas a receber de clientes	5	532.430	689.885	1.181.379	1.058.469
Crédito de imposto de renda e contribuição social	19	88.854	-	98.978	12.395
Dividendos a receber de controladas	31	61.468	30.550	-	-
Indenização de seguro a receber	32	71.888	22.062	74.780	22.062
Estoques	6	14.604	94.946	125.681	98.249
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	15	-	3.933	3.135	3.933
Ganhos não realizados em operações de *trading*	15	-	-	116.202	-
Depósitos vinculados	7	4.471	10.751	8.956	15.423
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	8	13.016	23.991	15.089	26.064
Ativo financeiro de concessão	9	-	-	277.502	301.904
Outros ativos circulantes		177.880	107.517	225.455	261.641
		2.247.006	**2.288.650**	**4.542.949**	**3.730.210**
Ativos não circulantes mantidos para venda		13.728	5.569	13.728	5.569
		2.260.734	**2.294.219**	**4.556.677**	**3.735.779**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	15	247.878	14.274	256.464	14.274
Ganhos não realizados em operações de *trading*	15	-	-	44.429	-
Depósitos vinculados	7	9.915	9.546	232.450	231.489
Depósitos judiciais	10	96.099	98.646	97.721	100.095
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	8	103.306	115.406	130.776	144.950
Ativo financeiro de concessão	9	-	-	2.317.608	2.245.463
Outros ativos não circulantes		20.313	22.236	151.108	90.377
		477.511	**260.108**	**3.230.556**	**2.826.648**
Investimentos	11	**10.540.737**	**7.523.753**	**-**	**19.027**
Imobilizado	12	**4.288.507**	**5.043.803**	**14.635.467**	**11.678.108**
Intangível	13	**38.507**	**30.823**	**1.312.845**	**1.308.951**
		15.345.262	**12.858.487**	**19.178.868**	**15.832.734**
TOTAL		**17.605.996**	**15.152.706**	**23.735.545**	**19.568.513**

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 2018 E 2017

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	14	466.734	408.772	588.471	617.396
Dividendos e juros sobre o capital próprio	26	2.136.939	1.300.237	2.137.039	1.300.516
Empréstimos e financiamentos	16	142.536	787.856	454.513	948.158
Debêntures e notas promissórias	17	36.882	17.849	210.369	2.127.760
Imposto de renda e contribuição social a pagar	19	59.389	166.346	102.033	181.351
Outras obrigações fiscais e regulatórias	20	53.816	56.639	104.410	93.668
Obrigações trabalhistas	21	90.989	93.115	99.572	94.879
Perdas não realizadas em operações de *trading*	15	-	-	98.047	-
Concessões a pagar	18	79.051	61.367	84.931	67.051
Provisões	22	7.880	10.647	8.883	11.651
Obrigações com benefícios de aposentadoria	23	35.369	30.683	35.369	30.683
Outros passivos circulantes		169.003	171.130	246.624	203.358
		3.278.588	**3.104.641**	**4.170.261**	**5.676.471**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	16	2.840.909	1.291.810	5.854.915	2.867.783
Debêntures	17	1.580.252	812.715	3.200.437	812.715
Perdas não realizadas em operações de *trading*	15	-	-	19.395	-
Concessões a pagar	18	2.717.339	2.385.027	2.765.538	2.432.348
Provisões	22	81.637	71.349	88.977	77.723
Obrigações com benefícios de aposentadoria	23	283.765	280.971	283.765	280.971
Imposto de renda e contribuição social diferidos	24	426.754	340.204	768.814	507.905
Outros passivos não circulantes		80.566	35.395	262.866	77.872
		8.011.222	**5.217.471**	**13.244.707**	**7.057.317**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	25				
Capital social		4.902.648	2.829.056	4.902.648	2.829.056
Reservas de lucros		1.029.574	2.963.983	1.029.574	2.963.983
Dividendos adicionais propostos		76.703	636.755	76.703	636.755
Ajustes de avaliação patrimonial		307.261	400.800	307.261	400.800
		6.316.186	**6.830.594**	**6.316.186**	**6.830.594**
Participação de acionista não controlador		-	-	4.391	4.131
		6.316.186	**6.830.594**	**6.320.577**	**6.834.725**
TOTAL		**17.605.996**	**15.152.706**	**23.735.545**	**19.568.513**

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 2018 E 2017

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

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27	**4.892.121**	**4.405.774**	**8.794.792**	**7.009.957**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Compras de energia	28	(1.317.006)	(548.232)	(2.324.901)	(1.745.974)
Transações no mercado de energia de curto prazo		(436.837)	(154.348)	(574.092)	(360.168)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão		(314.446)	(347.249)	(461.132)	(423.490)
Custo de produção de energia elétrica	28	(584.736)	(1.096.061)	(1.491.179)	(1.443.369)
Custo dos serviços prestados	28	(24.632)	(30.834)	(24.682)	(30.870)
		(2.677.657)	**(2.176.724)**	**(4.875.986)**	**(4.003.871)**
LUCRO BRUTO		**2.214.464**	**2.229.050**	**3.918.806**	**3.006.086**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	28	(1.891)	(10.511)	(6.744)	(17.347)
Despesas gerais e administrativas	28	(189.842)	(173.251)	(201.005)	(178.617)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos		(39.327)	(14.863)	(39.327)	(18.419)
Resultado na alienação de investimentos		-	-	-	56.892
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas		(1.746)	3.417	(3.648)	3.498
		(232.806)	**(195.208)**	**(250.724)**	**(153.993)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	11	1.302.906	685.025	(971)	(1.883)
Amortização da mais valia	11	(3.341)	(3.341)	-	-
		1.299.565	**681.684**	**(971)**	**(1.883)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**3.281.223**	**2.715.526**	**3.667.111**	**2.850.210**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	29	72.701	114.753	154.685	223.483
Despesas financeiras	29	(769.542)	(421.692)	(853.980)	(450.313)
		(696.841)	**(306.939)**	**(699.295)**	**(226.830)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**2.584.382**	**2.408.587**	**2.967.816**	**2.623.380**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	30	(181.391)	(276.713)	(392.447)	(419.560)
Diferido	30	(88.630)	(128.462)	(259.962)	(199.261)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.314.361**	**2.003.412**	**2.315.407**	**2.004.559**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		**2.314.361**	**2.003.412**	**2.314.361**	**2.003.412**
Acionista não controlador		**-**	**-**	**1.046**	**1.147**
		2.314.361	**2.003.412**	**2.315.407**	**2.004.559**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**25**	**2,83648**	**2,45538**	**2,83648**	**2,45538**

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 2018 E 2017

(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.314.361**	**2.003.412**	**2.315.407**	**2.004.559**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	23	(6.119)	(6.970)	(6.119)	(6.970)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		2.080	2.370	2.080	2.370
		(4.039)	**(4.600)**	**(4.039)**	**(4.600)**
- Serão reclassificados para o resultado					
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa					
Ganhos não realizados originados no exercício		-	-	1.356	16.447
Imposto de renda e contribuição social diferidos		-	-	(551)	(5.592)
Ganhos (Perdas) realizados originados no exercício		-	-	3.576	(17.238)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		4.381	(6.383)	-	-
	15	**4.381**	**(6.383)**	**4.381**	**(6.383)**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**2.314.703**	**1.992.429**	**2.315.749**	**1.993.576**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		**2.314.703**	**1.992.429**	**2.314.703**	**1.992.429**
Acionista não controlador		**-**	**-**	**1.046**	**1.147**
		2.314.703	**1.992.429**	**2.315.749**	**1.993.576**

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 2018 E 2017

(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	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 31.12.2016		**2.829.056**	**-**	**565.811**	**113.459**	**2.247.099**	**409.644**	**-**	**413.987**	**32.171**	**6.611.227**	**3.167**	**6.614.394**
Dividendos adicionais de 2016 creditados		-	-	-	-	-	(409.644)	-	-	-	**(409.644)**	-	**(409.644)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	2.003.412	-	-	**2.003.412**	1.147	**2.004.559**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	23	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.600)	**(4.600)**	-	**(4.600)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	15	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.383)	**(6.383)**	-	**(6.383)**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	34.375	(34.375)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:													
- Reserva de incentivos fiscais	25	-	-	-	37.614	-	-	(37.614)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares	26	-	-	-	-	-	-	(938.918)	-	-	**(938.918)**	(183)	**(939.101)**
- Juros sobre o capital próprio (JCP)	26	-	-	-	-	-	-	(424.500)	-	-	**(424.500)**	-	**(424.500)**
- Dividendos adicionais propostos	26	-	-	-	-	-	636.755	(636.755)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2017		**2.829.056**	**-**	**565.811**	**151.073**	**2.247.099**	**636.755**	**-**	**379.612**	**21.188**	**6.830.594**	**4.131**	**6.834.725**
Dividendos adicionais de 2017 creditados		-	-	-	-	-	(636.755)	-	-	-	**(636.755)**	-	**(636.755)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	2.314.361	-	-	**2.314.361**	1.046	**2.315.407**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	23	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.039)	**(4.039)**	-	**(4.039)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	15	-	-	-	-	-	-	-	-	4.381	**4.381**	-	**4.381**
Dividendos e JCP não reclamados		-	-	-	-	-	-	3.423	-	-	**3.423**	-	**3.423**
Aumento de capital aprovado	25	2.073.592	-	-	(4.166)	(1.594.357)	-	(475.069)	-	-	**-**	-	**-**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	93.881	(93.881)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:													
- Reserva legal	25	-	-	115.718	-	-	-	(115.718)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	25	-	-	-	23.465	-	-	(23.465)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares e intermediários	26	-	-	-	-	(652.742)	-	(1.146.037)	-	-	**(1.798.779)**	(786)	**(1.799.565)**
- Juros sobre o capital próprio (JCP)	26	-	-	-	-	-	-	(397.000)	-	-	**(397.000)**	-	**(397.000)**
- Dividendos adicionais propostos	26	-	-	-	-	-	76.703	(76.703)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de retenção de lucros	25	-	-	-	-	177.673	-	(177.673)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2018		**4.902.648**	**-**	**681.529**	**170.372**	**177.673**	**76.703**	**-**	**285.731**	**21.530**	**6.316.186**	**4.391**	**6.320.577**

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 2018 E 2017

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	**31.12.2017**	**31.12.2018**	**31.12.2017**
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	2.584.382	2.408.587	2.967.816	2.623.380
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(1.299.565)	(681.684)	971	1.883
Depreciação e amortização	289.513	416.587	660.172	648.947
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	39.327	14.863	39.327	18.419
Variação monetária	222.659	35.415	237.060	38.800
Juros	497.263	356.152	532.911	354.199
Constituição (Reversão) de provisões operacionais	1.801	(258.703)	3.221	(257.636)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	(340.403)	(47.917)
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(43.189)	-
Resultado na alienação de investimentos	-	-	-	(56.892)
Outros	2.424	3.568	4.851	2.264
Lucro antes dos tributos ajustado	**2.337.804**	**2.294.785**	**4.062.737**	**3.325.447**
(Aumento) redução nos ativos				
Contas a receber de clientes	182.042	(180.259)	(67.831)	(222.910)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(82.084)	39.676	(84.291)	29.212
Indenização de seguro a receber	(49.826)	(14.444)	(52.718)	(14.444)
Estoques	882	11.345	(30.708)	11.499
Depósitos vinculados e judiciais	12.518	47.314	12.156	49.158
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	23.075	23.992	25.149	26.065
Ativo financeiro e de concessão	-	-	246.088	(2.499.450)
Outros ativos	(3.177)	(31.645)	(12.391)	(28.713)
(Redução) aumento nos passivos				
Fornecedores	66.307	208.991	(124.518)	225.277
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(9.488)	(8.826)	3.659	(1.597)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(26.703)	(26.250)	(26.703)	(26.250)
Combustível a pagar à CDE	-	-	180.959	-
Outros passivos	39.047	70.763	32.029	17.093
Caixa gerado pelas operações	**2.490.397**	**2.435.442**	**4.163.617**	**890.387**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(196.669)	(99.148)	(485.755)	(243.844)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(359.269)	(174.363)	(531.156)	(314.741)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	**1.934.459**	**2.161.931**	**3.146.706**	**331.802**

Continua na próxima página

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Atividades de investimento				
Dividendos recebidos de controladas	631.357	558.301	-	-
Aumento de capital em controladas	(1.968.357)	(2.969.949)	-	-
Redução de capital em controladas	184.432	150.000	-	-
Aquisição de investimento	(28.957)	(8.012)	(18.958)	(45.460)
Aplicação no imobilizado e no intangível	(115.775)	(177.176)	(3.305.514)	(2.956.348)
Recebimento pela alienação de investimentos	32	-	111.817	212.091
Caixa e equivalentes de subsidiárias alienadas	-	-	-	(19.263)
Caixa líquido consumido das atividades de investimento	**(1.297.268)**	**(2.446.836)**	**(3.212.655)**	**(2.808.980)**
Atividades de financiamento				
Captação de empréstimos e financiamentos	700.248	1.656.297	2.397.050	1.951.482
Emissão de debêntures e notas promissórias	727.621	-	2.486.240	2.096.112
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido *hedge*	(33.658)	(340.525)	(2.290.194)	(505.399)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(64.729)	(62.760)	(70.885)	(68.719)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.989.966)	(838.155)	(1.989.966)	(838.621)
Outros	673	(196)	19.426	(42.947)
Caixa líquido das atividades de financiamento	**(659.811)**	**414.661**	**551.671**	**2.591.908**
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa	**(22.620)**	**129.756**	**485.722**	**114.730**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	1.305.015	1.175.259	1.930.070	1.815.340
Saldo final	1.282.395	1.305.015	2.415.792	1.930.070
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa	**(22.620)**	**129.756**	**485.722**	**114.730**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 34 – 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 2018 E 2017

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	**31.12.2017**	**31.12.2018**	**31.12.2017**
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	5.410.949	4.875.069	9.623.109	7.734.910
Receita de construção	-	-	3.259.330	1.767.570
Outros	(1.746)	5.606	(3.648)	62.579
	5.409.203	**4.880.675**	**12.878.791**	**9.565.059**
(-) Insumos				
Compras de energia	(1.317.006)	(548.232)	(2.324.901)	(1.745.974)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(436.837)	(154.348)	(574.092)	(360.168)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(314.446)	(347.249)	(461.132)	(423.490)
Combustíveis para a produção de energia	(23.308)	(442.809)	(152.091)	(454.600)
Materiais e serviços de terceiros	(91.532)	(188.082)	(253.363)	(256.481)
Seguros	(13.553)	(25.777)	(40.725)	(32.289)
(Constituição) reversão de provisões operacionais	(1.801)	258.703	(3.221)	257.636
Gastos com construção	-	-	(2.963.825)	(1.600.575)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(39.327)	(14.863)	(39.327)	(18.419)
Outros	(34.449)	(44.504)	(69.372)	(49.335)
	(2.272.259)	**(1.507.161)**	**(6.882.049)**	**(4.683.695)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.136.944**	**3.373.514**	**5.996.742**	**4.881.364**
Depreciação e amortização	(289.513)	(416.587)	(660.172)	(648.947)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**2.847.431**	**2.956.927**	**5.336.570**	**4.232.417**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	72.701	114.753	154.685	223.483
Resultado de participações societárias	1.299.565	681.684	(971)	(1.883)
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**4.219.697**	**3.753.364**	**5.490.284**	**4.454.017**

Continua na próxima página

Continuação

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2018	%	31.12.2017	%	31.12.2018	%	31.12.2017	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	119.036	2,8	162.343	4,3	182.809	3,3	167.849	3,8
Benefícios	36.395	0,9	65.452	1,7	51.829	0,9	66.295	1,5
Participação nos resultados	21.673	0,5	29.104	0,8	31.398	0,6	29.301	0,7
FGTS	8.797	0,2	13.317	0,4	14.925	0,3	13.652	0,3
	185.901	**4,4**	**270.216**	**7,2**	**280.961**	**5,1**	**277.097**	**6,3**
Do governo								
Impostos federais	781.090	18,5	877.875	23,4	1.524.961	27,8	1.345.665	30,2
Impostos estaduais	22.266	0,5	19.237	0,5	22.989	0,4	19.458	0,4
Impostos municipais	2.893	0,1	2.591	0,1	3.435	0,1	2.765	0,1
Encargos setoriais	140.410	3,3	147.660	3,9	182.475	3,3	170.819	3,8
Encargos sobre concessão a pagar	414.725	9,8	214.188	5,7	421.955	7,7	220.742	5,0
	1.361.384	**32,2**	**1.261.551**	**33,6**	**2.155.815**	**39,3**	**1.759.449**	**39,5**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	334.458	7,9	199.565	5,3	392.535	7,1	216.235	4,9
Juros e variações monetárias capitalizados	-	-	2.189	0,1	294.297	5,4	169.184	3,8
Aluguéis	6.820	0,2	9.078	0,2	15.920	0,3	15.299	0,3
Outras despesas financeiras	16.773	0,4	7.353	0,2	35.349	0,6	12.194	0,3
	358.051	**8,5**	**218.185**	**5,8**	**738.101**	**13,4**	**412.912**	**9,3**
Do capital próprio								
Aumento de capital	475.069	11,3	-	-	475.069	8,7	-	-
Reserva legal	115.718	2,7	-	-	115.718	2,1	-	-
Reserva de incentivos fiscais	23.465	0,6	37.614	1,0	23.465	0,4	37.614	0,8
Dividendos	1.222.740	29,0	1.575.673	42,0	1.222.740	22,3	1.575.673	35,4
Juros sobre o capital próprio	397.000	9,4	424.500	11,3	397.000	7,2	424.500	9,5
Realização do custo atribuído	(93.881)	(2,2)	(34.375)	(0,9)	(93.881)	(1,7)	(34.375)	(0,8)
Dividendos e JCP não reclamados	(3.423)	(0,1)	-	-	(3.423)	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	177.673	4,2	-	-	177.673	3,2	-	-
Acionista não controlador	-	-	-	-	1.046	-	1.147	-
	2.314.361	**54,9**	**2.003.412**	**53,4**	**2.315.407**	**42,2**	**2.004.559**	**44,9**
	4.219.697	**100,0**	**3.753.364**	**100,0**	**5.490.284**	**100,0**	**4.454.017**	**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") 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 principal área de atuação e 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). Em 2018, a Companhia ingressou nos segmentos de transmissão, de geração distribuída e de *trading* de energia elétrica, conforme descrito a seguir nos itens "f", "k" e "n", respectivamente. Os montantes transacionados nestes novos segmentos, durante o exercício de 2018, não geraram impactos significativos no resultado da Companhia.

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). 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"), 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.

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do Brasil, responsável por aproximadamente 6,4%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.12.2018, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 8.004,8 MW. Desse total, 79,9% são oriundos de fontes hidrelétricas, 10,7% de termelétricas e 9,4% de energias complementares (geração eólica, solar, à biomassa e por meio de pequenas centrais hidrelétricas). A garantia física para fins de comercialização era de 4.432,1 MW médios, dos quais 377,4 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram destinadas ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no Sistema de Cota de Garantia Física.

Em 31.12.2018, o parque gerador em operação da Companhia é composto por 41 usinas, sendo 11 hidrelétricas ("UHE"), 3 termelétricas convencionais ("UTE"), 20 parques eólicos, 3 à biomassa, 2 solares fotovoltaicas e 2 pequenas centrais hidrelétricas ("PCH").

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no ano de 2018 foram estes:

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

a) Reembolso de combustível

Em 19.12.2017, a Aneel emitiu Resolução Normativa, com vigência a partir de 01.01.2018, que estabeleceu regras para o reembolso dos gastos com combustíveis para a geração termelétrica a carvão mineral nacional, por intermédio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A nova resolução determinou a aquisição compulsória, em 01.01.2018, do carvão mineral pertencente à CDE sob gestão da Companhia, na data-base de 31.12.2016, para pagamento em 5 anos a contar da aquisição. Os saldos dos valores a pagar, em 31.12.2018, eram de R$ 42.028 e R$ 138.931 e estavam reconhecidos nas rubricas de "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

b) Aumento de capital social na Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante") com ativos do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ("CTJL")

Em 02.01.2018, a ENGIE Brasil Energia aumentou o capital social da controlada direta Diamante, em R$ 562.431, substancialmente, pela integralização do ativo imobilizado e dos estoques, a valores contábeis, relacionados ao CTJL. A referida operação teve o objetivo principal de manter as operações de geração a carvão em uma sociedade separada e não resultou em qualquer impacto nas operações e no resultado consolidado da Companhia. Em fevereiro, a Aneel autorizou a transferência das usinas pertencentes ao CTJL da ENGIE Brasil Energia para a Diamante.

c) Pagamento de dividendos e dos juros sobre o capital próprio relativos a 2017

Em janeiro, março e junho de 2018 a Companhia pagou, respectivamente, os dividendos intercalares relativos ao 1º semestre de 2017, no montante de R$ 938.918, correspondentes a R$ 1,4384206188 por ação, os juros sobre o capital próprio do exercício de 2017, no valor de R$ 424.500, equivalentes a R$ 0,6503333249 por ação, e os dividendos complementares relativos ao exercício de 2017, no montante de R$ 636.755, correspondentes a R$ 0,9755096548 por ação.

d) Revogação da autorização da UTE William Arjona

Em 20.02.2018, em atendimento à solicitação da Companhia, a Aneel revogou a autorização da UTE William Arjona, cujas operações estavam paralisadas desde o início de 2017, em função da inviabilidade econômico-financeira motivada pela elevação do preço do combustível (gás natural) da Usina. A totalidade dos ativos relacionados à Usina, no valor de R$ 48.026, foi transferida para a rubrica "Ativos não circulantes mantidos para venda" pelo valor esperado de venda dos mesmos.

e) Rebaixamento de *rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira

Em 27.02.2018, a agência de classificação de risco de crédito Fitch Ratings, em decorrência do recente rebaixamento do *rating* soberano do Brasil para 'BB-', rebaixou o *rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira da Companhia para 'BB', com perspectiva estável, permanecendo assim um nível acima do *rating* soberano. O *rating* nacional de longo prazo da Companhia, em escala local, permaneceu 'AAA(bra)', com perspectiva estável.

f) Assinatura do contrato de concessão referente ao Leilão de Transmissão n° 02/2017

Em 08.03.2018, a Companhia, por meio de suas controladas diretas ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP") e ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC"), assinou o contrato de concessão referente ao referido leilão.

O prazo da concessão, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão será de 30 anos, contados da data de assinatura do referido contrato, e o prazo limite para início da operação comercial é 08.03.2023. A Receita Anual Permitida (RAP) contratada no leilão foi R$ 231.725, a valores de 11.08.2017.

g) Contratações de empréstimos e financiamentos

Em 2018, a Companhia contratou empréstimos e financiamentos com o objetivo de refinanciar dívidas vincendas e de expandir o seu parque gerador, por meio da implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul") e da Usina Fotovoltaica Assú V. O montante total captado foi de R$ 2.232.544. Mais informações a respeito das transações vide Nota 16 – Empréstimos e financiamentos.

h) Potencial alienação de ativos de geração de energia a carvão

Em 10.04.2018, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que o processo de negociação, com a empresa ContourGlobal, para a alienação das controladas Diamante e Pampa Sul, não evoluiu satisfatoriamente. A Companhia está avaliando alternativas para a continuidade do processo de descarbonização do seu portfólio.

i) Registro de emissor na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e emissão de debêntures da Companhia Energética Jaguara ("Jaguara") e da Companhia Energética Miranda ("Miranda")

Em 27.04.2018, a CVM deferiu o registro de emissor na categoria "B" das controladas diretas Jaguara e Miranda. Após o deferimento do registro, em 26.06.2018, as controladas emitiram debêntures, em duas séries, com esforços restritos, com valor nominal de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 1.117.000 e de R$ 685.000, respectivamente. Mais informações a respeito das captações vide Nota 17 – Debêntures e notas promissórias.

j) Emissão de debêntures da ENGIE Brasil Energia

Em 30.07.2018, a Companhia concluiu a distribuição pública de debêntures simples, nos termos da Instrução CVM 400/2003, no montante total de R$ 746.610. Mais informações vide Nota 17 – Debêntures e notas promissórias.

k) Aquisição do controle da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("ENGIE Solar")

Em 10.08.2018, a Companhia concluiu a operação de aquisição dos 50% remanescentes das ações da ENGIE Solar, pelo preço de R$ 35.161. Mais informações a respeito da transação vide Nota 11 – Investimentos.

l) Entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e viabilização da implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II

No ano de 2018, entraram em operação comercial os 11 parques eólicos pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, com capacidade instalada total de 326,7 MW e garantia física de 169,6 MW médios. Adicionalmente, em dezembro de 2018, foi viabilizado o início das obras do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, mediante a assinatura de contratos no Ambiente de Contratação Livre. A implantação da Fase II foi aprovada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 19.02.2019. O investimento estimado é de, aproximadamente, R$ 1,6 bilhão. Esta fase possui capacidade instalada de, aproximadamente, 361,2 MW. O início da construção ocorrerá em 2019.

m) Aumento de capital com bonificação de ações

Em 07.12.2018, os acionistas da Companhia aprovaram o aumento do capital de R$ 2.073.592, por meio da capitalização de lucros e reservas de lucros, com a emissão de 163.185.548 novas ações, as quais serão atribuídas aos detentores de ações, a título de bonificação, na proporção de 1 (uma) nova ação para cada 4 (quatro) ações ordinárias já possuídas na data-base de 11.12.2018. Mais informações vide Nota 25 – Patrimônio líquido.

n) Ingresso no mercado de *trading* de energia

Em janeiro de 2018, a Companhia ingressou no mercado de *trading*, visando auferir resultados com as variações de preço da energia elétrica, dentro dos limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração da Companhia. Mais informações vide Nota 15 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

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, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as demonstrações contábeis consolidadas e individuais.

As demonstrações contábeis consolidadas foram elaboradas 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, emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

As demonstrações individuais da controladora foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais estão convergentes com as normas IFRS, exceto pelo registro da operação controlada em conjunto na Itá Energética S.A. (“Itasa”) que, pelas normas brasileiras, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, segundo as IFRS, é previsto o reconhecimento dos ativos, passivos e resultados de forma proporcional à sua participação no investimento.

A elaboração das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. As premissas utilizadas são baseadas em 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. Essas estimativas são revisadas periodicamente e seus resultados podem diferir dos valores inicialmente estimados. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento estão divulgadas na Nota 3 – Sumário das principais práticas contábeis.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o real, que é a moeda principal do ambiente econômico de operação da Companhia. As informações financeiras estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

c) Segmento de negócios

A Companhia administra os seus principais negócios como um único segmento operacional, composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada por seus ativos ou comprada por meio de contratos de médio e de longo prazo para a gestão de seu portfólio de energia. Esse segmento concentrou 92,5% e 99,4% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2018 e 2017, respectivamente.

Em 2018, a Companhia ingressou nos seguintes novos segmentos: (i) operações de *trading* de energia elétrica; (ii) geração distribuída através da venda e instalação de painéis fotovoltaicos, por meio da aquisição do controle da ENGIE Solar; e (iii) transmissão de energia elétrica, a partir da conquista da Linha de Transmissão Gralha Azul ("LT Gralha Azul"), cuja construção se iniciou em 2018 e segue em execução. Estes novos segmentos não são representativos em relação ao total dos ativos, receita e lucro líquido da Companhia e, por isto, não foram considerados segmentos divulgáveis nestas demonstrações contábeis.

d) 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.

e) 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 Companhia.

As datas das demonstrações contábeis das sociedades controladas e da operação em conjunto utilizadas para a consolidação e cálculo de equivalência patrimonial coincidem com as da Companhia. As empresas consolidadas com a ENGIE Brasil Energia são estas:

	Investidor	Participação no capital (%) 31.12.2018	31.12.2017
Controladas integrais diretas			
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")	EBE	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	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")[2]	EBE	99,99	99,99
Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")	EBE	99,99	99,99
Companhia Energética Miranda ("Miranda")	EBE	99,99	99,99
Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante")	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 Geração Solar Distribuída S.A. ("ENGIE Solar")	EBE	99,99	50,00
ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")	EBE	99,99	-
ENGIE Transmissão de Energia II Ltda. ("ENGIE Transmissão II")	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
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")	ECP	95,00	95,00
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	ECP	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste S.A. ("EEN")[2] e controladas[3]	ECP	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")[2] e controladas[3]	ECP	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações Ltda. ("CLWP")[2] e controladas[3]	ECP	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações Ltda. ("CLWP II")[2] e controladas[3]	ECP	99,99	99,99
Conjunto Eólico Umburanas ("Umburanas")[3]	ECP	99,99	99,99
Santo Agostinho Participações Ltda. e Conjunto Eólico Santo Agostinho[3]	ECP	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú")[3]	ECP	99,99	99,99
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[2] e controladas	ECP	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Ltda. ("ENGIE Transmissão")	ECP	99,99	99,99
Fundo de investimento exclusivo			
Fundo de Investimento Energy Renda Fixa[4]	-	100	100

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

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

A controlada indireta Ibitiúva é consolidada integralmente. A participação do acionista não controlador de 5% em seu capital social está apresentada de forma segregada nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados consolidados.

[2] *Holding.*

[3] Para maiores informações vide Nota 11 – Investimentos.

[4] Fundo de investimento de renda fixa no qual participam a ENGIE Brasil Energia e suas controladas diretas e indiretas, administrado pelo Banco Santander (Brasil) S.A.

f) Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

A Companhia elaborou essa demonstração nos termos do CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. As normas internacionais não requerem a apresentação dessa demonstração, como consequência, a mesma está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das informações contábeis. Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

g) Aprovação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 19.02.2019.

NOTA 3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações contábeis da controladora e do consolidado foram aplicadas de forma consistente entre os exercícios sociais apresentados.

a) Instrumentos financeiros

a.1) Caixa e equivalentes de caixa

São compostos pelos numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor. Tais aplicações financeiras são mantidas com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo, sendo 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 de clientes

São registradas inicialmente pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensuradas pelo custo amortizado, deduzidas das perdas esperadas em crédito de liquidação duvidosa (*impairment*). Essas perdas esperadas são apuradas com base na experiência de perda de crédito histórica, ajustadas com base em dados observáveis recentes para refletir os efeitos e condições atuais e futuras, quando aplicável.

a.3) Depósitos vinculados

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, pelo custo amortizado.

a.4) Ativo financeiro de concessão

Corresponde ao direito incondicional de recebimento de caixa através do Retorno da Bonificação da Outorga (RBO), para recuperação do investimento na aquisição de outorgas de concessão de usinas hidrelétricas licitadas pela União. Foi registrado inicialmente pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros garantidos e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa utilizada para o cálculo do valor presente.

a.5) Empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias

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, exceto pelos empréstimos e debêntures aos quais a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge*, que são mensurados posteriormente ao valor justo por meio do resultado.

a.6) Concessões a pagar

Corresponde a obrigações financeiras contratuais de pagamentos pela outorga onerosa da concessão de usinas hidrelétricas. 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.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões foram registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo.

a.7) Instrumentos financeiros derivativos

São identificados quando: (i) seus valores são influenciados por flutuação das taxas ou preços; (ii) não há um investimento inicial; e (iii) será liquidado em uma data futura.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações de proteção de exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e de taxa de juros de dívidas e de compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*, conforme abaixo mencionado. Ademais, a Companhia mantém operações de *trading* de energia, realizadas com o objetivo de auferir resultados decorrentes das variações de preços de mercado.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativo e/ou passivo no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

a.7.1) Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge*, é elaborada uma 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* são estas:

***Hedge* de valor justo**

As operações de *hedges* para a proteção das variações cambiais e de taxas de juros flutuantes dos empréstimos e debêntures da Companhia resultam de posições passivas vinculadas à variação do IPCA ou do CDI, ou seja, componentes não fixos, sendo, dessa forma, designados como "*Hedge* de valor justo". Nessas transações, os ganhos ou as perdas resultantes das variações das mensurações ao valor justo dos empréstimos e debêntures e das operações de *hedge* são reconhecidos no resultado financeiro.

***Hedge* de fluxo de caixa**

Os *hedges* para a proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos são designados como "*Hedge* de fluxo de caixa". Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o ativo quando o compromisso financeiro protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* é registrada no resultado do período.

b) Estoques

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

c) 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.

d) Ativos não circulantes mantidos para venda

São classificados como mantidos para venda quando os seus valores contábeis forem recuperáveis, principalmente, por meio de venda e não por meio do seu uso contínuo. Esses ativos são mensurados pelo menor valor entre os seus valores contábeis e os seus valores justos, líquidos das despesas de venda, e apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

e) Investimentos

e.1) Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos 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 ela.

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.

e.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 operações em conjunto ou *joint ventures*, dependendo dos direitos e das obrigações contratuais dos investidores.

A Companhia mantém operação em conjunto na Itá Energética S.A. ("Itasa") e em consórcios. A participação na operação em conjunto em entidades com personalidade jurídica é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da citada operação em conjunto são reconhecidos de forma proporcional à participação no negócio. Nas participações em consórcios (entidades sem personalidade jurídica), os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

Os investimentos em *joint ventures* são inicialmente contabilizados pelo valor de custo e posteriormente reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial. Em 31.12.2018, a Companhia não tem participação em *joint venture*, visto a aquisição da totalidade das ações da ENGIE Geração Solar Distribuída em agosto de 2018.

e.3) Combinação de negócios e "mais valia" na aquisição de investimentos

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. O ágio decorrente da combinação de negócios é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável.

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido das sociedades adquiridas é reconhecida no investimento como: (i) mais valia, quando o fundamento econômico está relacionado, substancialmente, ao valor justo dos ativos líquidos da controlada adquirida; e (ii) ágio, quando o montante pago supera o valor justo dos ativos líquidos e, esta diferença, representa a expectativa de geração de valor futura.

f) Imobilizado

f.1) Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou de construção. Os juros e os 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 reconheceu os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou de autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esse procedimento foi adotado devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e devido à similaridade entre os períodos de vigência dos referidos direitos e as vidas úteis dos ativos.

f.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 da autorização das usinas.

g) Intangível

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. Esses intangíveis possuem vidas úteis definidas com base nos contratos comerciais ou de concessão e de autorização.

h) 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 de 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.

i) 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 como 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 relevantes.

j) Obrigações com benefícios de aposentadoria

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios definidos de aposentadoria são reconhecidos pelo valor presente das obrigações estimadas, 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 acumuladas para o cômputo da obrigação final. O ativo líquido é composto, substancialmente, pelos investimentos que compõem a carteira do plano de benefícios, que são avaliados pelo seu valor justo.

As mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: (i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício, e (ii) remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes".

A Companhia também mantém planos de contribuição definida, cujas contribuições são reconhecidas no resultado quando incorridas.

k) Imposto de renda e contribuição social

São segregados no balanço patrimonial e no resultado entre impostos correntes e diferidos.

k.1) Imposto de renda e contribuição social correntes

São calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis e são apresentados de forma líquida no balanço patrimonial, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e serão quitados pelo valor líquido.

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.

k.2) Imposto de renda e contribuição social diferidos

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 dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Esses tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo "não circulante", de forma líquida, independente da expectativa de realização e da exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

l) 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.

m) Instrumentos 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.

n) Distribuição de dividendos e de juros sobre o capital próprio

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo nos seguintes momentos: (i) dividendos intercalares e intermediários – 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).

o) Transações entre partes relacionadas

As transações de compra e de 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 quais são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

p) Receita de contrato com cliente

A receita é mensurada com base na contraprestação precificada no contrato com o cliente, pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos incidentes sobre ela.

A receita é reconhecida de acordo com a observância das seguintes etapas: (i) identificação dos direitos e compromissos do contrato com o cliente; (ii) identificação das obrigações de desempenho contratadas; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço às obrigações de desempenho; e (v) reconhecimento quando (ou na medida em que) as obrigações de desempenho são satisfeitas. Uma receita só é reconhecida quando não há incerteza significativa quanto à sua realização.

A receita é reconhecida conforme os contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida mensalmente, dado que o cliente simultaneamente recebe e consome os benefícios fornecidos pela Companhia, consequentemente, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente.

A seguir fornecemos informações sobre a natureza e a época do cumprimento de obrigações de desempenho em contratos com clientes, incluindo condições de pagamento significativas e as políticas de reconhecimento de receitas relacionadas.

p.1) Suprimento e fornecimento de energia elétrica

A Companhia reconhece a receita com suprimento e fornecimento de energia elétrica pelo valor justo da contraprestação, por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais. Os clientes obtêm controle da energia elétrica a partir do momento em que a consomem. As faturas são emitidas mensalmente e são pagas, usualmente, em 30 dias a partir de sua emissão.

A receita é reconhecida com base na energia assegurada e com preços especificados nos termos dos contratos de suprimento e fornecimento. A Companhia poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no ACL, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores, sendo o preço da energia estabelecido pelo Órgão Regulador por meio de leilões de energia.

p.2) Transações no mercado de curto prazo

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em as transações no mercado de curto prazo ocorrem. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

p.3) Operações de *trading*

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo.

A Companhia reconhece a receita quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita os ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto na data das demonstrações contábeis.

p.4) Receita de prestação de serviços

As UHEs Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, recebem, como parte da Receita Anual de Geração (RAG), a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), a qual é destinada para a remuneração dos serviços de operação e manutenção das Usinas e visam evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber mensalmente, conforme a obrigação de desempenho de manter a Usina operando é atendida.

p.5) Receita de implementação de infraestrutura de transmissão

A receita de implementação da infraestrutura de transmissão é reconhecida de acordo com o ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão (IFRIC 12) e CPC 47, à medida em que todas as obrigações de desempenho sejam satisfeitas ao longo do tempo. Esta receita corresponde aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo.

q) Contratos de arrendamento (*leasing*)

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

r) 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 de 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 dos seus passivos.

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

r.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 futuras de câmbio, de inflação, de taxas de juros de longo prazo e de preços de energia.

r.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 da 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 eles são necessários.

r.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 avaliar se há evidências de que o montante dos ativos de longa duração pode não ser recuperável. Em situações não comuns, se tais evidências são identificadas, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação desses ativos (*impairment*). Esses testes envolvem algumas variáveis e incertezas no que se refere às projeções de fluxos de caixa, para avaliação dos ativos em uso, e às definições dos valores de mercado dos ativos, para os mantidos para venda.

r.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 estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos dos planos de pensão são avaliados pelos seus valores justos 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. A análise de sensibilidade das taxas de desconto está divulgada na Nota 23 – Obrigações com benefícios de aposentadoria.

r.5) Provisões

São definidas com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento e pela experiência da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis. As avaliações de risco e os valores estimados podem divergir dos que vierem a ser incorridos pela Companhia.

s) Novas normas, alterações e interpretações

As principais normas emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB) e replicadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), com vigência a partir de 01.01.2018, são as seguintes:

s.1) CPC 47 – Receita de contrato com cliente (IFRS 15)

Esse pronunciamento substitui o CPC 30 (R1) - Receitas (IAS 18), o CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11) e as interpretações relacionadas, e estabelece um novo modelo de reconhecimento e mensuração das receitas de contratos com clientes.

De acordo com a nova norma, as receitas devem ser reconhecidas em valores que reflitam a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente. O reconhecimento da receita deve ser realizado a partir da transferência do controle de bens ou serviços aos clientes, em lugar do princípio da transferência de riscos e benefícios. O pronunciamento prevê a necessidade de se observar algumas etapas para o reconhecimento da receita, conforme mencionadas no item p) acima, bem como estabelece exigências de apresentação e divulgação mais detalhadas do que as normas anteriores.

Em conformidade com o previsto na norma, a Companhia adotou o método retrospectivo para fins de análise, mensuração e reconhecimento dos efeitos de sua aplicação. Como resultado das análises realizadas, não foram identificadas diferenças entre as práticas no que concerne ao reconhecimento e mensuração das receitas da Companhia, motivo pelo qual não houve a necessidade de se fazer qualquer reapresentação das informações contábeis comparativas.

s.2) CPC 48 – Instrumentos financeiros (IFRS 9)

Essa norma substitui o CPC 38 – Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração (IAS 39) e estabelece novos requerimentos para: (i) a classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros; (ii) a mensuração e o reconhecimento de perdas por redução do valor recuperável (*impairment)* de ativos financeiros; (iii) a contabilidade de *hedge;* e (iv) a divulgação das informações.

Os requerimentos do CPC 48 relativos a classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros e a mensuração e o reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável de ativos financeiros foram adotados retrospectivamente, com a data de adoção inicial em 01.01.2018. As informações contábeis comparativas não foram reapresentadas - isto é, estão apresentadas conforme reportado anteriormente, sob o CPC 38 e interpretações relacionadas, uma vez que não foram apuradas diferenças nos valores contábeis dos ativos e passivos financeiros decorrentes da adoção do CPC 48.

As principais alterações na norma foram as seguintes:

Classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros

O pronunciamento traz uma abordagem que busca refletir o modelo de negócios da Companhia e suas características de fluxo de caixa. Com base nisso, os instrumentos financeiros passaram a ser classificados em três categorias: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes ("VJORA") e ao valor justo por meio do resultado ("VJR").

De forma prospectiva, a partir de 01.01.2018, a Companhia passou a apresentar os instrumentos financeiros de acordo com as categorias anteriormente mencionadas.

A mensuração e registro dos instrumentos financeiros não sofreu quaisquer alterações em decorrência da adoção do novo pronunciamento.

A tabela a seguir demonstra as categorias de mensuração dos ativos e passivos financeiros da Companhia em 31.12.2017, apresentados de acordo com a práticas contábeis anteriores e atuais.

		Controladora		Consolidado		Classificação de acordo com	
	Nota	31.12.2017	01.01.2017	31.12.2017	01.01.2017	CPC 38/IAS 39	CPC 48/IFRS 9
Ativos financeiros:							
Caixa e depósitos bancários à vista	4	2.331	1.418	21.809	12.007	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Aplicações financeiras	4	1.302.684	1.173.841	1.908.261	1.803.333	VJR	VJR
Contas a receber de clientes	5	689.885	505.348	1.058.469	824.079	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Dividendos a receber de controladas	31	30.550	167.202	-	-	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Depósitos vinculados	7	20.297	10.985	246.912	194.528	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativo financeiro de concessão	9	-	-	2.547.367	-	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Combustível a reembolsar		44.089	49.472	44.089	49.472	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Hedge de valor justo	15	18.207	-	18.207	-	VJR	VJR
Hedge de fluxo de caixa	15	-	-	-	3.455	VJORA	VJORA
		2.108.043	**1.908.266**	**5.845.114**	**2.886.874**		
Passivos financeiros:							
Fornecedores	14	408.772	211.777	617.396	371.149	Custo amortizado	Custo amortizado
Dividendos e JCP	26	1.300.237	371.478	1.300.516	372.040	Custo amortizado	Custo amortizado
Empréstimos e financiamentos – Moeda nacional	16	409.534	715.993	2.145.809	2.284.277	Custo amortizado	Custo amortizado
Empréstimos e financiamentos – Moeda estrangeira com *hedge*	16	1.670.132	-	1.670.132	-	VJR	VJR
Debêntures e notas promissórias	17	830.564	804.455	2.940.475	804.455	Custo amortizado	Custo amortizado
Concessões a pagar	18	2.446.394	2.294.966	2.499.399	2.347.376	Custo amortizado	Custo amortizado
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos		-	-	21.146	43.068	Custo amortizado	Custo amortizado
Hedge de fluxo de caixa	15	-	-	1.944	21.846	VJORA	VJORA
		7.065.633	**4.398.669**	**11.196.817**	**6.244.211**		

Mensuração e reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável (*Impairment*) de ativos financeiros

O CPC 48 substitui o modelo de "perdas incorridas" do CPC 38 por um modelo prospectivo de "perdas de crédito esperadas". Isso exige que a Administração da Companhia exerça um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas. Esse novo modelo se aplica aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado e ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

A adoção do novo pronunciamento não gerou qualquer impacto nos *impairments* dos ativos financeiros da Companhia.

Contabilidade de *hedge*

A norma exige que as relações de contabilidade de *hedge* estejam alinhadas com os objetivos e as estratégias de gestão de risco da Companhia e que seja aplicada uma abordagem qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do *hedge*.

Conforme previsto no pronunciamento, na aplicação do CPC 48, a Companhia optou por continuar adotando os requerimentos para a contabilidade de *hedge* do CPC 38.

Dessa forma, a adoção da referida norma não impactou na contabilização dos *hedges* mantidos pela Companhia em 01.01.2018.

s.3) Interpretações, alterações e revisões de normas

Os seguintes pronunciamentos, vigentes a partir de 01.01.2018, não tiveram nenhum efeito importante sobre as transações realizadas pela Companhia em períodos anteriores ou posteriores ao início de sua vigência.

- ICPC 21 – Transações em moeda estrangeira e adiantamento (IFRIC 22);

- Alterações no CPC 10 (R1) – Pagamento baseado em ações (IFRS 2);

- Alterações no CPC 11 – Contratos de seguro (IFRS 4);

- Alterações no CPC 28 – Propriedades para investimento (IAS 40);

- Alterações no CPC 18 (R2) – Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto (IAS 28); e

- Revisão anual do CPC n° 12/2017 (IASB ciclo 2014-2016).

t) Novas normas, alterações e interpretações com vigência a partir de 01.01.2019

A partir de 01.01.2019, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia: (i) Alterações no CPC 06 (R2) – Operações de arrendamento mercantil (IFRS 16); (ii) Alterações no CPC 18 (R2) – Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto (IAS 28); (iii) Alterações no CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados (IAS 19); (iv) Alterações no CPC 48 – Instrumentos financeiros (IFRS 9); (v) ICPC 22 – Incertezas sobre tratamentos de tributos sobre o lucro (IFRIC 23); e (vi) Revisão anual do CPC n° 13/2018 (IASB ciclo 2015-2017).

A Companhia procedeu a uma avaliação sobre a aplicação dessas novas normas e alterações e, exceto pelas alterações no CPC 06, não espera impactos significativos em suas demonstrações contábeis pela adoção dos novos requerimentos.

Alterações no CPC 06 (R2) – Operações de arrendamento mercantil (IFRS 16)

Essas alterações introduzem exigências para o reconhecimento, a mensuração, a apresentação e a divulgação de arrendamentos. A nova norma estabelece que os arrendatários devem reconhecer o passivo decorrente dos pagamentos futuros dos contratos de arrendamento, em contrapartida do direito de uso do ativo arrendado.

A definição de arrendamento abrange todos os contratos que conferem direito ao uso e controle de um ativo identificável, incluindo contratos de locação e, potencialmente, alguns componentes de contratos de prestação de serviços.

A Companhia realizou a análise de seus contratos e até o presente momento identificou como escopo da norma os contratos de arredamentos das áreas onde estão ou serão instalados os parques eólicos e solares fotovoltaicos e de utilização do edifício da sede administrativa. Quando da aplicação da norma, a partir de 01.01.2019, tais contratos de arrendamento serão reconhecidos como um direito de uso do ativo em contrapartida de um passivo financeiro.

Conforme previsto no pronunciamento, a Companhia aplicará a abordagem de transição simplificada e não irá reapresentar os valores comparativos do ano anterior à primeira adoção.

Os ativos de direito de uso serão mensurados ao valor dos passivos de arrendamentos no momento da adoção, líquidos dos pagamentos antecipados realizados.

Como resultado da adoção das novas regras, a Companhia espera reconhecer ativos de direito de uso de aproximadamente R$ 32.135 e R$ 119.986, na controladora e no consolidado, respectivamente, em 01.01.2019, em contrapartida dos passivos de arrendamento.

No que se refere aos impactos no EBITDA, lucro líquido e fluxo de caixa, a Companhia estima os seguintes valores no ano de 2019, considerando somente os contratos incluídos no escopo da norma, vigentes em 31.12.2018.

EBITDA - aumento em aproximadamente R$ 6.300 e R$ 15.467, na controladora e no consolidado, respectivamente, já que a amortização dos ativos de direito de uso e os juros sobre o passivo de arrendamento não fazem parte da composição do EBITDA, enquanto que os custos e as despesas decorrentes do arrendamento operacional, conforme prática anterior, reduzem o EBITDA.

Lucro líquido – redução de cerca de R$ 548 e de R$ 2.766, na controladora e no consolidado, respectivamente, visto o maior efeito da amortização do direito de uso e dos juros sobre o passivo de arrendamento, se comparado com os custos e as despesas do arrendamento.

Fluxos de caixa – os operacionais irão aumentar e de financiamento irão diminuir em aproximadamente R$ 6.300 e R$ 15.467, na controladora e no consolidado, respectivamente, pois a amortização da parcela do principal dos passivos de arrendamento será classificada como fluxos de caixa de atividades de financiamento.

A apuração desses valores considerou a utilização de julgamentos e estimativas, tais como a definição das taxas de desconto e outros aspectos que necessitam de uma avaliação minuciosa para que possamos atribuir os valores de mensuração.

A Companhia entende que a adoção do CPC 06 (R2) não afetará sua capacidade de cumprir com os acordos contratuais (*covenants*) descritos na Nota 16 – Empréstimos e financiamentos e na Nota 17 – Debêntures e notas promissórias, caso as mencionadas obrigações passem a ser incluídas nos cálculos dos *covenants*.

NOTA 4 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Caixa e depósitos bancários à vista	**956**	**2.331**	**58.293**	**21.809**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	1.281.353	1.302.541	2.341.726	1.899.491
Outras aplicações financeiras	86	143	15.773	8.770
	1.281.439	**1.302.684**	**2.357.499**	**1.908.261**
	1.282.395	**1.305.015**	**2.415.792**	**1.930.070**

As aplicações financeiras da Companhia são mantidas para o pagamento dos compromissos de caixa de curto prazo, estando concentradas, substancialmente, no fundo exclusivo Energy Renda Fixa Fundo de Investimento Exclusivo (FIE), cuja gestão é feita pelo Banco Santander. O fundo tem como política a alocação do seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco, tendo, em 31.12.2018, 100% de sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária e pós fixados, atrelados à variação da Selic.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2018 e de 2017 foi de cerca de 100,0% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários).

NOTA 5 – CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Distribuidoras	264.100	248.206	344.452	309.080
Transações realizadas na CCEE	109.648	241.676	312.492	304.216
Comercializadoras	137.171	182.214	56.207	78.148
Consumidores livres	27.691	23.969	367.873	373.494
Operações de *trading*	-	-	65.733	-
Outros	-	-	40.819	-
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(6.180)	(6.180)	(6.197)	(6.469)
	532.430	**689.885**	**1.181.379**	**1.058.469**

O prazo médio de recebimento da energia vendida por meio de contratos é de aproximadamente 30 dias, contados do primeiro dia do mês subsequente à venda, enquanto que o prazo dos valores liquidados na CCEE é de aproximadamente 45 dias.

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Vencidas até 30 dias	3.269	503	6.170	3.442
Vencidas há mais de 30 dias	6.928	6.920	9.560	7.626
	10.197	**7.423**	**15.730**	**11.068**

Além dos montantes a receber anteriormente mencionados, a Companhia também possui valores pendentes de recebimento relativos a transações realizadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, entre os anos de 2000 a 2002, cujos valores estão integralmente cobertos por provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa. As naturezas e os valores das referidas transações são estes:

(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 ações judiciais movidas por determinados agentes devedores que discordaram da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A estimativa de perda 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 há longa data. Contudo, em razão das incertezas quanto ao recebimento, a Companhia mantém perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

NOTA 6 – ESTOQUES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Almoxarifado	17.252	60.058	59.971	62.445
Insumos para produção de energia	-	36.219	52.404	37.089
Adiantamentos a fornecedores	273	149	8.534	149
Outros	261	507	7.954	553
Redução ao valor realizável líquido	(3.182)	(1.987)	(3.182)	(1.987)
	14.604	**94.946**	**125.681**	**98.249**

O estoque de insumo para a produção de energia é composto principalmente por carvão mineral utilizado na produção de energia no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. No início de 2018, a Companhia integralizou os ativos fixos de Jorge Lacerda no capital social da controlada Diamante, resultando na transferência do estoque de carvão para tal controlada.

NOTA 7 – DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Depósitos para reinvestimento	3.241	3.241	3.241	3.241
Garantias de compromissos contratuais	1.200	-	1.920	1.094
Garantias de posição devedora na CCEE	30	7.510	3.795	11.088
Ativo circulante	**4.471**	**10.751**	**8.956**	**15.423**
Garantias de financiamento	9.915	9.095	226.210	225.516
Outros	-	451	6.240	5.973
Ativo não circulante	**9.915**	**9.546**	**232.450**	**231.489**
	14.386	**20.297**	**241.406**	**246.912**

As garantias de financiamento visam assegurar o pagamento dos serviços de dívida com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e os bancos repassadores e são constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida e às despesas contratuais de operação e de manutenção para as usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades.

NOTA 8 – REPACTUAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO A APROPRIAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
UHE Itá	41.578	45.633	41.578	45.633
UHE Cana Brava	32.378	35.537	32.378	35.537
UHE Estreito	-	-	29.543	31.617
UHE Ponte de Pedra	14.977	18.571	14.977	18.571
UHE São Salvador	16.990	18.182	16.990	18.182
UHE Machadinho	10.399	11.414	10.399	11.414
UHE Salto Santiago	-	10.060	-	10.060
	116.322	**139.397**	**145.865**	**171.014**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	13.016	23.991	15.089	26.064
Ativo não circulante	103.306	115.406	130.776	144.950
	116.322	**139.397**	**145.865**	**171.014**

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 excedente de pagamento em relação ao valor apurado, cujo montante vem sendo compensado com os "prêmios de risco" devidos pela Companhia, calculados a valor presente.

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2016	**163.389**	**197.079**
Amortização do "prêmio de risco"	(23.992)	(26.065)
Saldos em 31.12.2017	**139.397**	**171.014**
Amortização do "prêmio de risco"	(23.075)	(25.149)
Saldos em 31.12.2018	**116.322**	**145.865**

b) Perfil de realização da repactuação de risco hidrológico apresentada no ativo não circulante

	Controladora	Consolidado
2020	13.016	15.090
2021	13.016	15.090
2022	13.016	15.090
2023	10.021	12.094
2024	9.422	11.495
2025 a 2029	40.938	51.304
2030 a 2033	3.877	10.613
	103.306	**130.776**

NOTA 9 – ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
UHE Jaguara	172.165	1.437.860	1.610.025	187.304	1.393.093	1.580.397
UHE Miranda	105.337	879.748	985.085	114.600	852.370	966.970
	277.502	**2.317.608**	**2.595.110**	**301.904**	**2.245.463**	**2.547.367**

A movimentação dos ativos financeiros foi esta:

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Reconhecimento inicial - Bonificação pela outorga	1.550.673	948.777	**2.499.450**
Juros	21.913	13.402	**35.315**
Variação monetária	7.811	4.791	**12.602**
Saldos em 31.12.2017	**1.580.397**	**966.970**	**2.547.367**
Recebimentos	(181.566)	(111.094)	**(292.660)**
Juros	154.506	94.536	**249.042**
Variação monetária	56.688	34.673	**91.361**
Saldos em 31.12.2018	**1.610.025**	**985.085**	**2.595.110**

b) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
2020	146.127	89.406	235.533
2021	132.190	80.879	213.069
2022	119.585	73.167	192.752
2023	108.182	66.190	174.372
2024	97.842	59.864	157.706
2025 a 2029	365.790	223.808	589.598
2030 a 2047	468.144	286.434	754.578
	1.437.860	**879.748**	**2.317.608**

Em 27.09.2017, a Companhia foi vencedora do Leilão de Concessões não Prorrogadas, para a concessão das usinas hidrelétricas Jaguara e Miranda, pelo período de 30 anos, a partir de 10.11.2017. O pagamento da bonificação pela outorga das concessões se deu em parcela única em 30.11.2017.

Como parte do processo do Leilão, a Companhia tem assegurado pelo Poder Concedente o direito à venda de 70% da garantia física das usinas, no Sistema de Cota de Garantia Física, garantindo, assim, o direito incondicional de receber caixa durante o período de concessão, sem riscos de demanda, de mercado e hidrológicos. Dessa forma, a parcela do montante pago pela outorga da concessão, correspondente ao valor presente dos fluxos de caixa futuros, calculado com base na taxa de desconto de referência na data do reconhecimento inicial (6,9%), a serem recebidos pela venda da energia no ACR, foi reconhecida como ativo financeiro.

NOTA 10 – DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Fiscais e previdenciárias	68.546	75.136	69.383	75.945
Cíveis	22.388	18.784	23.030	19.318
Trabalhistas	5.165	4.726	5.308	4.832
	96.099	**98.646**	**97.721**	**100.095**

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 27.223 (R$ 21.650 em 31.12.2017), na controladora e no consolidado, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

NOTA 11 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017
Participações societárias permanentes		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial		
Equivalência patrimonial (b)	10.436.421	7.445.053
Mais valia na aquisição de investimentos (c)	63.488	68.016
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (d.8)	40.828	10.684
	10.540.737	**7.523.753**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Saldos em 31.12.2017	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2018
ECP	**2.572.787**	1.430.049	(184.431)	300.587	(56.400)	-	**4.062.592**
Pampa Sul	**1.762.593**	477.847	-	115.748	-	4.489	**2.360.677**
CEE	**1.066.881**	-	-	190.623	(145.896)	-	**1.111.608**
Jaguara	**869.064**	90	-	167.548	(32.024)	-	**1.004.678**
Miranda	**591.393**	90	-	121.003	(21.136)	-	**691.350**
EBC	**280.613**	-	-	204.406	(275.000)	-	**210.019**
Itasa	**247.371**	-	-	9.187	(14.011)	-	**242.547**
Lages	**38.302**	-	-	15.259	(15.690)	-	**37.871**
ENGIE Solar	**7.156**	36.310	-	(2.663)	-	(108)	**40.695**
ECV	**5.302**	18.970	-	(5.034)	-	-	**19.238**
Diamante	**1**	562.431	-	186.242	(102.118)	-	**646.556**
ENGIE Trading	**-**	5.000	-	-	-	-	**5.000**
Outros	**3.590**	1	(1)	-	-	-	**3.590**
	7.445.053	**2.530.788**	**(184.432)**	**1.302.906**	**(662.275)**	**4.381**	**10.436.421**

	Saldos em 31.12.2016	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2017
ECP	**1.989.942**	648.617	(150.000)	260.810	(191.000)	14.418	**2.572.787**
Pampa Sul	**833.924**	875.826	-	73.644	-	(20.801)	**1.762.593**
CEE	**1.100.780**	-	-	135.154	(169.053)	-	**1.066.881**
Jaguara	**-**	854.319	-	16.292	(1.547)	-	**869.064**
Miranda	**-**	582.573	-	9.746	(926)	-	**591.393**
EBC	**136.806**	-	-	162.391	(18.584)	-	**280.613**
Itasa	**254.655**	-	-	10.788	(18.072)	-	**247.371**
Lages	**42.985**	-	-	17.784	(22.467)	-	**38.302**
ENGIE Solar	**1.027**	8.012	-	(1.883)	-	-	**7.156**
ECV	**4.403**	600	-	299	-	-	**5.302**
Diamante	**-**	1	-	-	-	-	**1**
Outros	**3.589**	1	-	-	-	-	**3.590**
	4.368.111	**2.969.949**	**(150.000)**	**685.025**	**(421.649)**	**(6.383)**	**7.445.053**

Os recursos decorrentes de aumento de capital nas controladas ECP e Pampa Sul em 2018 foram destinados, principalmente, às construções dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas e da Usina Termelétrica Pampa Sul.

Em janeiro de 2018, a Companhia aumentou o capital social da Diamante, substancialmente, pela integralização do ativo imobilizado e dos estoques do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

A redução de capital social ocorrida em 2018 na controlada ECP se deu, principalmente, em função da liberação de financiamento em 2018 para as empresas dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Santa Mônica e da Usina Fotovoltaica Assú V, as quais vinham financiando a construção de suas usinas com capital próprio até a liberação do financiamento.

b.1) Informações das principais subsidiárias

	31.12.2018						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	3.352.642	5.684.076	1.762.516	4.066.983	597.436	301.633	**99,99**
Pampa Sul	600.000	2.800.818	667.612	2.360.677	-	115.748	**99,99**
CEE	920.380	2.309.227	1.197.619	1.111.608	543.622	190.623	**99,99**
Jaguara	854.409	2.258.057	1.253.379	1.004.678	430.087	167.548	**99,99**
Miranda	582.663	1.430.063	738.713	691.350	281.349	121.003	**99,99**
EBC	4.200	614.942	404.923	210.019	4.592.918	204.406	**99,99**
Itasa	510.135	535.116	37.584	497.532	166.359	18.845	**48,75**
Lages	30.530	40.496	2.625	37.871	62.306	15.259	**99,99**
ENGIE Solar	29.611	73.909	33.214	40.695	37.150	(2.663)	**99,99**
ECV	23.970	31.169	11.931	19.238	30.781	(5.034)	**99,99**
Diamante	785.247	1.042.725	396.169	646.556	668.383	186.242	**99,99**

	31.12.2017						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	2.107.024	3.216.427	723.272	2.576.918	403.327	261.957	**99,99**
Pampa Sul	600.000	1.695.329	42.834	1.762.593	-	73.644	**99,99**
CEE	920.380	2.357.189	1.290.308	1.066.881	479.169	135.154	**99,99**
Jaguara	854.319	2.201.594	1.332.530	869.064	31.836	16.292	**99,99**
Miranda	582.573	1.378.898	787.505	591.393	19.520	9.746	**99,99**
EBC	4.200	649.007	368.394	280.613	3.685.073	162.391	**99,99**
Itasa	510.135	547.936	40.508	507.428	168.195	22.129	**48,75**
Lages	30.530	40.867	2.565	38.302	45.689	17.784	**99,99**
ENGIE Solar	39	25.920	11.608	14.312	26.912	(3.766)	**50,00**
ECV	5.000	5.306	4	5.302	-	299	**99,99**

Acionista não controlador

A participação do acionista não controlador da Ibitiúva, em 2018, no patrimônio líquido e no lucro líquido da ECP acima apresentados é de R$ 4.391 e R$ 1.046 (R$ 4.131 e R$ 1.147 em 2017), respectivamente.

Juros capitalizados

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e de debêntures para aplicação na construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I, Santa Mônica e Umburanas, e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP, e da Usina Termelétrica Pampa Sul. Os juros sobre essas dívidas foram capitalizados nos ativos em construção nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora.

O total dos montantes capitalizados nas controladas diretas ECP e Pampa Sul, até 31.12.2018, foi de R$ 145.423 e R$ 227.471 (R$ 83.763 e R$ 110.098 em 2017), respectivamente. No exercício de 2018, os juros capitalizados nessas controladas foram de R$ 61.660 e R$ 117.373 (R$ 33.714 e R$ 74.753 em 2017), respectivamente. No quadro acima, os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (Prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos anteriormente.

c) "Mais valia" na aquisição de investimentos – Controladora

Nesta rubrica está registrada, substancialmente, a "mais valia" (direitos de concessão e direitos adquiridos) paga na aquisição da controlada direta CEE, que tem 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 definida com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa, obtidas por meio de avaliações econômico-financeiras. Essa "mais valia" está sendo amortizada de forma linear pelo prazo do contrato de concessão da usina, visto que os benefícios econômicos decorrentes das aquisições destes investimentos ocorrerão ao longo deste prazo. Em 2018 e 2017, o montante amortizado foi de R$ 3.341.

d) Informações sobre as subsidiárias

d.1) 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 345,0 MW. Em novembro de 2014, a empresa comercializou, em leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos. A construção da usina teve início em 2015 e a operação comercial está prevista para ser iniciada no segundo trimestre de 2019.

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

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia ("Ceste") e líder do consórcio, criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA).

d.3) Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")

A Jaguara é detentora da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada no município de Rifaina (SP), com capacidade instalada de 424,0 MW. A outorga para a geração de energia elétrica da Usina em regime de cotas foi adquirida pela ENGIE Brasil Energia no Leilão de Concessões não Prorrogadas realizado pela Aneel em 27.09.2017.

d.4) Companhia Energética Miranda ("Miranda")

A Miranda é detentora da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no município de Indianópolis (MG), com capacidade instalada de 408,0 MW. A outorga para a geração de energia elétrica da Usina em regime de cotas também foi adquirida pela ENGIE Brasil Energia no Leilão acima mencionado.

d.5) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")

A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de quaisquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. As vendas da Companhia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) normalmente são concentrados na EBC.

d.6) Itá Energética S.A. ("Itasa") – operação em conjunto

A ENGIE Brasil Energia mantém uma operação em conjunto na Itasa, 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), por meio de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a ENGIE Brasil Energia com 39,5%.

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 ela possui personalidade jurídica própria.

BALANÇO PATRIMONIAL	31.12.2018	31.12.2017
ATIVO		
Ativo circulante	51.701	36.070
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	25.840	27.460
Imobilizado	457.567	484.396
Intangível	8	10
TOTAL	**535.116**	**547.936**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	30.450	37.036
Passivo não circulante	7.134	3.472
Patrimônio líquido	497.532	507.428
TOTAL	**535.116**	**547.936**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	31.12.2018	31.12.2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**166.359**	**168.195**
CUSTOS DA ENERGIA VENDIDA	**(134.451)**	**(131.399)**
LUCRO BRUTO	**31.908**	**36.796**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas gerais e administrativas	(3.483)	(3.899)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**28.425**	**32.897**
Resultado financeiro	**(125)**	**338**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**28.300**	**33.235**
Imposto de renda e contribuição social	(9.455)	(11.106)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**18.845**	**22.129**

d.7) Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")

A Lages é uma termelétrica, localizada no município de Lages (SC), que utiliza um turbo gerador a vapor de 28,0 MW que consome resíduos de madeira como combustível.

d.8) ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("ENGIE Solar")

A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, a venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5,0 MW.

Em agosto de 2018, a Companhia concluiu o processo de aquisição do controle da ENGIE Solar. A aquisição da controlada ocorreu em estágios, tendo sido iniciada em abril de 2016 pela compra de 50% do capital social da investida. O montante total da aquisição foi de R$ 59.437, a saber: (i) R$ 24.276 – aquisição de 50% do capital social em abril de 2016; mediante subscrição de capital e ágio na subscrição de ações; e (ii) R$ 35.161 – aquisição dos 50% do capital social remanescente, concluída em agosto de 2018.

A Companhia está realizando o processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos para fazer as devidas alocações no balanço de aquisição conforme as regras de combinação de negócios. Com base em análises preliminares, a diferença entre o valor pago para aquisição de controle e o valor justo dos ativos e passivos adquiridos, mensurado inicialmente por montante equivalente ao valor de livros, foi alocada na rubrica "Ágio por expectativa de rentabilidade futura", no montante de R$ 40.828.

d.9) ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ENGIE Varejista")

A ENGIE Varejista 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. Em dezembro de 2017, a CCEE habilitou a operação comercial da ENGIE Varejista. 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.10) Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante")

Localizada no município de Capivari de Baixo (SC), detém o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que é constituído por sete grupos geradores, agrupados em três usinas: Jorge Lacerda A, com duas unidades geradoras de 50 MW e duas de 66 MW cada, Jorge Lacerda B, com duas unidades de 131 MW cada e, Jorge Lacerda C, com uma unidade geradora de 363 MW, totalizando 857 MW. A garantia física para comercialização da sua energia é de 649,9 MW médios e sua autorização para funcionamento tem vigência até 2028.

d.11) 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 31.12.2018.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
Projeto Umburanas	1.275.817	1.286.394	111.084	1.175.310	230	(2.229)	99,99
CECL[5]	1.236.470	2.267.227	987.403	1.279.824	117.766	52.337	99,99
EEN	187.983	597.103	271.026	326.077	117.018	45.195	99,99
EEC	179.903	537.890	315.014	222.876	115.434	33.151	99,99
Projeto Assú	126.301	223.157	86.451	136.706	21.660	10.372	99,99
Ferrari	87.640	192.324	55.952	136.372	113.526	58.266	99,99
Tupan	58.879	68.504	276	68.228	25.461	18.254	99,99
Ibitiúva	38.501	108.460	20.636	87.824	33.565	20.925	95,00
Hidropower	33.393	53.074	459	52.615	21.780	14.795	99,99
CESA[6]	1.964	587	-	587	-	(507)	99,99
ENGIE Transmissão	41.841	48.568	5.301	43.267	47.698	1.426	99,99
Outros	10	10	-	10	-	-	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 12 – Imobilizado.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2018, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 344.013 (R$ 243.039 em 31.12.2017), dos quais R$ 15.696 referem-se a mais valia na aquisição do Projeto Umburanas.

- Projeto Umburanas

Em 2017, a Companhia adquiriu, por meio de sua controlada direta ECP, a totalidade do capital social das empresas que compõem o Projeto Umburanas, localizado no estado da Bahia. O Projeto é composto pelo direito de implantação e de operação de um potencial eólico com capacidade instalada de 605,0 MW, dos quais 360,0 MW deverão ser implementados até meados de 2019. O total de 257,5 MW de capacidade instalada será destinado ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) e os demais 102,5 MW foram comercializados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os 245,0 MW remanescentes permanecerão no portfólio da Companhia para desenvolvimento futuro.

O fechamento da operação ocorreu em 24.11.2017, ao preço ajustado de aquisição de R$ 16.938. A Companhia concluiu, em 2018, a alocação do valor justo apurado de R$ 17.528, dos quais R$ 1.798 foram alocados no imobilizado e R$ 15.696 no ativo intangível. O valor justo reconhecido no intangível é decorrente dos contratos de venda de energia adquiridos em conjunto com as SPE. A diferença entre o valor pago e o valor justo dos ativos líquido, no montante de R$ 590, foi reconhecida como compra vantajosa no resultado da Companhia, na rubrica de "Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas".

[5] Conjunto Eólico Campo Largo.

[6] Conjunto Eólico Santo Agostinho.

A seguir, algumas informações financeiras das empresas que compõem o Projeto Umburanas, referentes ao exercício findo em 31.12.2018.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Prejuízo	Participação (%)
Umburanas 1	146.403	143.994	18.509	125.485	-	(204)	99,99
Umburanas 6	94.843	97.346	9.808	87.538	51	(131)	99,99
Umburanas 15	89.460	95.559	6.314	89.245	-	(204)	99,99
Umburanas 12	87.571	93.821	6.446	87.375	-	(181)	99,99
Umburanas 14	80.501	86.000	5.701	80.299	-	(191)	99,99
Umburanas 16	79.899	85.991	6.139	79.852	179	(28)	99,99
Umburanas 7	76.977	66.561	4.773	61.788	-	(77)	99,99
Umburanas 10	67.670	73.039	5.545	67.494	-	(159)	99,99
Umburanas 8	69.182	71.326	5.441	65.885	-	(77)	99,99
Umburanas 5	63.703	55.878	5.355	50.523	-	(74)	99,99
Umburanas 4	63.452	55.682	4.623	51.059	-	(108)	99,99
Umburanas 3	61.552	52.853	5.352	47.501	-	(82)	99,99
Umburanas 2	55.843	49.779	6.548	43.231	-	(74)	99,99
Umburanas 18	54.035	58.112	4.242	53.870	-	(153)	99,99
Umburanas 9	54.001	57.756	3.903	53.853	-	(137)	99,99
Umburanas 11	42.496	47.507	5.097	42.410	-	(75)	99,99
Umburanas 13	26.718	28.837	2.244	26.593	-	(106)	99,99
Bela Vista XV	61.511	66.353	5.044	61.309	-	(167)	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 12 – Imobilizado.

- Conjunto Eólico Campo Largo ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 656,7 MW, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), que serão desenvolvidos em etapas.

O conjunto é composto por 2 *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em 11 SPE cada uma, adquiridas entre os anos de 2013 e 2014. O montante total da aquisição 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.

Ao longo de 2018, todos os 11 parques eólicos pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, iniciaram a operação comercial (Nota 1 – Contexto Operacional). A seguir, algumas informações financeiras das controladas do CECL – Fase I, referentes ao exercício findo em 31.12.2018.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)	Início operação
CLWP I	123.026	221.379	93.849	127.530	11.366	5.448	99,99	20.09.2018
CLWP II	86.317	188.333	103.559	84.774	953	(1.098)	99,99	21.12.2018
CLWP III	110.980	200.956	83.191	117.765	16.732	7.894	99,99	22.08.2018
CLWP IV	101.038	190.750	81.918	108.832	18.425	9.041	99,99	22.08.2018
CLWP V	104.125	193.418	87.284	106.134	6.989	2.640	99,99	31.10.2018
CLWP VI	103.532	191.605	86.842	104.763	5.041	1.789	99,99	02.11.2018
CLWP VII	147.631	262.319	102.535	159.784	26.370	13.858	99,99	04.07.2018
CLWP XV	95.527	182.090	85.881	96.209	3.824	1.157	99,99	23.11.2018
CLWP XVI	135.490	231.474	90.773	140.701	11.958	6.175	99,99	28.09.2018
CWLP XXI	116.999	207.547	87.369	120.178	9.361	3.885	99,99	06.10.2018
CLWP XVIII	97.014	184.673	85.530	99.143	6.747	2.754	99,99	31.10.2018

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 12 – Imobilizado.

- 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 Conjunto Eólico Trairí, no estado do Ceará. A seguir algumas informações financeiras das controladas da EEN, referentes ao exercício findo em 31.12.2018.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Mundaú	52.128	123.742	63.844	59.898	25.410	7.200	99,99
Fleixeiras I	43.391	125.982	71.637	54.345	31.441	10.280	99,99
Guajiru	40.068	125.656	69.256	56.400	33.226	14.129	99,99
Trairí	36.554	107.556	59.328	48.228	26.941	9.726	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 12 – Imobilizado.

- 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 Conjunto Eólico Santa Mônica, no estado do Ceará. A seguir algumas informações financeiras relativas ao exercício findo em 31.12.2018 das controladas da EEC.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Ouro Verde	60.420	161.806	94.617	67.189	31.276	7.800	99,99
Estrela	48.621	164.712	102.581	62.131	35.499	9.451	99,99
Cacimbas	34.727	104.145	59.529	44.616	26.033	9.309	99,99
Santa Mônica	29.118	99.991	58.262	41.729	22.626	6.814	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 12 – Imobilizado.

- Projeto Assú

Em 2015 e 2016, a controlada direta ECP adquiriu projetos de implantação de cinco usinas fotovoltaicas, no município de Assú (RN), com capacidade instalada potencial de 183 MW. Em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada direta Assú V, desenvolveu um dos projetos adquiridos, e comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva (LER), promovido pela Aneel, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 01.11.2018. A Usina Fotovoltaica Assú V iniciou a operação comercial em dezembro de 2017.

- Conjunto Eólico Santo Agostinho ("CESA")

Em agosto de 2014, a controlada direta ECP adquiriu os direitos de desenvolvimento do CESA, localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN), o qual é composto por 24 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de 600,0 MW de capacidade instalada.

O processo de aquisição do CESA foi concluído em 2016. 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.

- ENGIE Transmissão

A ENGIE Transmissão tem por objeto social a transmissão de energia elétrica e foi constituída para participar do Leilão de Transmissão n° 02/2017, realizado pela Aneel em 15.12.2017.

O empreendimento, intitulado "Projeto Gralha Azul", terá investimento aproximado de R$ 2 bilhões e compreenderá, aproximadamente, 1.000 km de linhas de transmissão na região centro-sul paranaense com a construção de cinco subestações e dez linhas de transmissão, que irão percorrer 25 municípios.

O prazo da concessão do serviço público de transmissão, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão será de 30 anos, contados da data de assinatura do contrato, ocorrida em 08.03.2018.

NOTA 12 – IMOBILIZADO

a) Composição

	Taxa média de depreciação	Controladora					
		31.12.2018			31.12.2017		
		Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço							
Reservatórios, barragens e adutoras	3,1%	5.109.943	(3.158.818)	1.951.125	5.086.548	(3.021.797)	2.064.751
Edificações e benfeitorias	2,3%	1.287.160	(784.639)	502.521	1.523.726	(995.050)	528.676
Máquinas e equipamentos	3,6%	4.161.375	(2.408.876)	1.752.499	7.059.454	(4.788.170)	2.271.284
Móveis e utensílios	6,3%	6.929	(4.181)	2.748	9.768	(5.882)	3.886
Veículos	14,3%	1.933	(1.581)	352	3.146	(2.373)	773
Obrigações especiais		(50.539)	4.841	(45.698)	(50.905)	3.068	(47.837)
		10.516.801	**(6.353.254)**	**4.163.547**	**13.631.737**	**(8.810.204)**	**4.821.533**
Em curso							
Reservatórios, barragens e adutoras		788	-	788	4.151	-	4.151
Edificações e benfeitorias		3.710	-	3.710	10.099	-	10.099
Máquinas e equipamentos		82.771	-	82.771	188.972	-	188.972
Adiantamentos a fornecedores		28.113	-	28.113	13.129	-	13.129
Aquisições a ratear		9.578	-	9.578	5.919	-	5.919
		124.960	**-**	**124.960**	**222.270**	**-**	**222.270**
		10.641.761	**(6.353.254)**	**4.288.507**	**13.854.007**	**(8.810.204)**	**5.043.803**

	Taxa média de depreciação	Consolidado					
		31.12.2018			31.12.2017		
		Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço							
Reservatórios, barragens e adutoras	3,8%	7.097.445	(3.751.594)	3.345.851	7.070.044	(3.539.470)	3.530.574
Edificações e benfeitorias	2,6%	1.877.043	(1.089.580)	787.463	1.837.298	(1.105.844)	731.454
Máquinas e equipamentos	4,1%	11.389.360	(5.264.505)	6.124.855	9.824.789	(5.444.387)	4.380.402
Móveis e utensílios	6,3%	10.810	(6.191)	4.619	10.564	(6.220)	4.344
Veículos	14,3%	5.147	(3.886)	1.261	4.636	(3.465)	1.171
Obrigações especiais		(51.030)	4.987	(46.043)	(51.030)	3.068	(47.962)
		20.328.775	**(10.110.769)**	**10.218.006**	**18.696.301**	**(10.096.318)**	**8.599.983**
Em curso							
Reservatórios, barragens e adutoras		117.788	-	117.788	113.713	-	113.713
Edificações e benfeitorias		340.129	-	340.129	314.503	-	314.503
Máquinas e equipamentos		1.883.743	-	1.883.743	1.291.572	-	1.291.572
Adiantamentos a fornecedores		1.373.386	-	1.373.386	826.630	-	826.630
Aquisições a ratear		702.415	-	702.415	531.707	-	531.707
		4.417.461	**-**	**4.417.461**	**3.078.125**	**-**	**3.078.125**
		24.746.236	**(10.110.769)**	**14.635.467**	**21.774.426**	**(10.096.318)**	**11.678.108**

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 31.12.2016	**2.203.596**	**564.765**	**2.204.840**	**5.344**	**310.265**	**(12.238)**	**5.276.572**
Ingressos	-	-	-	-	224.471	(37.374)	187.097
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	2.189	-	2.189
Constituição de *impairment*	-	-	(12.472)	-	-	-	(12.472)
Reversão de *impairment*	-	-	20.047	-	-	-	20.047
Transferências	(1.968)	5.420	309.392	36	(314.655)	1.775	-
Baixas	-	-	(18.902)	(46)	-	-	(18.948)
Depreciação	(136.877)	(41.509)	(231.621)	(675)	-	-	(410.682)
Saldos em 31.12.2017	**2.064.751**	**528.676**	**2.271.284**	**4.659**	**222.270**	**(47.837)**	**5.043.803**
Ingressos	-	-	-	-	59.373	-	59.373
Aporte de capital com ativos	(2.055)	(13.599)	(351.415)	(2.557)	(125.043)	228	(494.441)
Ativo mantido para venda	-	-	(32.769)	(716)	(4.126)	-	(37.611)
Transferências	23.629	16.341	(14.623)	2.167	(27.514)	-	-
Baixas	(275)	(382)	(103)	(9)	-	-	(769)
Depreciação	(134.925)	(28.515)	(119.875)	(444)	-	1.911	(281.848)
Saldos em 31.12.2018	**1.951.125**	**502.521**	**1.752.499**	**3.100**	**124.960**	**(45.698)**	**4.288.507**

	Consolidado						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2016	**3.741.964**	**768.052**	**4.044.356**	**6.303**	**1.646.585**	**(12.362)**	**10.194.898**
Ingressos	-	-	-	-	1.990.794	(37.375)	1.953.419
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	169.184	-	169.184
Constituição de *impairment*	-	(622)	(15.363)	(43)	-	-	(16.028)
Reversão de *impairment*	-	-	20.047	-	-	-	20.047
Ativo mantido para venda	2.532	730	13.366	10	175	-	16.813
Transferências	1.481	17.428	707.744	185	(728.613)	1.775	-
Baixas	-	-	(29.928)	(47)	-	-	(29.975)
Depreciação	(215.403)	(54.134)	(359.820)	(893)	-	-	(630.250)
Saldos em 31.12.2017	**3.530.574**	**731.454**	**4.380.402**	**5.515**	**3.078.125**	**(47.962)**	**11.678.108**
Ingressos	-	-	-	-	3.314.976	-	3.314.976
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	294.297	-	294.297
Ativo mantido para venda	-	-	(32.769)	(716)	(4.126)	-	(37.611)
Transferências	26.536	102.795	2.134.474	2.006	(2.265.811)	-	-
Baixas	(275)	(3.344)	(175)	(10)	-	-	(3.804)
Depreciação	(210.984)	(43.442)	(357.077)	(915)	-	1.919	(610.499)
Saldos em 31.12.2018	**3.345.851**	**787.463**	**6.124.855**	**5.880**	**4.417.461**	**(46.043)**	**14.635.467**

Aporte de capital com ativos

Em 02.01.2018, a ENGIE Brasil Energia integralizou capital social na controlada direta Diamante, em R$ 562.431, dos quais R$ 494.441 foram mediante integralização do ativo imobilizado do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL). A transferência das usinas do CTJL à Diamante foi anuída pela Aneel em fevereiro de 2018.

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

	Controladora				
	31.12.2018				31.12.2017
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,2%	10.516.801	(6.353.254)	4.163.547	4.293.748
Termelétricas	-	-	-	-	527.785
		10.516.801	**(6.353.254)**	**4.163.547**	**4.821.533**

	Consolidado				
	31.12.2018				31.12.2017
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,5%	13.854.430	(7.319.713)	6.534.717	6.672.263
Eólicas	3,9%	2.863.411	(172.990)	2.690.421	877.520
Termelétricas	4,2%	2.575.037	(2.272.572)	302.465	527.785
Biomassa	2,6%	478.693	(190.084)	288.609	312.558
Solar	3,8%	213.956	(8.129)	205.827	-
PCH	4,1%	343.248	(147.281)	195.967	209.857
		20.328.775	**(10.110.769)**	**10.218.006**	**8.599.983**

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 estas:

	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

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2018 e 31.12.2017, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Reservatórios, barragens e adutoras	713.316	488.655	713.316	488.655
Edificações e benfeitorias	33.695	106.883	65.099	107.160
Máquinas e equipamentos	901.210	2.174.865	2.356.583	2.199.647
Móveis e utensílios	910	1.473	1.911	2.229
Veículos	760	1.367	2.002	1.912
	1.649.891	**2.773.243**	**3.138.911**	**2.799.603**

A redução apresentada no saldo totalmente depreciado da Controladora ocorre em função da transferência dos ativos de CTJL para a controlada Diamante e dos ativos de William Arjona para "Ativos não circulantes mantidos para venda".

Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas

A Administração da Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há total garantia 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 autorização.

Dessa forma, depreciam-se 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 sua renovação.

e) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da adoção das normas internacionais de contabilidade (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 as baixas do referido ajuste nos ativos não resultam em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

Os saldos consolidados do imobilizado, em 31.12.2018 e 31.12.2017, contemplam o ajuste a valor justo, líquido de depreciação e baixas, nos montantes de R$ 530.833 e R$ 575.170. A depreciação e as baixas sobre os ajustes a valor justo no exercício findo em 31.12.2018 foram de R$ 44.337 (R$ 52.409 em 31.12.2017).

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 das IFRS e dos CPC, em 01.01.2009, e foi mantido para as transações ocorridas posteriormente a essa data, de modo a conservar a consistência dos procedimentos.

O saldo das concessões e autorizações de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2018 é de R$ 583.192 (R$ 625.248, em 31.12.2017), na controladora, e de R$ 962.460 (R$ 984.227, em 31.12.2017), no consolidado.

g) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos empréstimos e financiamentos, às debêntures e às concessões a pagar são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas e, quando da conclusão da construção, transferidos para o imobilizado em serviço.

h) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

h.1) Concessões de usinas hidrelétricas

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	ENGIE Brasil Energia	1.420	733	09.1998	09.2028
UHE Salto Osório	ENGIE Brasil Energia	1.078	503	09.1998	09.2028
UHE Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia	226	113	09.1998	09.2028
UHE Itá	ENGIE Brasil Energia /Itasa	1.450	741	12.1995	10.2030
UHE Machadinho	ENGIE Brasil Energia	1.140	547	07.1997	07.2032
UHE Cana Brava	ENGIE Brasil Energia	450	261	08.1998	08.2033
UHE Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia	176	134	10.1999	09.2034
UHE São Salvador	ENGIE Brasil Energia	243	148	04.2002	04.2037
UHE Estreito	CEE	1.087	641	11.2002	11.2037
UHE Jaguara	Jaguara	424	341	11.2017	12.2047
UHE Miranda	Miranda	408	198	11.2017	12.2047

A garantia física da Usina Hidrelétrica Itá é de 740,5 MW médios (720,0 MW médios até 31.12.2017), dos quais, nos termos do Contrato de Consórcio, a Itasa tem direito a 404,1 MW médios e a ENGIE Brasil Energia 336,4 MW médios. A Companhia, direta e indiretamente, por meio da Itasa, tem direito a 564,7 MW médios (544,2 MW médios até 31.12.2017) da garantia física do empreendimento.

A Companhia possui, direta e indiretamente, nas Usinas Hidrelétricas Estreito e Machadinho, o equivalente a, respectivamente, 435,6 MW e 403,9 MW das capacidades instaladas, e 256,9 MW médios e 165,3 MW médios das garantias físicas das Usinas, valores que correspondem às suas participações como acionistas ou consorciadas.

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

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW) 7	Garantia física (MW médios)[7]	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)					
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Diamante	857	650	09.1998	09.2028
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[8]	33	20	04.2000	04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	15	10.2002	10.2032
UTE Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	36	07.2007	07.2042
Usinas termelétricas (UTE) – Em construção					
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	345	324	03.2015	03.2050
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)					
PCH Rondonópolis	Tupan	27	10	12.2002	12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	9	12.2002	12.2032
Usinas eólicas (EOL)					
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	115	55	09.2011	09.2041
Conjunto Eólico Santa Mônica	SPEs do Conjunto	98	47	01.2015	01 e 02.2045
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	80	05.2017	05.2052
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	N.A.	05.2015	N.A.
Usinas eólicas – Em construção					
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11,13,15-16,18	Umburanas Eólicas	234	142	08.2014	08.2049
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050
Usinas solares fotovoltaicas					
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	30	9	06.2016	06.2051
Cidade Azul	ENGIE Brasil Energia	3	N.A.	04.2014	N.A.

A Companhia possui 22,9 MW e 13,9 MW médios da capacidade instalada e da garantia física da UTE Ibitiúva Bioenergética, respectivamente, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

A Usina Termelétrica Alegrete teve sua autorização revogada em fevereiro de 2014, e o processo de devolução dessa Usina à União está em andamento.

h.3) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a 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.

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

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

NOTA 13 – INTANGÍVEL

a) Composição

	Período de amortização	Controladora 31.12.2018 Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Controladora 31.12.2017 Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de uso	Até 2034	88.015	(49.508)	38.507	74.150	(43.327)	30.823

	Período de amortização	Consolidado 31.12.2018 Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Consolidado 31.12.2017 Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido
Bonificação pela outorga							
Jaguara	Até 2047	620.327	(24.067)	596.260	620.327	(3.535)	616.792
Miranda	Até 2047	411.223	(15.954)	395.269	411.223	(2.327)	408.896
		1.031.550	**(40.021)**	**991.529**	**1.031.550**	**(5.862)**	**1.025.688**
Direitos de projetos							
Eólicos em operação	Até 2052	58.457	(3.694)	54.763	19.233	(2.472)	16.761
Solar Assú	Até 2051	15.194	(471)	14.723	15.194	-	15.194
Eólicos em construção / desenvolvimento		123.477	-	123.477	163.943	-	163.943
		197.128	**(4.165)**	**192.963**	**198.370**	**(2.472)**	**195.898**
Direito de uso de ativos	Até 2037	112.228	(53.171)	59.057	98.189	(45.279)	52.910
Direito de compra de energia	Até 2023	64.561	(36.093)	28.468	64.561	(30.106)	34.455
Ágio - Engie Solar		40.828	-	40.828	-	-	-
		1.446.295	**(133.450)**	**1.312.845**	**1.392.670**	**(83.719)**	**1.308.951**

a.1) Bonificação pela outorga

A diferença entre o valor pago de bonificação pela outorga e o montante registrado como ativo financeiro de concessão, conforme mencionado na Nota 9 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.2) Direito dos projetos

Os direitos dos projetos mencionados no demonstrativo acima 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.

a.3) Ágio – ENGIE Solar

Conforme mencionado na Nota 11 – Investimentos, em 10.08.2018, a Companhia concluiu o processo de aquisição do controle da ENGIE Solar. No consolidado, a Companhia alocou o ágio por expectativa de rentabilidade futura decorrente da aquisição, na rubrica de "Intangível", conforme as regras de combinação de negócios.

b) Mutação

	Consolidado					
	Bonificação pela outorga	Direitos de projetos	Direitos de uso de ativos	Direito de compra de energia	Ágio por expectativa de rentabilidade futura	Total
Saldos em 31.12.2016	**-**	**172.989**	**39.054**	**40.471**	**-**	**252.514**
Ingresso	-	-	19.932	-	-	19.932
Bonificação pela outorga de Jaguara e Miranda	1.031.550	-	-	-	-	1.031.550
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	23.652	-	-	-	23.652
Amortização	(5.862)	(743)	(6.076)	(6.016)	-	(18.697)
Saldos em 31.12.2017	**1.025.688**	**195.898**	**52.910**	**34.455**	**-**	**1.308.951**
Ingresso	-	-	13.981	-	-	13.981
Combinação de negócios	-	-	-	-	40.828	40.828
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	(1.242)	-	-	-	(1.242)
Amortização	(34.159)	(1.693)	(7.834)	(5.987)	-	(49.673)
Saldos em 31.12.2018	**991.529**	**192.963**	**59.057**	**28.468**	**40.828**	**1.312.845**

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

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização.

Em 31 de dezembro de 2018 não foram identificadas evidências de ativos intangíveis com custos registrados superiores aos seus valores de recuperação

NOTA 14 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Energia elétrica comprada	399.497	101.237	207.553	224.593
Transações no mercado de curto prazo	1.351	-	712	272
Operações de *trading*	-	-	57.004	-
Combustíveis fósseis e biomassa	-	207.315	47.831	208.220
Encargos de uso da rede elétrica	30.580	34.632	49.436	42.228
Fornecedores de materiais e serviços	33.577	51.985	72.590	64.838
Fornecedores de imobilizado	1.729	13.603	153.345	77.245
	466.734	**408.772**	**588.471**	**617.396**

NOTA 15 – GERENCIAMENTO DE RISCOS 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 destes fatores de risco:

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, de índices de preços e de moedas e preços de energia nas operações de *trading*.

Esses 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, exceto pelas operações de *trading* de energia, as quais estão descritas no item "a.4" desta nota.

Não houve qualquer mudança na exposição da Companhia aos riscos de mercado ou na administração e mensuração desses riscos no ano de 2018, exceto pelas operações de *trading* que a Companhia passou a transacionar a partir de janeiro de 2018.

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

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 a índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor, exceto as operações de *trading*, 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 as obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária, caso das dívidas vinculadas ao CDI.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, 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. Dessa forma, as dívidas contratadas vinculadas à TJLP tendem a estar protegidas pelos contratos de energia mencionados anteriormente. Ressalta-se que, nos contratos assinados até 31.12.2018, 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 31.12.2018, a Companhia não mantinha nenhum compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de *hedge*.

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Posição ativa				
Hedge de valor justo sobre empréstimos e debêntures	247.878	18.207	259.549	18.207
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	50	-
	247.878	**18.207**	**259.599**	**18.207**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	-	3.933	3.135	3.933
Ativo não circulante	247.878	14.274	256.464	14.274
	247.878	**18.207**	**259.599**	**18.207**
Posição passiva				
Hedge de valor justo sobre empréstimos e debêntures	(37.599)	-	(37.599)	-
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	(638)	(1.944)
	(37.599)	**-**	**(38.237)**	**(1.944)**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante[9]	(5.020)	-	(5.658)	(1.944)
Passivo não circulante[9]	(32.579)	-	(32.579)	-
	(37.599)	**-**	**(38.237)**	**(1.944)**
Posição líquida	**210.279**	**18.207**	**221.362**	**16.263**

Operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos e debêntures

A Companhia contratou operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras das instituições financeiras concedentes dos empréstimos em dólar norte-americano para a proteção dos fluxos de pagamentos futuros do principal e de juros, inclusive o imposto de renda incidente sobre eles, contra as oscilações cambiais.

Adicionalmente, em 19.12.2018, as controladas diretas Jaguara e Miranda, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros do principal e juros das debêntures, contra a variação da taxa DI, contrataram operações de *swap* com o Banco Itaú BBA.

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. Dessa forma, tanto os empréstimos e debêntures objeto do *hedge* quanto o instrumento de *hedge* (*swap*) são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos em seus resultados da variação cambial sobre os empréstimos da ENGIE Brasil Energia e da variação do CDI sobre as debêntures de Jaguara e Miranda.

[9] Apresentado como parte da rubrica "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

Em 31.12.2018, os valores dos empréstimos, das debêntures e dos *swaps* avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros[10]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
Controladora:							
HSBC France VI	US$ 100.000	10.2020	Semestrais	8,459% a.a.	329.775	10.926	340.701
Swap	R$ 325.080	10.2020	Semestrais	103,0% do CDI	(328.436)	693	(327.743)
BNP	US$ 100.000	04.2020	Semestrais	3,684% a.a.	390.691	(2.342)	388.349
Swap	R$ 339.030	04.2020	Semestrais	102,0% do CDI	(343.600)	310	(343.290)
Bank of Tokyo III	US$ 100.000	04.2021	Semestrais	3,998% a.a.	390.665	1.000	391.665
Swap	R$ 370.080	04.2021	Semestrais	103,0% do CDI	(374.734)	372	(374.362)
Bank of Tokyo IV	US$ 100.000	04.2020	Semestrais	3,712% a.a.	390.436	(638)	389.798
Swap	R$ 370.080	04.2020	Semestrais	101,0% do CDI	(374.616)	263	(374.353)
Scotiabank II	US$ 100.000	04.2021	Semestrais	3,798% a.a.	390.055	(3.061)	386.994
Swap	R$ 342.000	04.2021	Semestrais	102,0% do CDI	(345.625)	543	(345.082)
Scotiabank I	US$ 200.000	11.2022	Semestrais	3,3710% a.a.	778.632	(10.055)	768.577
Swap	R$ 650.180	11.2022	Semestrais	IPCA + 5,2% a.a.	(685.804)	(5.171)	(690.975)
Subtotal					**217.439**	**(7.160)**	**210.279**
Controladas							
Jaguara							
Itaú BBA	R$ 483.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	473.828	7.044	480.872
Swap	R$ 483.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(473.437)	(227)	(473.664)
Miranda							
Itaú BBA	R$ 299.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	293.084	4.361	297.445
Swap	R$ 299.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(292.841)	(141)	(292.982)
Subtotal					**634**	**11.037**	**11.671**
Posição em 31.12.2018					**218.073**	**3.877**	**221.950**

Segue abaixo a mutação do ajuste a valor justo apresentado no quadro acima:

	Controladora	Consolidado
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	10.246	10.246
Saldos em 31.12.2017	**10.246**	**10.246**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(17.406)	(6.369)
Saldos em 31.12.2018	**(7.160)**	**3.877**

[10] As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior.

Mutação líquida das operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos e debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo em 31.12.2016	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Juros	(5.749)	(3.337)	(9.086)	(5.749)	(3.337)	(9.086)
Variações cambiais	5.627	11.420	17.047	5.627	11.420	17.047
Ajuste a valor justo	4.055	6.191	10.246	4.055	6.191	10.246
Ativo em 31.12.2017	**3.933**	**14.274**	**18.207**	**3.933**	**14.274**	**18.207**
Juros	(65.370)	-	(65.370)	(64.737)	-	(64.737)
Variações cambiais	144	320.650	320.794	144	320.650	320.794
Ajuste a valor justo	-	(17.406)	(17.406)	2.452	(8.821)	(6.369)
Transferências	102.219	(102.219)	-	102.218	(102.218)	-
Amortização de principal	(84.140)	-	(84.140)	(84.140)	-	(84.140)
Amortização de juros	38.194	-	38.194	38.195	-	38.195
(Passivo) Ativo em 31.12.2018	**(5.020)**	**215.299**	**210.279**	**(1.935)**	**223.885**	**221.950**

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, das concessões a pagar e do ativo financeiro de concessão expostos a riscos da variação de taxas de juros e índices flutuantes.

O cenário-base provável para o ano de 2019 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil).

	Variação	Cenário Provável	Sensibilidade		
Risco de variação das taxas de juros e índices	2018	2019	Provável	Δ + 25% (*)	Δ + 50% (*)
TJLP	6,7%	7,0%	0,3 p.p.	1,8 p.p.	3,5 p.p.
CDI	6,5%	7,1%	0,6 p.p.	1,9 p.p.	3,8 p.p.
IPCA	3,7%	4,0%	0,3 p.p.	1,0 p.p.	2,0 p.p.
IGP-M	7,5%	4,3%	-3,2 p.p.	1,1 p.p.	2,2 p.p.

(*) Variações sobre o cenário provável de 2019.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices do ano de 2018 e os previstos no cenário provável para 2019, e demonstram os eventuais impactos adicionais no resultado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e 50% sobre o cenário provável para 2019. As variações que poderão impactar o resultado, e, consequentemente, o patrimônio líquido consolidados de 2019, em comparação com o ano de 2018, caso tais cenários se materializem, são estas:

	Saldos em 31.12.2018	Sensibilidade		
		Provável	Δ + 25%	Δ + 50%
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
TJLP	3.321.430	(8.645)	(59.109)	(119.102)
CDI (Empréstimos com *swap* para o CDI)	1.897.507	(11.256)	(32.024)	(64.300)
IPCA (Empréstimo com *swap* para o IPCA)	768.577	(1.873)	(7.100)	(14.200)
IPCA	195.478	(484)	(1.836)	(3.672)
Debêntures				
IPCA	2.632.489	(7.392)	(28.027)	(56.051)
IPCA (Debêntures com *swap* para o IPCA)	778.317	(1.999)	(7.576)	(15.149)
Concessões a pagar				
IGP-M	2.250.616	105.463	(25.539)	(51.079)
IPCA	599.853	(1.523)	(5.795)	(11.590)
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	2.595.110	**8.409**	**(27.768)**	**(55.536)**
Total		**80.700**	**(194.774)**	**(390.679)**

a.4) Risco relacionado ao preço de energia nas operações de *trading*

A partir de janeiro de 2018, a Companhia ingressou no mercado de *trading*, com o objetivo de auferir resultados com as variações de preço de energia, dentro dos limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração, expondo a Companhia ao risco de preço desta *commodity*.

Posição patrimonial e ganhos não realizados em operações de *trading* de energia, líquidos

As operações de *trading* são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das contratações em aberto na data do balanço.

Este valor justo é estimado, em grande parte, nas cotações de preço utilizadas no mercado ativo de balcão, na medida em que tais dados observáveis de mercado existam, e, em menor parte, pelo uso de técnicas de avaliação que consideram preços estabelecidos nas operações de compra e venda e preços de mercado projetados por entidades especializadas, no período de disponibilidade destas informações. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em 31.12.2018, foi de 7,1%.

Os saldos patrimoniais, referentes às transações de *trading* em aberto em 31.12.2018, estão abaixo apresentados.

	Consolidado		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial			
Circulante	116.202	(98.047)	18.155
Não circulante	44.429	(19.395)	25.034
	160.631	**(117.442)**	**43.189**

Análise de sensibilidade sobre as operações de *trading*

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços de mercado da energia. Os cenários para análise de sensibilidade para este fator são elaborados utilizando dados de mercado e fontes especializadas.

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando a elevação de 25% e 50% nos preços futuros, aplicados sobre as curvas de mercado de 31.12.2018. Os resultados obtidos são estes:

	Consolidado		
	31.12.2018	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Ganhos (perdas) não realizados em operações de *trading*	43.189	19.581	(4.027)

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de *trading* em aberto, a qual é inferior a três anos, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

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 cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos e notas promissórias, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social e as reservas de lucros. A relação da dívida líquida pelo patrimônio líquido foi esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Dívida[11]	4.390.300	2.892.023	9.498.284	6.738.209
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(9.915)	(9.095)	(226.210)	(225.516)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.282.395)	(1.305.015)	(2.415.792)	(1.930.070)
Dívida líquida	**3.097.990**	**1.577.913**	**6.856.282**	**4.582.623**
Patrimônio líquido	**6.316.186**	**6.830.594**	**6.320.577**	**6.834.725**
Endividamento líquido	**0,5**	**0,2**	**1,1**	**0,7**

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 aceleração do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos e debêntures com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis às operações dessa natureza, relacionadas ao atingimento de indicadores de desempenho financeiro. Caso a Companhia não atenda a alguma destas cláusulas, as dívidas poderão ter seus respectivos vencimentos adiantados. Em 31.12.2018, a Companhia cumpriu todas as cláusulas restritivas de seus contratos (Nota 16 – Empréstimos e financiamentos e Nota 17 – Debêntures e notas promissórias).

d) 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.

d.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras, inclusive os relativos ao mercado regulado (CCEAR), a Companhia minimiza o seu risco de crédito por meio 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, por meio 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.

[11] Composta por empréstimos – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos, debêntures e notas promissórias.

d.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 CDB 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 a estes 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 31.12.2018, 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.

d.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.

Conforme anteriormente mencionado, as principais operações de *hedge* contratadas pela Companhia foram os *swaps* para proteção contra a variação cambial e do CDI dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólar norte-americano e das debêntures de Jaguara e Miranda com atualização pelos CDI, respectivamente.

e) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Comitê Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, por meio 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 nas obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2018. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e 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	466.734	-	-	-	466.734
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[12]	278.348	2.071.250	789.355	-	3.138.953
Debêntures	94.636	282.542	489.242	1.354.814	2.221.234
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	1.679	3.240	1.778	8	6.705
Concessões a pagar	83.833	348.344	516.275	5.067.448	6.015.900
	925.230	**2.705.376**	**1.796.650**	**6.422.270**	**11.849.526**

	Consolidado				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	588.471	-	-	-	588.471
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[12]	735.856	3.017.339	1.652.787	2.949.622	8.355.604
Debêntures e notas promissórias[12]	367.219	855.099	1.068.078	2.255.129	4.545.525
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	6.015	3.593	1.778	8	11.394
Concessões a pagar	90.001	360.659	528.590	5.154.172	6.133.422
	1.787.562	**4.236.690**	**3.251.233**	**10.358.931**	**19.634.416**

O ativo financeiro de concessão das UHEs Jaguara e Miranda não possui risco de liquidez, uma vez que está relacionado à parcela de energia destinada ao ACR, no Sistema de Cota de Garantia Física, cujo pagamento é garantido pelo Poder Concedente.

f) 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 às 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 garantia física, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que pode afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas a ele.

Ainda com o objetivo de reduzir esse risco, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava vendida no ACR. Mais informações, vide Nota 8 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar.

[12] Líquidos dos efeitos do *hedge*.

Em 31.12.2018, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.417,7 MW médios. No acordo retro mencionado foram repactuados 1.344,5 MW médios, dos quais 1.243,7 MW médios, aproximadamente 92,5%, estão protegidos do risco hidrológico. A parcela das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda destinada ao ACR – 377,4 MW médios – é garantida pelo Poder Concedente e também está blindada a esse risco, vide Nota 9 – Ativo financeiro de concessão.

A fim de reduzir a exposição às oscilações do mercado de curto prazo, a ENGIE Brasil Energia mantém grande parte de seu portfólio de energia contratado no longo prazo. No mercado livre, a Companhia vende gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou PLD). Assim, a comercialização é realizada à medida que o mercado revela maior propensão à compra. Adicionalmente, em razão da constante ocorrência de déficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, optou-se por deixar maior volume da capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia de terceiros para repor os recursos próprios.

g) Categoria dos instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Ativos financeiros				
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras	1.281.439	1.302.684	2.357.499	1.908.261
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	247.878	18.207	259.549	18.207
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	160.631	-
Custo amortizado				
Caixa e depósitos bancários à vista	956	2.331	58.293	21.809
Contas a receber de clientes	532.430	689.885	1.181.379	1.058.469
Dividendos a receber de controladas	61.468	30.550	-	-
Depósitos vinculados	14.386	20.297	241.406	246.912
Combustível a reembolsar[13]	-	44.089	52.136	44.089
Ativo financeiro de concessão	-	-	2.595.110	2.547.367
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes				-
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	50	-
	2.138.557	**2.108.043**	**6.906.053**	**5.845.114**
Passivos financeiros				
Valor justo por meio do resultado				
Empréstimos em moeda estrangeira	2.666.084	1.670.132	2.666.084	1.670.132
Debêntures	-	-	778.317	-
Perdas não realizadas em operações de *hedge*[14]	37.599	-	37.600	-
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	117.442	-
Custo amortizado				
Fornecedores	466.734	408.772	588.471	617.396
Dividendos e juros sobre o capital próprio	2.136.939	1.300.237	2.137.039	1.300.516
Empréstimos em moeda nacional	317.361	409.534	3.643.344	2.145.809
Debêntures e notas promissórias	1.617.134	830.564	2.632.489	2.940.475
Concessões a pagar	2.796.390	2.446.394	2.850.469	2.499.399
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos[14]	-		8.582	21.146
Combustível a pagar à CDE[14]	-	-	180.959	-
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes				
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações[14]	-	-	638	1.944
	10.038.241	**7.065.633**	**15.641.434**	**11.196.817**

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

h) 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, no ativo financeiro de concessão, 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.

[13] Apresentado como parte da rubrica "Outros ativos circulantes".

[14] Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

	Controladora			
	31.12.2018		31.12.2017	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	317.361	331.658	409.534	411.432
Debêntures	1.617.134	1.649.870	830.564	844.201
Concessões a pagar	2.796.390	2.810.475	2.446.394	2.362.809
	4.730.885	**4.792.003**	**3.686.492**	**3.618.442**

	Consolidado			
	31.12.2018		31.12.2017	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	2.595.110	2.591.844	2.547.367	2.552.129
	2.595.110	**2.591.844**	**2.547.367**	**2.552.129**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	3.643.344	3.619.175	2.145.809	2.156.600
Debêntures e notas promissórias	2.632.489	2.689.900	2.940.475	2.957.676
Concessões a pagar	2.850.469	2.866.718	2.499.399	2.416.189
	9.126.302	**9.175.793**	**7.585.683**	**7.530.465**

NOTA 16 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	91.481	107.253	198.734	82.329	183.875	266.204
Nordic Investment Bank (NIB)	27.723	83.186	110.909	26.715	106.879	133.594
Repasse BNDES (Bancos)	1.533	4.822	6.355	1.535	6.355	7.890
Encargos	1.363	-	1.363	1.846	-	1.846
	122.100	**195.261**	**317.361**	**112.425**	**297.109**	**409.534**
Mensurados ao valor justo						
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Scotiabank	-	1.147.237	1.147.237	-	665.785	665.785
Bank of Tokyo	-	775.322	775.322	665.260	-	665.260
BNP	-	387.123	387.123	-	-	-
HSBC	-	335.966	335.966	-	328.916	328.916
Encargos	20.436	-	20.436	10.171	-	10.171
	20.436	**2.645.648**	**2.666.084**	**675.431**	**994.701**	**1.670.132**
Empréstimos e financiamentos	**142.536**	**2.840.909**	**2.983.445**	**787.856**	**1.291.810**	**2.079.666**

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

	Controladora					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**142.536**	**2.840.909**	**2.983.445**	**787.856**	**1.291.810**	**2.079.666**
Efeitos do *hedge (swap)* no balanço						
Posição ativa	-	(247.878)	(247.878)	(3.933)	(14.274)	(18.207)
Posição passiva[15]	5.020	32.579	37.599	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**147.556**	**2.625.610**	**2.773.166**	**783.923**	**1.277.536**	**2.061.459**

	Consolidado					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	237.606	2.667.330	2.904.936	197.456	1.356.046	1.553.502
Repasse BNDES (Bancos)	37.677	374.959	412.636	40.548	410.156	450.704
Safra	115.497	-	115.497	-	-	-
Nordic Investment Bank (NIB)	27.723	83.186	110.909	26.715	106.880	133.595
BNB[16]	-	83.792	83.792	-	-	-
Encargos	15.574	-	15.574	8.008	-	8.008
	434.077	**3.209.267**	**3.643.344**	**272.727**	**1.873.082**	**2.145.809**
Mensurado ao valor justo						
Moeda estrangeira - com *hedge*						
Scotiabank	-	1.147.237	1.147.237	-	665.785	665.785
Bank of Tokyo	-	775.322	775.322	665.260	-	665.260
BNP	-	387.123	387.123	-	-	-
HSBC	-	335.966	335.966	-	328.916	328.916
Encargos	20.436	-	20.436	10.171	-	10.171
	20.436	**2.645.648**	**2.666.084**	**675.431**	**994.701**	**1.670.132**
Empréstimos e financiamentos	**454.513**	**5.854.915**	**6.309.428**	**948.158**	**2.867.783**	**3.815.941**

[15] A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

[16] Banco do Nordeste do Brasil S.A.

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

	Consolidado					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**454.513**	**5.854.915**	**6.309.428**	**948.158**	**2.867.783**	**3.815.941**
Efeitos do *hedge (swap)* no balanço						
Posição ativa	-	(247.878)	(247.878)	(3.933)	(14.274)	(18.207)
Posição passiva[17]	5.020	32.579	37.599	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**459.533**	**5.639.616**	**6.099.149**	**944.225**	**2.853.509**	**3.797.734**

b) Mutação dos empréstimos e dos financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2016	**137.759**	**578.234**	**715.993**	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**
Ingressos	664.034	992.263	1.656.297	679.693	1.271.789	1.951.482
Juros	57.944	-	57.944	98.245	-	98.245
Variações monetárias	2.063	7.398	9.461	3.857	25.195	29.052
Juros e V.M. capitalizados	871	-	871	110.323	-	110.323
Variações cambiais	5.627	11.420	17.047	5.627	11.420	17.047
Ajuste a valor justo	3.820	8.161	11.981	3.820	8.161	11.981
Transferências	305.666	(305.666)	-	463.939	(463.939)	-
Empréstimos de controladas mantidas para venda	-	-	-	(1.044)	14.076	13.032
Amortização de principal	(340.525)	-	(340.525)	(505.399)	-	(505.399)
Amortização de juros	(49.403)	-	(49.403)	(194.099)	-	(194.099)
Saldos em 31.12.2017	**787.856**	**1.291.810**	**2.079.666**	**948.158**	**2.867.783**	**3.815.941**
Ingressos	7.980	692.268	700.248	135.589	2.261.461	2.397.050
Juros	116.166	-	116.166	70.183	-	70.183
Variações monetárias	1.653	4.524	6.177	1.438	18.149	19.587
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	219.892	-	219.892
Variações cambiais	144	320.650	320.794	144	320.650	320.794
Ajuste a valor justo	(2.645)	(13.507)	(16.152)	(2.645)	(13.507)	(16.152)
Transferências	(545.164)	545.164	-	(400.379)	400.379	-
Amortização de principal	(117.798)	-	(117.798)	(274.334)	-	(274.334)
Amortização de juros	(105.656)	-	(105.656)	(243.533)	-	(243.533)
Saldos em 31.12.2018	**142.536**	**2.840.909**	**2.983.445**	**454.513**	**5.854.915**	**6.309.428**

c) Principais transações realizadas em 2018

c.1) Postergação do vencimento de empréstimo em moeda estrangeira

Em abril de 2018, a Companhia postergou o vencimento do empréstimo em moeda estrangeira (dólar) e dos respectivos instrumentos de proteção (*swap*) com o Bank of Tokyo e sua subsidiária brasileira, respectivamente.

[17] A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

c.2) Financiamentos em moeda nacional

- Liberação de recursos

Em abril de 2018, o BNDES liberou os montantes de R$ 19.218 e R$ 29.791, líquidos dos custos de captação, referentes às parcelas dos financiamentos contratados em 2014 e 2016, destinados à modernização da UHE Salto Santiago e à construção do Conjunto Eólico Santa Mônica, respectivamente.

- Contratação de novos financiamentos

Em abril de 2018, a Companhia, por meio do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e de Pampa Sul, contratou financiamentos com o BNDES, nos valores de R$ 1.039.100 e R$ 728.950, respectivamente. Adicionalmente, em junho de 2018, a controlada indireta Assú V contratou financiamento com o BNB no montante de R$ 88.061. Até 31.12.2018, foram liberados R$ 851.970, R$ 615.650 e R$ 83.894, líquidos dos custos de captação, dos financiamentos contratados pelas controladas CECL, Pampa Sul e Assú V, respectivamente. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção dos parques geradores.

c.3) Empréstimos em moeda estrangeira com *hedge*

Em abril de 2018, a Companhia contratou empréstimos em dólar norte-americano no valor de US$ 200.000, equivalente a R$ 681.030. Os recursos foram destinados, principalmente, à gestão do fluxo de caixa para a continuidade da implementação de seu plano de negócios.

A Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros contra as oscilações do dólar norte-americano, contratou operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras das mesmas instituições financeiras concedentes dos empréstimos, com os mesmos valores e as mesmas datas de vencimento dos juros e do principal.

d) Composição da dívida por indexadores e moeda

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2018	%	31.12.2017	%	31.12.2018	%	31.12.2017	%
Moeda nacional								
TJLP	199.365	6,7	267.167	12,8	3.321.430	52,6	1.994.636	52,3
IPCA	111.635	3,7	134.470	6,5	195.478	3,1	134.470	3,5
Não indexado	6.361	0,2	7.897	0,4	126.436	2,0	16.703	0,4
	317.361	**10,6**	**409.534**	**19,7**	**3.643.344**	**57,7**	**2.145.809**	**56,2**
Moeda estrangeira								
Dólar – com *hedge* para o CDI	1.897.507	63,6	1.001.126	48,1	1.897.507	30,1	1.001.126	26,3
Dólar – com *hedge* para o IPCA	768.577	25,8	669.006	32,2	768.577	12,2	669.006	17,5
	2.666.084	**89,4**	**1.670.132**	**80,3**	**2.666.084**	**42,3**	**1.670.132**	**43,8**
Empréstimos e financiamentos	**2.983.445**	**100,0**	**2.079.666**	**100,0**	**6.309.428**	**100,0**	**3.815.941**	**100,0**

e) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2018	2017
TJLP	6,7%	7,1%
CDI	6,5%	9,9%
IPCA	3,7%	3,0%
Dólar norte-americano	17,1%	1,5%

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

	Controladora	Consolidado
2020	1.192.543	1.433.651
2021	823.492	1.053.724
2022	810.834	1.044.910
2023	14.040	250.451
2024	-	239.706
2025 a 2029	-	1.165.453
2030 a 2034	-	577.125
2035 a 2039	-	89.895
Empréstimos e financiamentos	**2.840.909**	**5.854.915**

g) Condições das principais dívidas contratadas

Empresas / Bancos	Juros	Condições de pagamento		Saldos em 31.12.2018
		Vencimento	Principal e juros	
Controladora:				
Moeda nacional				
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. [a]	07.2020	Mensais	118.960
NIB	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	111.635
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. [a]	10.2023	Mensais	80.405
Repasse BNDES (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	6.361
Moeda estrangeira (dólar)				
HSBC France	8,459% a.a. com *swap* para 103% do CDI	10.2020	Principal: 10.2020 Juros: Semestrais	340.701
Bank of Tokyo	3,712% a.a. com *swap* para 101% do CDI	04.2020	Principal: 04.2020 Juros: Semestrais a partir de 04.2019	389.798
BNP Paribas	3,684% a.a. com *swap* para 102% do CDI	04.2020	Principal: 04.2020 Juros: Semestrais a partir de 10.2018	388.349
Bank of Tokyo	3,998% a.a. com *swap* para 103% do CDI	04.2021	Principal: 04.2021 Juros: Semestrais a partir de 04.2019	391.665
Scotiabank	3,798% a.a. com *swap* para 102% do CDI	04.2021	Principal: 04.2021 Juros: Semestrais a partir de 10.2018	386.994
Scotiabank	3,3710% a.a. com *swap* para IPCA + 5,2% a.a.	11.2022	Principal: 11.2022 Juros: Semestrais	768.577
Controladas:				
Companhia Energética Estreito				
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. [a]	09.2029	Mensais	593.460
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 2,95% a.a. [a]	09.2029	Mensais	402.938
Ibitiúva				
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	4.578
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. [a]	01.2021	Mensais	7.740
Ferrari				
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. [a]	06.2021	Mensais	10.955
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. [a]	07.2032	Mensais	38.015
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,40% a.a. [a]	06.2021	Mensais	4.781
Conjunto Eólico Trairí [c]				
BNDES – Crédito Social	TJLP	07.2029	Mensais	1.307
BNDES	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais	251.876
Conjunto Eólico Santa Mônica[d]				
BNDES	TJLP + 2,18% [a]	05.2033	Mensais	304.916
Assu V				
BNB	IPCA + 1,7624% a.a.	07.2038	Principal: Mensais a partir de 08.2023 Juros: Trimestrais até 07.2023; Mensais a partir de 08.2023.	83.843
Conjunto Eólico Campo Largo				
BNDES	TJLP + 2,52% a.a. [a]	06.2035	Mensais, a partir de julho de 2019	390.438
BNDES	TJLP + 1,82% a.a. [a]	06.2035	Mensais, a partir de julho de 2019	488.037
Pampa Sul				
BNDES	TJLP + 3,09% a.a. [a]	01.2036	Mensais, a partir de fevereiro de 2020	627.602

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
[b] Os bancos são estes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.
[c] Financiamento do Conjunto Eólico Trairí, composto pelas empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.
[d] Financiamento do Conjunto Eólico Santa Mônica, composto pelas empresas: Santa Mônica, Cacimbas, Estrela e Ouro Verde.

h) Garantias

h.1) BNDES e Repasse BNDES (Bancos)

- **Financiamento de empreendimentos hidrelétricos**: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e de venda de energia elétrica; (c) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (d) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de 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 Participações.

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

- **Financiamento destinado à Usina Hidrelétrica São Salvador**: fiança bancária.

- **Financiamento de Projetos de 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.

h.2) Banco do Nordeste do Brasil (BNB)

- Financiamento de empreendimento solar fotovoltaico: (a) penhor de direitos e créditos emergentes da concessão e de direitos creditórios dos contratos de compra e de venda de energia elétrica; (b) constituição de Conta Reserva de Operação e Manutenção, em valor equivalente a 25% do valor anual das despesas com O&M; (c) Cessão Fiduciária de Conta-Reserva; (d) conta reserva em valor mínimo equivalente a 4,09% do saldo devedor total do financiamento; (e) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (f) fiança corporativa da ENGIE Energias Complementares Participações Ltda.; e (g) Contrato de Suporte de Acionistas celebrado com a ENGIE Energias Complementares Participações Ltda.

h.3) Nordic Investment Bank (NIB)

- Financiamento de Projetos Eólicos - a Companhia tem contratado uma garantia em dólar, no montante equivalente a R$ 112.034, com vencimento em 2019. Tal obrigação de entrega de garantia iniciou em fevereiro de 2018, momento em que a Fitch Rating rebaixou o *rating* soberano do Brasil, impactando assim o *rating* de longo prazo em moeda estrangeira da Companhia. Esse empréstimo junto ao NIB foi contraído em dezembro de 2012 com a finalidade de executar a construção do Conjunto Eólico Trairí.

i) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*
Controladora:	
Nordic Investment Bank	(i) Controladora: Dívida total/Ebitda ≤ 3,5 (ii) Consolidado: Dívida total/Ebitda ≤ 4,5 (iii) Controladora e Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0
BNDES – Modernização BNDES – Usina Hidrelétrica São Salvador	Controladora: Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5 Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5
HSBC France, Scotiabank, Bank of Tokyo e BNP Paribas	(i) Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5
Controladas:	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Índice de cobertura do serviço da dívida[18] ≥ 1,2 ou ≥1,3, dependendo da controlada
BNDES Ampliação	Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5
BNDES – Ibitiúva	(i) Índice de cobertura do serviço da dívida[18] ≥ 1,3 (ii) Índice de endividamento geral ≤ 0,80

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas. Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos.

NOTA 17 – DEBÊNTURES E NOTAS PROMISSÓRIAS

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
EBE – 5ª emissão	-	206.871	206.871	-	198.967	198.967
EBE – 6ª emissão	-	639.256	639.256	-	613.748	613.748
EBE – 7ª emissão	-	734.125	734.125	-	-	-
Encargos	36.882	-	36.882	17.849	-	17.849
Debêntures	**36.882**	**1.580.252**	**1.617.134**	**17.849**	**812.715**	**830.564**

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

	Consolidado					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Debêntures						
EBE – 5ª emissão	-	206.871	206.871	-	198.967	198.967
EBE – 6ª emissão	-	639.256	639.256	-	613.748	613.748
EBE – 7ª emissão	-	734.125	734.125	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	104.599	1.004.860	1.109.459	-	-	-
Miranda – 1ª emissão	64.700	615.325	680.025	-	-	-
Notas promissórias	-	-	-	2.096.436	-	2.096.436
Encargos	41.070	-	41.070	31.324	-	31.324
Debêntures e notas promissórias	**210.369**	**3.200.437**	**3.410.806**	**2.127.760**	**812.715**	**2.940.475**
Efeitos do *hedge* (*swap*) – Posição ativa	(3.085)	(8.586)	(11.671)	-	-	-
Debêntures e notas promissórias, líquidos dos efeitos do *hedge*	**207.284**	**3.191.851**	**3.399.135**	**2.127.760**	**812.715**	**2.940.475**

a.1) Emissão de debêntures de Jaguara e Miranda

Em 26.06.2018, as controladas diretas Jaguara e Miranda emitiram debêntures, em duas séries, com esforços restritos, com valor nominal de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 1.117.000 e de R$ 685.000, respectivamente. Os recursos obtidos, no montante de R$ 1.758.619, líquidos dos custos de captação, destinaram-se ao pagamento antecipado de parte do montante captado por meio de notas promissórias.

Para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros do principal e juros das debêntures contra a variação da taxa DI, em 19.12.2018 foram contratadas operações de *swap* com o Banco Itaú BBA.

a.2) 7º emissão de debêntures da ENGIE Brasil Energia

Em 25.07.2018, ocorreu a liquidação financeira da emissão das debêntures simples (7ª emissão), não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, nos termos da Instrução CVM 400/2003, da ENGIE Brasil Energia, com valor nominal unitário de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 746.610 (R$ 727.621, líquidos dos custos de captação).

b) Mutação das debêntures e notas promissórias

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2016	**16.547**	**787.908**	**804.455**	**16.547**	**787.908**	**804.455**
Emissão de notas promissórias	-	-	-	2.096.112	-	2.096.112
Juros	51.617	-	51.617	25.627	-	25.627
Variações monetárias	595	22.324	22.919	595	4.570	5.165
Juros e V.M. capitalizados	763	555	1.318	40.552	18.309	58.861
Transferências	(1.928)	1.928	-	(1.928)	1.928	-
Amortização de juros	(49.745)	-	(49.745)	(49.745)	-	(49.745)
Saldos em 31.12.2017	**17.849**	**812.715**	**830.564**	**2.127.760**	**812.715**	**2.940.475**
Emissão de debêntures	-	727.621	727.621	86.621	2.399.619	2.486.240
Juros	73.414	-	73.414	175.046	-	175.046
Variações monetárias	1.192	37.162	38.354	1.326	25.936	27.262
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	46.958	27.447	74.405
Ajuste a valor justo	-	-	-	2.534	8.871	11.405
Transferências	(2.754)	2.754	-	74.151	(74.151)	-
Amortização de principal	-	-	-	(2.100.000)	-	(2.100.000)
Amortização de juros	(52.819)	-	(52.819)	(204.027)	-	(204.027)
Saldos em 31.12.2018	**36.882**	**1.580.252**	**1.617.134**	**210.369**	**3.200.437**	**3.410.806**

c) Principais condições contratadas

				Condições de Pagamento				
		Quantidade	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Garantia	Saldos em 31.12.2018
Controladora	5ª Emissão – Série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	12.2024	Sem garantia	207.326
	6ª Emissão – Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	07.2023	Sem garantia	270.592
	6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	Sem garantia	386.898
	7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579%	Anualmente a partir de 07.2019	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2025	Sem garantia	519.188
	7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033%	Anualmente a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	Sem garantia	233.130
Controladas	1ª Emissão - Série 1	782.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47%	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	Garantia real	778.317
	1ª Emissão - Série 2	1.020.000	IPCA + 6,4962%	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	Garantia real	1.015.355

d) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2020	-	185.757
2021	84.556	284.809
2022	154.024	368.231
2023	154.372	386.439
2024	453.028	680.600
2025 a 2029	734.272	1.294.601
Debêntures	**1.580.252**	**3.200.437**

e) Compromissos financeiros contratuais (*covenants*)

	Dívida	*Covenants*
Controladora	5ª e 6ª emissões	(i)Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii)Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5
	7ª Emissão	(i)Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii)Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5
Controladas	1ª Emissão	Individual: ICSD[19] ≥ 1,10

Os compromissos financeiros estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia e suas controladas.

NOTA 18 – CONCESSÕES A PAGAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	**31.12.2017**	**31.12.2018**	**31.12.2017**
Usina Hidrelétrica Cana Brava	1.226.969	1.035.551	1.226.969	1.035.551
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.023.647	875.569	1.023.647	875.569
Usina Hidrelétrica São Salvador	545.774	535.274	545.774	535.274
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	54.079	53.005
	2.796.390	**2.446.394**	**2.850.469**	**2.499.399**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	79.051	61.367	84.931	67.051
Passivo não circulante	2.717.339	2.385.027	2.765.538	2.432.348
	2.796.390	**2.446.394**	**2.850.469**	**2.499.399**

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.

[19] Índice de Cobertura do Serviço da Dívida.

b) Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado (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, como segue:

	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	3.117	3.208	14.858
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	292.989	2.929.886
		615.917		**2.944.744**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.09.2019	150	150	636	636
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16.200	16.200	68.391	68.391
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.531	131.334	1.838.674
		451.881		**1.907.701**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**388.333**	62.891	**1.163.455**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.12.2037	1.960	**37.408**	6.168	**117.522**

c) Mutação

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2016	**59.907**	**2.235.059**	**2.294.966**	**65.408**	**2.281.968**	**2.347.376**
Juros	-	212.093	212.093	-	217.146	217.146
Variações monetárias	-	2.095	2.095	-	3.596	3.596
Transferências	64.220	(64.220)	-	70.362	(70.362)	-
Amortizações	(62.760)	-	(62.760)	(68.719)	-	(68.719)
Saldos em 31.12.2017	**61.367**	**2.385.027**	**2.446.394**	**67.051**	**2.432.348**	**2.499.399**
Juros	-	237.075	237.075	-	242.225	242.225
Variações monetárias	-	177.650	177.650	-	179.730	179.730
Transferências	82.413	(82.413)	-	88.765	(88.765)	-
Amortizações	(64.729)	-	(64.729)	(70.885)	-	(70.885)
Saldos em 31.12.2018	**79.051**	**2.717.339**	**2.796.390**	**84.931**	**2.765.538**	**2.850.469**

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

	Controladora	Consolidado
2020	131.402	136.737
2021	159.480	164.330
2022	146.532	150.942
2023	210.793	214.801
2024	294.563	298.206
2025 a 2029	1.131.100	1.144.908
2030 a 2034	613.929	622.501
2035 a 2038	29.540	33.113
	2.717.339	**2.765.538**

NOTA 19 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Imposto de renda	58.992	146.410	80.620	155.502
Contribuição social	397	26.707	21.434	33.148
	59.389	**173.117**	**102.054**	**188.650**
(-) Tributos a compensar	-	(6.771)	(21)	(7.299)
	59.389	**166.346**	**102.033**	**181.351**

Em 31.12.2018, a Companhia apresenta o montante de R$ 88.854 e R$ 98.978, na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a imposto de renda e contribuição social a recuperar, os quais serão recuperados em 2019.

NOTA 20 – OUTRAS OBRIGAÇÕES FISCAIS E REGULATÓRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
PIS[20] e Cofins[21]	25.893	29.032	43.628	38.822
INSS	1.714	5.347	4.843	7.831
ICMS[22]	423	1.426	21.567	22.502
ISSQN[23]	543	889	2.812	1.936
Royalties[24]	22.240	18.532	28.973	21.038
Taxa de fiscalização	936	1.161	1.600	1.415
Outros	2.912	2.099	3.170	2.236
	54.661	**58.486**	**106.593**	**95.780**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(845)	(1.847)	(2.183)	(2.112)
	53.816	**56.639**	**104.410**	**93.668**

NOTA 21 – OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Provisão para participação nos resultados e bônus	61.304	59.964	66.621	59.963
Provisão para férias	24.596	22.734	27.210	24.003
Salários e encargos sociais a pagar	4.892	4.377	5.544	4.873
Provisão para gastos com demissão voluntária	197	4.337	197	4.337
Outras	-	1.703	-	1.703
	90.989	**93.115**	**99.572**	**94.879**

[20] Programa de Integração Social.
[21] Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
[22] Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços de Comunicação e Transporte.
[23] Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza.
[24] Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos.

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.

NOTA 22 – 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.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	38.421	35.019	38.421	35.019
Ambientais	11.655	10.797	11.655	10.797
Benefícios de aposentadoria	2.803	2.603	2.803	2.603
Ações diversas	15.946	14.905	23.308	21.696
	68.825	**63.324**	**76.187**	**70.115**
Fiscais	**7.070**	**6.812**	**7.400**	**7.137**
Trabalhistas	**13.622**	**10.860**	**14.273**	**11.122**
Desmobilização de ativos de geração	**-**	**1.000**	**-**	**1.000**
	89.517	**81.996**	**97.860**	**89.374**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	7.880	10.647	8.883	11.651
Passivo não circulante	81.637	71.349	88.977	77.723
	89.517	**81.996**	**97.860**	**89.374**

a.1) 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) Mutação das provisões

	Controladora				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2016	**284.288**	**6.929**	**10.806**	**19.379**	**321.402**
Adições	52	-	-	-	52
Atualizações	14.443	458	900	-	15.801
Pagamentos	(224.192)	-	(345)	(3.863)	(228.400)
Reversões por revisão	(11.267)	(575)	(501)	(14.516)	(26.859)
Saldos em 31.12.2017	**63.324**	**6.812**	**10.860**	**1.000**	**81.996**
Adições	-	-	3.410	-	3.410
Atualizações	5.510	258	1.342	-	7.110
Pagamentos	(9)	-	(22)	-	(31)
Reversões por revisão	-	-	(1.968)	(1.000)	(2.968)
Saldos em 31.12.2018	**68.825**	**7.070**	**13.622**	**-**	**89.517**

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2016	**289.510**	**7.270**	**10.948**	**19.379**	**327.107**
Adições	1.226	6	120	-	1.352
Atualizações	14.846	553	900	-	16.299
Pagamentos	(224.308)	-	(345)	(3.863)	(228.516)
Reversões por revisão	(11.267)	(692)	(501)	(14.516)	(26.976)
Outros	108	-	-	-	108
Saldos em 31.12.2017	**70.115**	**7.137**	**11.122**	**1.000**	**89.374**
Adições	431	3	3.813	-	4.247
Atualizações	6.250	260	1.343	-	7.853
Pagamentos	(429)	-	(37)	-	(466)
Reversões por revisão	(180)	-	(1.968)	(1.000)	(3.148)
Saldos em 31.12.2018	**76.187**	**7.400**	**14.273**	**-**	**97.860**

c) 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.

	31.12.2018			31.12.2017		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Controladora						
Fiscais e previdenciárias	778.965	237.990	1.016.955	272.636	228.166	500.802
Cíveis	77.891	152.316	230.207	105.589	136.579	242.168
Trabalhistas	13.892	138.831	152.723	6.442	132.025	138.467
	870.748	**529.137**	**1.399.885**	**384.667**	**496.770**	**881.437**
Consolidado						
Fiscais e previdenciárias	856.780	260.570	1.117.350	348.509	249.898	598.407
Cíveis	93.329	152.458	245.787	122.334	136.673	259.007
Trabalhistas	16.774	157.278	174.052	10.077	143.737	153.814
	966.883	**570.306**	**1.537.189**	**480.920**	**530.308**	**1.011.228**

c.1) Riscos fiscais

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

- Recuperação do PIS e da Cofins

Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718, 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", na qual era contabilizado o reembolso dos combustíveis fósseis para geração de energia termelétrica adquiridos com recursos da CCC. Em 2006, a Aneel procedeu à alteração do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) 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 Receita Federal do Brasil (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 as 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, por meio 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 correspondem 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 essas decisões.

Dos 44 processos que foram remetidos ao Conselho de Administração de Recursos Fiscais (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. Diante do fato alterou-se 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 do PIS e da Cofins.

Os processos pendentes de julgamento na esfera administrativa e judicial totalizam, em 31.12.2018, R$ 135.469 (R$ 131.767 em 31.12.2017), 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 direta EBC pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (FESP), 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 1 mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual ele está conectado, até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento. Portanto, somente após a medição é possível faturar 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 31.12.2018, é de R$ 16.526 (R$ 16.160 em 31.12.2017), na controladora, e de R$ 93.481 (R$ 91.198 em 31.12.2017), no consolidado.

Ainda que eventualmente se mantenham parcialmente os autos de infração, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos 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 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 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, administrativos e judiciais, atualizados em 31.12.2018 é R$ 57.545, classificados como risco possível e R$ 5.694, classificados como risco remoto (em 31.12.2017, o total era R$ 63.848, dos quais R$ 58.259 estavam classificados como risco possível e R$ 5.589 como risco de perda remoto), na controladora e no consolidado.

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

A Companhia utilizou base negativa de CSLL proveniente 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.

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 31.12.2018 é de R$ 28.236 (R$ 27.746 em 31.12.2017), na controladora e no consolidado.

- Utilização do Prejuízo Fiscal do Imposto de Renda e da Base Negativa da Contribuição Social, acima do limite de 30% na base de cálculo, na Incorporação da Companhia Energética São Salvador (CESS).

Em 27.10.2017, a Companhia foi autuada em processo relativo a utilização, acima do limite de 30%, do prejuízo fiscal do imposto de renda e da base negativa da contribuição social, acumulados do ano calendário de 2013, no processo de incorporação da CESS.

O Fisco Federal lavrou os autos de infração, por considerar que a EBE é responsável por sucessão, conforme previsto no art. 207, III e 209 do Regulamento do Imposto de Renda (RIR).

A Companhia tem como entendimento que, no caso de encerramento de atividade, o limite no aproveitamento do prejuízo fiscal e da base negativa deixa de existir. Além disso, no caso da utilização de 30%, conforme impõe o fisco, a tributação seria mais onerosa e atingiria o patrimônio da empresa e não mais o acréscimo patrimonial.

Em 27.11.2017, a Companhia impetrou com impugnação demonstrando a nulidade dos autos de infração, pois houve graves equívocos na apuração do IRPJ e da CSLL, por parte do Fisco, o que tornariam nulos os lançamentos tributários.

Contudo, a Delegacia da Receita Federal de Julgamento (DRJ) em Florianópolis analisou a impugnação apresentada e manteve a autuação (decisão recebida em 18.04.2018). Após o recebimento da decisão da DRJ, houve a interposição de Recurso Voluntário ao CARF, em 10.05.2018.

O montante atualizado da autuação, cujo o risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2018 é de R$ 17.753, na controladora e no consolidado.

- Auto Infração - PIS/COFINS sobre reembolso de combustível

Em 14.12.2018, a Companhia tomou ciência de auto de infração expedido pela RFB. Tal auto de infração considera que deveria incidir PIS e Cofins sobre os montantes repassados pela Eletrobras como reembolso dos demais combustíveis utilizados na geração de energia das termelétricas da Companhia, no período compreendido entre janeiro de 2014 e dezembro de 2016, com o argumento principal de que esses recursos recebidos da Eletrobras têm natureza de receita de subvenção para custeio. Os referidos reembolsos têm como base o incentivo do Governo na compra de combustíveis fósseis utilizados em usinas termelétricas.

Conforme a Lei Federal n° 10.438/02, o Governo criou o fundo público denominado Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com o objetivo de promover a competitividade das usinas que utilizam o carvão mineral, limitando, desta forma, o escopo do fundo público CCC, anteriormente existente, aos sistemas isolados.

O fundo público CDE, ao qual se refere o auto de infração, é formado do seguinte modo: (i) a distribuidora de energia, em suas faturas, cobra do consumidor final os montantes da conta de consumo de energia elétrica, sobre os quais o PIS e Cofins são devidos, e repassa estes valores à Eletrobras; (ii) as geradoras que utilizam dos combustíveis fósseis adquirem estes combustível e armazenam os estoques físicos em nome da Eletrobras, a qual mantém a posse legal destes ativos; e (iii) a Eletrobras reembolsa as geradoras os montantes relacionados ao combustível consumido.

Com base no mecanismo da CDE, a Companhia, em 15.01.2019, por meio de seus assessores externos, apresentou a impugnação ao auto de infração, no qual defende que: (i) a Companhia não possui a posse legal dos combustíveis, os quais pertencem à Eletrobras; (ii) o reembolso não pode ser tratado como subsídio, uma vez que é financiado pelos consumidores finais e não pelo Governo; e (iii) o valor reembolsado não aumenta a receita da Companhia, existindo jurisprudência nos tribunais superiores que afirmam somente estarem sujeitos ao recolhimento do PIS e Cofins os recebimentos que efetivamente representem um aumento de riqueza. Desta forma, a Companhia entende que os reembolsos objeto do auto de infração não estão sujeitos ao PIS e Cofins. Adicionalmente, em caso de eventual insucesso no desfecho dessa disputa, a Companhia pretende pleitear o ressarcimento desses encargos tributários através da revisão do Custo Variável Unitário (CVU) da usina e do reembolso pela CDE.

O montante atualizado da autuação é de R$ 480.531, na controladora e no consolidado, dos quais R$ 229.359 referem-se ao principal, R$ 172.019 à multa e R$ 79.153 aos juros.

Pelo aqui resumidamente exposto, e considerando que não há jurisprudência consolidada sobre a hipótese específica tratada na autuação fiscal, o entendimento da Administração e dos assessores jurídicos da Companhia é de que o risco deve ser classificado como perda possível, com viés favorável.

c.2) Riscos cíveis

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

- Ambientais

Os objetos destas ações estão divididos desta forma: (i) ações para a implantação de eclusa, escada para peixes e "destoca" em determinada usina; (ii) ações requerendo a implantação de reflorestamento e a 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 uma usina em um rio, à construção de um parque eólico e ao processo de licenciamento ambiental de duas PCH.

O valor relacionado a essas causas, cujo o risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2018 é de R$ 53.768 (R$ 53.000 em 31.12.2017), 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 relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato, bem como a sua rescisão 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), cuja decisão não promoveu alterações significativas. Novos Embargos de Declaração foram interpostos pela reclamante, inadmitidos pelo TJSC. O reclamante apresentou Recurso Especial, indeferido pelo Superior Tribunal de Justiça. O Acórdão transitou em julgado no dia 06.12.2018, sendo os autos remetidos para liquidação. Em 31.12.2017, o saldo classificado como risco possível era de R$ 34.542, na controladora e no consolidado. Com base na decisão auferida a Companhia baixou o referido montante do demonstrativo de ações judiciais.

NOTA 23 – OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

A Companhia oferece planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados por meio 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, e criação da Gerasul, atualmente ENGIE Brasil Energia, 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 estas:

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 é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição dos participantes. Os benefícios previstos no Plano são estes: (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 31.12.2018, na PREVIG, esse Plano possuía 7 participantes ativos (11 em 31.12.2017). Já na ELOS, esse Plano possuía 2 participantes ativos em 31.12.2018 (3 em 31.12.2017). Nesta mesma data, a PREVIG tinha 424 (423 em 31.12.2017) aposentados e pensionistas em gozo de benefícios e a ELOS 2.061 (2.077 em 31.12.2017).

b) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia mantém ainda um Plano 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 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 31.12.2018, esse Plano possuía 17 participantes ativos (20 em 31.12.2017) e 73 aposentados e pensionistas em gozo de benefícios (70 em 31.12.2017).

c) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Controladora e Consolidado					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	17.101	171.688	188.789	15.666	181.924	197.590
Contribuição e custo do serviço corrente	18	-	18	159	-	159
Déficit não contratado	18.250	112.077	130.327	14.858	99.047	113.905
Passivo atuarial registrado	**35.369**	**283.765**	**319.134**	**30.683**	**280.971**	**311.654**

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

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

	ELOS	PREVIG	Total
2020	14.191	3.424	17.615
2021	15.024	3.630	18.654
2022	15.905	2.220	18.125
2023	16.838	1.515	18.353
2024	13.662	235	13.897
2025 a 2028	63.085	-	63.085
2029 a 2032	21.959	-	21.959
	160.664	**11.024**	**171.688**

d) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC*	Total
31.12.2017					
Valor presente das obrigações	1.307.730	347.174	64.533	3.265	1.722.702
Valor justo dos ativos	(1.016.086)	(331.842)	(75.296)	-	(1.423.224)
Avaliação Atuarial	**291.644**	**15.332**	**(10.763)**	**3.265**	**299.478**
Excedente de obrigações contratadas	-	215	11.961	-	12.176
Passivo registrado em 31.12.2017	**291.644**	**15.547**	**1.198**	**3.265**	**311.654**
31.12.2018					
Valor presente das obrigações	1.319.519	358.357	67.244	3.655	1.748.775
Valor justo dos ativos	(1.022.834)	(340.557)	(78.685)	-	(1.442.076)
Avaliação Atuarial	**296.685**	**17.800**	**(11.441)**	**3.655**	**306.699**
Excedente de obrigações contratadas	-	-	12.435	-	12.435
Passivo registrado em 31.12.2018	**296.685**	**17.800**	**994**	**3.655**	**319.134**

(*) Gratificação de Confidencialidade.

e) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2018

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	93,2%	98,3%	100,0%
Empréstimos	2,8%	1,7%	-
Imóveis	3,3%	-	-
Outros	0,7%	-	-
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	6,8%	6,4%	5,2%

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 31.12.2016	**276.944**	**17.856**	**1.438**	**3.229**	**299.467**
Contribuição e custo do serviço corrente	982	(1.002)	(8)	(484)	(512)
Pagamentos de obrigações contratadas	(21.899)	(3.502)	(316)	-	(25.717)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	29.314	1.718	140	274	31.446
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	(16.152)	(217)	3.306	177	(12.886)
Mudanças nas premissas financeiras	61.645	16.387	(1.241)	(2)	76.789
Mudanças nas premissas demográficas	2.221	(5.654)	(2.654)	71	(6.016)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(33.919)	(1.840)	(1.154)	-	(36.913)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	(8.199)	1.687	-	(6.512)
Equacionamento de déficit assumido pelos participantes	(7.492)	-	-	-	(7.492)
	6.303	**477**	**(56)**	**246**	**6.970**
Passivo registrado em 31.12.2017	**291.644**	**15.547**	**1.198**	**3.265**	**311.654**
Contribuição e custo do serviço corrente	72	(44)	1	18	47
Pagamentos de obrigações contratadas	(22.629)	(3.599)	(325)	-	(26.553)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	26.259	1.287	97	224	27.867
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	(4.797)	1.783	(247)	160	(3.101)
Mudanças nas premissas financeiras	22.046	6.886	1.311	(12)	30.231
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(15.910)	(3.824)	(381)	-	(20.115)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	(236)	(660)	-	(896)
	1.339	**4.609**	**23**	**148**	**6.119**
Passivo registrado em 31.12.2018	**296.685**	**17.800**	**994**	**3.655**	**319.134**

g) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2019

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	26.851	1.502	78	240	28.671
Custo do serviço corrente	-	49	-	160	209
Despesas líquidas	**26.851**	**1.551**	**78**	**400**	**28.880**

h) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2018	31.12.2017
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano ELOS BD	9,4%	9,4%
Plano PREVIG BD	9,4%	9,4%
Plano PREVIG BSPS	9,5%	9,5%
GC	8,9%	8,6%
Duration, em anos		
Plano ELOS BD	9,26	9,11
Plano PREVIG BD	10,12	10,03
Plano PREVIG BSPS	10,77	10,69
GC	3,43	3,54
Inflação	4,2%	4,0%
Crescimento salarial futuro (a.a.)		
Planos ELOS BD, PREVIG BSPS e GC	4,2%	4,0%
Plano PREVIG BD	4,8%	4,6%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	4,2%	4,0%
Fator de capacidade (salários e benefícios)	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2018	31.12.2017
Tábua de Mortalidade (ativos)		
Plano ELOS BD	AT-2000 (unissex, sendo 34,00% feminino e 66,00% masculino)	AT-2000 (unissex, sendo 33,53% feminino e 66,47% masculino)
Planos PREVIG BD e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria		
Planos PREVIG BD e BSPS	85	85
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 PREVIG BSPS	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos
Plano PREVIG BD	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

A premissa de composição familiar ("Família Média") é adotada especificamente nas projeções relativas aos participantes em atividade, sendo que para as projeções relativas aos assistidos dos planos (aposentados e pensionistas), considerou-se as informações constantes nas bases cadastrais ("Família Real").

Não foi adotada premissa de composição familiar para o Plano ELOS BD, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral ("Família Real"), inclusive os dois participantes ativos, os quais estão em Benefício Proporcional Diferido (BPD) e já podem solicitar o início do recebimento do benefício.

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	(11.682)	(3.472)	(696)	(12)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	11.861	3.532	708	12

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 BD e BSPS, a PREVIG administra o Plano CD, 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, limitada a um teto conforme regulamento do plano. O patrimônio do Plano CD em 31.12.2018 era R$ 1.005.229 (R$ 920.273 em 31.12.2017). Em 2018, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R$ 14.099 (R$ 15.174 em 2017).

NOTA 24 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

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

a) Composição

	Controladora				
	31.12.2018				31.12.2017
Natureza dos créditos	Base de cálculo	IR	CSSL	Total	Total
Passivo:					
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	751.303	187.826	67.617	255.443	207.148
Depreciação acelerada	703.368	175.842	63.303	239.145	270.220
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	214.447	53.612	19.300	72.912	4.176
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Encargos financeiros capitalizados	64.159	16.040	5.774	21.814	22.606
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	34.709	8.677	3.124	11.801	12.553
Outros	5.303	1.326	477	1.803	1.435
		470.187	**169.266**	**639.453**	**554.673**
Ativo:					
Obrigações com benefícios de aposentadoria	130.327	32.582	11.729	44.311	38.767
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	129.166	32.292	11.625	43.917	43.917
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	125.565	31.391	11.301	42.692	41.751
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	107.074	26.769	9.637	36.406	35.280
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	81.615	20.404	7.345	27.749	24.853
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	36.148	9.037	-	9.037	15.609
Outros	25.259	6.314	2.273	8.587	14.292
		158.789	**53.910**	**212.699**	**214.469**
Valor líquido		**311.398**	**115.356**	**426.754**	**340.204**

	Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017

Natureza dos créditos	Base de cálculo	IR	CSSL	Total	Total
Passivo:					
Depreciação acelerada	931.265	232.816	83.814	316.630	335.795
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	751.303	187.826	67.617	255.443	207.148
Encargos financeiros capitalizados	629.180	157.295	56.616	213.911	122.474
Remuneração do ativo financeiro de concessão	388.319	97.080	34.949	132.029	11.878
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	214.714	53.679	19.324	73.003	4.176
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Amortização da diferença entre intangível fiscal e contábil da bonificação paga pela outorga	96.971	24.243	8.727	32.970	9.075
Receita de implementação de infraestrutura de transmissão	46.572	11.642	4.191	15.833	-
Ganhos não realizados em operações de *trading*, líquidos	43.189	10.798	3.887	14.685	-
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	34.709	8.677	3.124	11.801	12.553
Outros	6.630	1.658	608	2.266	1.435
		812.578	**292.528**	**1.105.106**	**741.069**
Ativo:					
Receita de Retorno de Bonificação pela Outorga (RBO)	315.416	78.854	28.387	107.241	17.793
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	131.032	32.758	11.793	44.551	44.643
Obrigações com benefícios de aposentadoria	130.327	32.582	11.729	44.311	38.767
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	125.565	31.391	11.301	42.692	41.424
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	107.074	26.769	9.637	36.406	35.280
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	86.961	21.740	7.826	29.566	26.652
Custo de construção de linha de transmissão	45.363	11.340	4.083	15.423	-
Prejuízo fiscal e base negativa de CS	40.591	10.148	3.653	13.801	13.722
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	36.148	9.037	-	9.037	15.609
Ajuste a valor justo do ativo imobilizado	30.457	7.614	2.741	10.355	11.591
Outros	47.317	11.827	4.340	16.167	18.465
		274.060	**95.490**	**369.550**	**263.946**
Valor líquido		**538.518**	**197.038**	**735.556**	**477.123**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		562.916	205.898	768.814	507.905
Ativo[25]		(24.398)	(8.860)	(33.258)	(30.782)
Total		**538.518**	**197.038**	**735.556**	**477.123**

[25] Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

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

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2016	**214.112**	**274.640**
Impostos diferidos no resultado	128.462	199.261
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(2.370)	3.222
Saldos em 31.12.2017	**340.204**	**477.123**
Impostos diferidos no resultado	88.630	259.962
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(2.080)	(1.529)
Saldos em 31.12.2018	**426.754**	**735.556**

c) Expectativa de realização e exigibilidade

A Administração da Companhia elabora projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização dos créditos fiscais nos exercícios indicados. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2019	59.462	29.196	73.032	53.092
2020	8.373	52.131	20.691	79.306
2021	52.869	86.134	88.369	123.497
2022	9.814	56.447	23.058	76.030
2023	8.640	31.793	17.269	50.219
2024 a 2026	19.754	104.688	41.372	148.027
2027 a 2029	29.794	93.770	46.135	143.085
2030 a 2032	19.921	89.275	30.939	159.205
2033 em diante	4.072	96.019	28.685	272.645
	212.699	**639.453**	**369.550**	**1.105.106**

NOTA 25 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

Em 07.12.2018, os Acionistas da ENGIE Brasil Energia deliberaram em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) pela reforma de seu Estatuto Social, estando a Companhia autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 7.000.000 (R$ 5.000.000, em 31.12.2017), por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, 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 2018 e 2017.

b) Capital social subscrito e integralizado

Na mesma AGE supracitada, os Acionistas aprovaram aumento do capital social em R$ 2.073.592, por meio da capitalização de: (i) saldo da conta de Reserva de Retenção de Lucros, no valor de R$ 1.594.357; (ii) Reserva de Incentivos Fiscais a Capitalizar, relativos ao incentivo da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) da UHE Ponte de Pedra, no valor de R$ 4.166; e (iii) Lucro Líquido do 3º trimestre de 2018, no valor de R$ 475.069, com a emissão de 163.185.548 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, as quais foram atribuídas aos detentores de ações, a título de bonificação, na proporção de 1 (uma) nova ação para cada 4 (quatro) ações ordinárias já possuídas na data-base de 11.12.2018.

Dessa forma, o capital social da Companhia, em 31.12.2018, passou a ser R$ 4.902.648 (R$ 2.829.056, em 31.12.2017), totalmente subscrito e integralizado, representado por 815.927.740 (652.742.192, em 31.12.2017) ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2018, é R$ 7,74 (R$ 10,47 por ação, em 31.12.2017).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2018 e 31.12.2017, era este:

	Lote de mil ações ordinárias		
Acionistas	**31.12.2018**	**31.12.2017**	**Participação no Capital**
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	448.512.633	68,71%
Banco Clássico S.A.	81.585.930	65.268.744	10,00%
Demais acionistas	173.701.019	138.960.815	21,29%
	815.927.740	**652.742.192**	**100,00%**

Em 31.12.2018 e 31.12.2017, a quantidade de ações da Companhia em poder de seus administradores era 467.516 e 374.628 ações, respectivamente.

c) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2018	**31.12.2017**
Reserva legal	681.529	565.811
Reserva de incentivos fiscais	170.372	151.073
Reserva de retenção de lucros	177.673	2.247.099
	1.029.574	**2.963.983**

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 Sudam e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene). 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. Conforme anteriormente mencionado, parcela do saldo em 31.12.2017 foi integralmente capitalizada em dezembro de 2018. Adicionalmente, em 31.12.2018, a Administração da Companhia está propondo a destinação do valor de R$ 177.673 do lucro do exercício de 2018 para reserva de retenção de lucros. Estes recursos serão destinados a investimentos no parque gerador da Companhia.

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 dessa 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 são reconhecidas no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (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 no equivalente a 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva.

f) Lucro por ação básico e diluído

	Controladora e Consolidado	
	31.12.2018	**31.12.2017**
Lucro líquido do exercício	2.314.361	2.003.412
Quantidade de ações ordinárias	815.927.740	815.927.740
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**2,83648**	**2,45538**

Em razão do aumento da quantidade de ações em 2018, por meio da bonificação de 163.185.548 novas ações ordinárias aos acionistas, o "Lucro por ação básico e diluído – em R$", relativo a 2017, da Controladora e do Consolidado, foi recalculado com base na quantidade de ações atual, e reapresentado para fins de comparabilidade das informações reportadas.

A Companhia não possui ações com efeitos diluidores no exercício apresentado, motivo pelo qual não há diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

NOTA 26 – DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

a) Cálculo

	31.12.2018	31.12.2017
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	2.314.361	2.003.412
Reserva legal	(115.718)	-
Reserva de incentivos fiscais	(23.465)	(37.614)
Realização do custo atribuído do imobilizado	93.881	34.375
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	3.423	-
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio	**2.272.482**	**2.000.173**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre (d.1)	1.146.037	938.918
Dividendos intermediários relativos a reserva de lucros (d.2)	652.742	-
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido (d.3)	338.160	361.319
Dividendos adicionais propostos (d.4)	76.703	636.755
Subtotal	**2.213.642**	**1.936.992**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio (d.3)	58.840	63.181
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	**2.272.482**	**2.000.173**
Percentual equivalente do lucro líquido ajustado	**100%**	**100%**

b) Mutação de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar[26]

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2016	**435.818**	**436.380**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.773.062	1.773.245
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(838.155)	(838.621)
Transferência de dividendos e JCP não reclamados	(7.307)	(7.307)
Saldos em 31.12.2017	**1.363.418**	**1.363.697**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	2.832.534	2.833.320
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.989.966)	(1.989.966)
Dividendos compensados	-	(965)
Transferência de dividendos e JCP não reclamados	(10.207)	(10.207)
Saldos em 31.12.2018	**2.195.779**	**2.195.879**

[26] Os valores incluem o montante de imposto de renda retido sobre juros sobre capital próprio.

c) Política de dividendos

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

d) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2018

d.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 08.08.2018, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30.06.2018, no valor de R$ 1.146.037, correspondente a R$ 1,7557267392 por ação, os quais foram pagos em 29.01.2019.

d.2) Dividendos intermediários

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 31.10.2018, aprovou a distribuição de dividendos intermediários, com base na reserva de retenção de lucros, no valor de R$ 652.742, correspondente a R$ 1,00 por ação.

d.3) Juros sobre o capital próprio

Em 31.10.2018, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2018 a 31.12.2018, no valor bruto de R$ 397.000, correspondente a R$ 0,4865626949 por ação, considerando-se a quantidade total de ações em 31.12.2018.

O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2018, com base na posição acionária de 26.12.2018. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 27.12.2018.

Os juros, líquidos do imposto de renda retido na fonte, foram imputados aos dividendos obrigatórios e serão pagos em 27.03.2019.

d.4) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 19.02.2019, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2018, no valor de R$ 76.703 (R$ 0,0940069200 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Dessa forma, esses dividendos estão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada "Dividendos adicionais propostos", até a sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária – AGO.

NOTA 27 – CONCILIAÇÃO DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Distribuidoras de energia elétrica	2.446.477	2.269.042	3.013.593	2.965.171
Comercializadoras de energia elétrica	2.197.352	1.950.123	860.651	670.578
Consumidores livres	283.023	268.437	3.355.479	3.496.497
Transações no mercado de curto prazo	335.585	313.674	1.006.734	499.867
Operações de *trading*	-	-	752.252	-
Serviços prestados	50.717	47.680	141.332	22.945
Outras receitas	97.795	26.113	152.665	31.935
	5.410.949	**4.875.069**	**9.282.706**	**7.686.993**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
PIS e Cofins	(472.891)	(423.153)	(813.980)	(674.760)
ICMS	(15.730)	(11.980)	(16.112)	(11.980)
ISSQN	(2.524)	(1.807)	(2.537)	(1.807)
Pesquisa e desenvolvimento	(27.683)	(32.355)	(42.260)	(36.406)
	(518.828)	**(469.295)**	**(874.889)**	**(724.953)**
OUTRAS				
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	340.403	47.917
Receita de implementação de infraestrutura de transmissão	-	-	46.572	-
	-	**-**	**386.975**	**47.917**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.892.121**	**4.405.774**	**8.794.792**	**7.009.957**

Conforme anteriormente mencionado, a partir de janeiro de 2018, a Companhia ingressou no mercado de *trading* de energia. Tais operações impactaram a receita operacional bruta em R$ 752.252, sendo R$ 709.063 referentes a receitas realizados no ano e R$ 43.189 de ganhos não realizados em 31.12.2018 nas operações de *trading*.

Em 31.12.2018 e 31.12.2017, a Companhia não possuía clientes que participavam individualmente com percentual superior a 5% da receita operacional líquida consolidada.

NOTA 28 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	1.317.006	548.232	1.630.942	1.745.974
Operações de *trading*	-	-	693.959	-
	1.317.006	**548.232**	**2.324.901**	**1.745.974**

b) Custos de produção de energia elétrica e dos serviços prestados

	Controladora				Consolidado			
	Produção de energia elétrica		Serviços prestados		Produção de energia elétrica		Serviços prestados	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Depreciação e amortização	279.129	407.570	-	-	649.627	639.899	-	-
Pessoal	94.223	187.480	18.274	24.601	203.424	193.188	18.324	24.637
Materiais e serviços de terceiros	40.758	137.496	4.459	4.744	198.708	201.532	4.459	4.744
Royalties	101.416	101.375	-	-	123.197	117.298	-	-
Combustíveis	23.308	442.809	-	-	152.091	454.600	-	-
Constituição (Reversão) de provisões, líquida	2.577	(241.097)	-	-	3.715	(239.950)	-	-
Custo de construção de linha de transmissão	-	-	-	-	45.363	-	-	-
Outros	43.325	60.428	1.899	1.489	115.054	76.802	1.899	1.489
	584.736	**1.096.061**	**24.632**	**30.834**	**1.491.179**	**1.443.369**	**24.682**	**30.870**

Os custos com pessoal incluem, além dos salários e dos encargos sociais, os benefícios de auxílio à recuperação da saúde, o seguro de vida em grupo, o auxílio creche às colaboradoras, o vale alimentação e transporte, a previdência privada, os 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 estes programas de ações para determinados executivos e empregados: (i) opção de compra de ações na Bolsa de Valores de Paris (França); 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 têm vigência de 4 ou 5 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 a eles.

c) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Pessoal	5.929	7.082	80.232	73.827	5.929	7.082	81.845	74.574
Administradores	-	-	18.302	24.832	-	-	20.214	26.331
Materiais e serviços de terceiros	(4.941)	278	51.256	45.564	(3.743)	3.944	53.939	46.261
Depreciação e amortização	26	-	10.358	9.017	50	-	10.495	9.048
Aluguéis	(800)	92	6.111	6.116	(800)	92	7.919	7.605
Fundos de pensão	-	-	6.425	7.777	-	-	6.425	7.777
Contribuições e doações	1.272	3.048	7.356	6.335	3.720	5.305	7.807	7.345
Reversão de provisão, líquida	-	-	(776)	(17.606)	(272)	-	(222)	(17.686)
Outros	405	11	10.578	17.389	1.860	924	12.583	17.362
	1.891	**10.511**	**189.842**	**173.251**	**6.744**	**17.347**	**201.005**	**178.617**

NOTA 29 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	38.390	87.948	91.325	171.966
Juros sobre valores a receber	29.317	16.449	40.570	20.919
Variação monetária sobre depósitos judiciais	3.175	5.890	3.258	6.112
Renda de depósitos vinculados	600	1.066	14.614	19.324
Outras receitas financeiras	1.219	3.400	4.918	5.162
	72.701	**114.753**	**154.685**	**223.483**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Concessões a pagar	414.725	214.188	421.955	220.742
Empréstimos e financiamentos	122.343	67.405	89.770	127.297
Debêntures e notas promissórias	111.768	74.536	202.308	30.792
Hedge de valor justo sobre empréstimos	65.370	9.086	64.737	9.086
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27.867	31.446	27.867	31.446
Provisões	7.110	15.801	7.853	16.299
Outros	3.831	2.510	13.923	3.692
Variação cambial sobre:				
Empréstimos	320.794	17.047	320.794	17.047
Hedge de valor justo sobre empréstimos	(320.794)	(17.047)	(320.794)	(17.047)
Ajuste a valor justo	1.254	1.735	1.622	1.735
Outras despesas financeiras	15.274	4.985	23.945	9.224
	769.542	**421.692**	**853.980**	**450.313**
Despesas financeiras, líquidas	**696.841**	**306.939**	**699.295**	**226.830**

NOTA 30 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2018		2017	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**2.584.382**	**2.584.382**	**2.408.587**	**2.408.587**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(646.096)**	**(232.594)**	**(602.147)**	**(216.773)**
Diferenças permanentes				
Equivalência patrimonial	325.727	117.262	171.256	61.652
Juros sobre o capital próprio	99.250	35.730	106.125	38.205
Incentivos fiscais	33.654	-	40.695	-
Outros	(2.177)	(777)	(3.634)	(554)
	(189.642)	**(80.379)**	**(287.705)**	**(117.470)**
Composição dos tributos no resultado				
Corrente	(122.734)	(58.657)	(192.285)	(84.428)
Diferido	(66.908)	(21.722)	(95.420)	(33.042)
	(189.642)	**(80.379)**	**(287.705)**	**(117.470)**

	Consolidado			
	2018		2017	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**2.967.816**	**2.967.816**	**2.623.380**	**2.623.380**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(741.954)**	**(267.103)**	**(655.845)**	**(236.104)**
Diferenças permanentes				
Juros sobre o capital próprio	99.250	35.730	106.125	38.205
Incentivos fiscais	78.595	-	68.275	-
Variação entre bases do lucro real e presumido	121.769	37.096	33.701	10.760
Outros	(12.924)	(2.868)	11.516	4.546
	(455.264)	**(197.145)**	**(436.228)**	**(182.593)**
Composição dos tributos no resultado				
Corrente	(262.334)	(130.113)	(288.743)	(130.817)
Diferido	(192.930)	(67.032)	(147.485)	(51.776)
	(455.264)	**(197.145)**	**(436.228)**	**(182.593)**

NOTA 31 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais - Controladora

	ATIVO			PASSIVO		
	Contas a receber			Fornecedor		JCP
	Energia	Serviços	Dividendos	Energia	Outros	dividendos
31.12.2018						
EBC	129.808	574	-	2.951	-	-
Itasa	-	1.441	-	10.392	-	-
Jaguara[27]	53.100	635	33.571	-	-	-
Miranda	-	453	22.063	326	-	-
Diamante	-	26.435	-	305.489	-	-
ECP e controladas	-	9.344	5.834	-	-	-
ENGIE Participações	-	3.012	-	-	-	1.467.847
Geramamoré[28]	-	-	-	10.692	-	-
Outras	-	4.281	-	1.299	319	-
Total	**182.908**	**46.175**	**61.468**	**331.149**	**319**	**1.467.847**
31.12.2017						
EBC	182.214	207	-	3.995	-	-
Itasa	-	1.438	2.562	9.539	-	-
Jaguara	-	-	1.548	-	-	-
Miranda	-	-	926	-	-	-
CEE	-	-	25.204	-	-	-
ECP e controladas	-	6.068	-	-	-	-
ENGIE Participações	-	471	-	-	-	893.081
Geramamoré	-	-	-	9.421	-	-
Outras	-	1.843	310	1.349	393	-
Total	**182.214**	**10.027**	**30.550**	**24.304**	**393**	**893.081**

[27] Está contemplado no saldo de contas a receber de energia o montante de R$ 51.494 relativo a adiantamento à parte relacionada decorrente do contrato de compra de energia.

[28] Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

b) Valores reconhecidos em contas de resultado - Controladora

	Receita			Custo	Despesa
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros
31.12.2018					
EBC	2.084.095	-	395	37.651	-
CEE	44.043	-	395	25.876	-
Jaguara	54.968	-	132	147.572	-
Miranda	24.221	-	132	75.255	-
Diamante	-	-	395	584.432	-
Ceste	-	22.397	-	-	-
Itasa	-	19.422	-	103.216	-
Lages	7.422	684	230	18.295	-
ECP e controladas	-	-	3.802	7.722	-
Geramamoré	26.187	-	-	132.473	-
ESBR[29]	-	-	-	15.041	-
Outras	-	-	2.732	-	2.321
Total	**2.240.936**	**42.503**	**8.213**	**1.147.533**	**2.321**
31.12.2017					
EBC	1.950.123	-	387	35.429	-
CEE	1.253	-	387	-	-
Ceste	-	21.832	-	-	-
Itasa	-	19.240	-	102.002	-
Lages	4.293	2.671	226	-	-
ECP e controladas	242	-	2.549	-	-
Geramamoré	-	-	-	171.382	-
ESBR	-	-	-	15.173	-
Outras	-	-	387	-	4.039
Total	**1.955.911**	**43.743**	**3.936**	**323.986**	**4.039**

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

[29] Energia Sustentável do Brasil.

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 estes:

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso Futuro Base 31.12.2018
Conjunto Eólico Trairí	EBC	2032	IPCA	Janeiro	1.694.984
Diamante	EBE	2021	IPCA	Janeiro	1.356.396
Jaguara	EBE	2028	IPCA	Janeiro	1.121.158
CLWP I/CLWP XVI	EBV	2036	IPCA	Janeiro	1.123.898
Itasa	EBE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	752.540
Itasa	EBE	2030	IGP-M	Janeiro	691.277
Miranda	EBE	2028	IPCA	Janeiro	655.576
EBC	CEE	2041	IPCA	Janeiro	449.843
ESBR	EBE	2042	IPCA	Janeiro	398.044
Lages	EBC	2023	IPCA	Agosto	131.035
Pampa Sul	EBC	2019	IGP-M	Julho	3.290
EBC	EBE	2019	IGP-M	Janeiro	450

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pela controlada direta EBC.

c.2) Operação e manutenção

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2018
Itasa	16.10.2030	IGP-M	262.166
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	170.839

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

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas e financeiras das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é R$ 6.099.

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos firmados por suas controladas diretas e indiretas com o BNDES e os Bancos (Repasse BNDES). As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2018
BNDES e Repasse BNDES (Bancos)	Caução da totalidade das ações de emissão das seguintes empresas: CEE, Ibitiúva, Ferrari, Fleixeiras, Guajiru, Mundaú, Trairí, Cacimbas, Estrela, Ouro Verde, Santa Mônica, Pampa Sul, CLWP I, CLWP II, CLWP III, CLWP IV, CLWP V, CLWP VI, CLWP VII, CLWP XV, CLWP XVI, CLWP XVIII e CLWP XXI.	3.172.020

e) Avais e fianças

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2018 é R$ 258.306. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 56.411 em 2019, R$ 87.835 em 2020, R$ 44.167 em 2021, R$ 18.097 em 2022 e R$ 51.796 em 2023.

A Companhia também é avalista na emissão de garantias referente a contratos de CUST e CUSD, no valor total de R$ 25.259. Em 2019 e 2020 irão vencer os valores de R$ 18.815 e R$ 6.444, respectivamente.

Adicionalmente, a Companhia é fiadora da construção de quatro projetos: UTE Pampa Sul, Conjunto Eólico Campo Largo, Usina Fotovoltaica Assú V e Conjunto Eólico Umburanas, além da Linha de Transmissão. Em 31.12.2018, o montante total dessas fianças é R$ 428.447, cujos vencimentos são: R$ 296.464 em 2019, R$ 31.133 em 2020 e R$ 100.850 em 2023.

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 31.12.2018 é R$ 13.116 (R$ 14.234 em 31.12.2017).

g) Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração relacionada às pessoas chave da Administração está abaixo apresentada:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Remuneração Fixa	9.753	10.290	10.727	11.027
Remuneração Variável	4.186	8.486	4.771	8.703
Encargos Sociais	2.483	2.732	2.773	3.117
Outros	1.546	1.276	1.609	1.436
	17.968	**22.784**	**19.880**	**24.283**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia.

NOTA 32 – 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 31.05.2019 e o valor em risco coberto é de R$ 13.705.156 na controladora, e de R$ 25.508.638 no consolidado, a saber:

Tipo de usina	Controladora		Consolidado	
	Danos materiais	Lucro cessante	Danos materiais	Lucro cessante
Usinas Hidrelétricas	10.196.817	3.457.678	14.773.163	3.898.679
Usinas Termelétricas	-	-	3.138.883	1.083.644
Usinas complementares (eólica, solar, biomassa e PCH)	49.291	1.370	2.173.083	441.186
	10.246.108	**3.459.048**	**20.085.129**	**5.423.509**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 2.621.832, por evento.

b) Riscos de engenharia

Os projetos de construção da Usina Termelétrica Pampa Sul e dos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I e Umburanas possuem seguro de risco de engenharia de R$ 1.830.000, de R$ 1.982.000 e de R$ 1.663.000, respectivamente, para todo o período da obra. Já a cobertura para o risco de responsabilidade civil é de R$ 190.000, de R$ 60.000 e de R$ 60.000, respectivamente.

c) Outras coberturas

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

d) Sinistros

Em abril de 2017, ocorreu sinistro de uma unidade geradora da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A (UTLA). A cobertura de lucro cessante, líquido da franquia, de R$ 60.063, foi reconhecida em 2018 e recebida em janeiro de 2019.

Em abril de 2018, ocorreu um sinistro na unidade geradora da Usina Hidrelétrica Jaguara, gerando exposição de lucros cessantes de longo prazo e danos materiais. A unidade sinistrada ficou indisponível até dezembro de 2018. A estimativa de indenização relativa a danos materiais e lucros cessantes é de R$ 37 milhões. Adicionalmente, em setembro de 2018, ocorreu sinistro na unidade geradora da UTLA. A Companhia e a seguradora estão em fase de avaliação das coberturas de danos materiais e de lucros cessantes decorrentes deste sinistro.

NOTA 33 – COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui estes compromissos de longo prazo considerados relevantes:

	Controladora						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024 em diante	Total
Contrato de conexão	13.490	13.490	13.490	13.490	13.490	93.133	160.583
Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	346.527	346.527	346.527	346.527	346.527	2.027.670	3.760.305
Contrato de Uso do Sistema de Distribuição	2.843	2.843	2.843	2.843	2.843	13.507	27.722
Contratos de operação e manutenção	9.446	4.733	4.148	1.866	-	-	20.193
Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório	79.764	31.515	4.111	-	-	-	115.390
Repactuação do risco hidrológico	16.340	-	-	-	13.931	55.078	85.349
Saldos em 31.12.2018	**468.410**	**399.108**	**371.119**	**364.726**	**376.791**	**2.189.388**	**4.169.542**

Consolidado

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 em diante	Total
Contrato de conexão	13.540	13.540	13.540	13.540	13.540	93.975	161.675
Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	572.612	573.670	573.670	573.670	573.670	5.047.214	7.914.506
Contrato de Uso do Sistema de Distribuição	31.275	31.275	31.275	31.275	31.275	655.406	811.781
Contratos de operação e manutenção	33.453	41.501	58.955	74.712	90.885	132.342	431.848
Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório	79.764	31.515	4.111	-	-	-	115.390
Pampa Sul	48.827	-	-	-	-	-	48.827
Conjunto Eólico Umburanas	400.480	-	-	-	-	-	400.480
Linhas de Transmissão	41.572	502.572	859.883	42.509	-	-	1.446.536
Repactuação do risco hidrológico	16.340	-	-	-	13.931	91.930	122.201
Saldos em 31.12.2018	**1.237.863**	**1.194.073**	**1.541.434**	**735.706**	**723.301**	**6.020.867**	**11.453.244**

a) Contrato de conexão

A Companhia e suas controladas CEE e Trairí mantêm contratos de conexão com empresas de transmissão. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e das autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

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, Itasa, Jaguara, Diamante e Pampa Sul e os Conjuntos Eólicos Trairí, Santa Mônica, Campo Largo e Umburanas mantêm contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

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 das autorizações das usinas da Companhia.

d) Contratos de operação e manutenção

A Companhia, sua controlada Ferrari e os Conjuntos Eólicos Trairí, Santa Mônica e Campo Largo mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros.

e) Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório

A Companhia mantém contratos com fornecedores para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório. O contrato foi assinado em 20.11.2017 e irá resultar em um aumento na capacidade comercial da Usina de 13,9 MW médios.

f) Usina Termelétrica Pampa Sul ("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, no leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014, a serem entregues a partir de 2019.

g) Conjunto Eólico Umburanas

O Conjunto Eólico Umburanas firmou contratos relacionados à implantação de 18 parques eólicos no estado da Bahia, com capacidade instalada de 360,0 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre e 102,5 MW ao mercado regulado. O início do fornecimento está previsto para ocorrer durante o ano de 2019.

h) Linhas de Transmissão

Em 08.03.2018, a Companhia, por meio de suas controladas diretas ECP e EBC, assinou o contrato de concessão referente ao Leilão de Transmissão n° 02/2017.

i) Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no mercado regulado. 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.

j) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da garantia física e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com estes níveis de contratação nos próximos 6 anos:

	MW médios					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Recursos próprios	4.530	4.706	4.880	4.930	4.928	4.929
Compras	1.302	777	483	426	353	174
Disponibilidade total	5.832	5.483	5.363	5.356	5.281	5.103
Disponibilidade contratada	5.285	5.122	4.669	4.269	3.555	2.869
% Contratados	90,62%	93,42%	87,06%	79,71%	67,32%	56,22%

NOTA 34 – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Aumento de capital com reservas de lucro e lucro	2.073.592	-	2.073.592	-
Aumento de capital em controlada com estoque e imobilizado	(562.431)	-	-	-
Dividendos destinados por controladas	662.275	421.649	-	-
Juros sobre o capital próprio creditados	397.000	424.500	397.000	424.500
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(60.521)	33.216	(48.024)	45.367
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	6.119	6.970	6.119	6.970
Juros e variação monetária capitalizados	-	2.189	294.297	169.184
Estimativa para gastos futuros para aplicação no imobilizado	(29.179)	35.568	(27.269)	28.960
Fornecedores de imobilizado e de intangível	(11.874)	(9.757)	76.100	23.298
Ativos/Passivos não circulante mantido para venda	(48.038)	-	(48.038)	(1.858)
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	-	-	12.152

NOTA 35 – EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Entrada em operação comercial - Conjunto Eólico Umburanas

Até a data de apresentação destas demonstrações contábeis, em 19.02.2019, a Aneel autorizou o início da operação comercial de 4 parques eólicos do Conjunto Eólico Umburanas. Esses parques incrementaram a capacidade instalada e comercial da Companhia em 95,0 MW e 56,4 MW médios, respectivamente. A entrada em operação comercial das demais Centrais Eólicas deste Conjunto está prevista para ocorrer em 2019.

b) Destinações do resultado do exercício

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 19.02.2019, aprovou a proposta de destinação dos lucros do exercício findo em 31.12.2018, a qual segue: (i) distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2018, no montante de R$ 76.703, ou R$ 0,0940069200 por ação; e (ii) retenção de lucros com base em orçamento de capital no valor de R$ 177.673. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em milhares de reais

	A realizar		
Fontes de recursos	**2019**	**2020**	**Total**
Retenção de lucros do exercício de 2018 (Artigo 196 da Lei das S.A.)	177.673	-	177.673
Capital de terceiros e geração interna de caixa	1.581.327	2.449.000	4.030.327
Total das fontes	**1.759.000**	**2.449.000**	**4.208.000**
Aplicações			
Usina Termelétrica Pampa Sul	367.000	-	367.000
Conjunto Eólico Umburanas	448.000	-	448.000
Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I	42.000	-	42.000
Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II	317.000	1.285.000	1.602.000
Linha de Transmissão Gralha Azul	231.000	990.000	1.221.000
Modernização de Salto Osório	84.000	37.000	121.000
Manutenção do parque produtivo	270.000	137.000	407.000
Total das aplicações	**1.759.000**	**2.449.000**	**4.208.000**

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, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

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

Gabriel Mann dos Santos
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, 19 de fevereiro de 2019.

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

José Pais Rangel
Conselheiro

Roberto Henrique Tejada Vencato
Conselheiro

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

Leonardo Augusto Serpa
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

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

Gabriel Mann dos Santos
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

Deloitte.

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Dona Francisca, 260 -
sala 1.504
89201-250 - Joinville - SC
Brasil

Tel.: + 55 (47) 3025-5155
Fax: + 55 (47) 3328-5155
www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Engie Brasil Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, da Engie Brasil Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Engie Brasil Energia S.A. em 31 de dezembro de 2018, 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 contábeis consolidadas

Em nossa opinião as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Engie Brasil Energia S.A. em 31 de dezembro de 2018, 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 ("International Financial Reporting Standards – 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 contábeis". Somos independentes em relação à Companhia, 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 - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 225.000 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

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 contábeis como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Reconhecimento de receita

Conforme descrito nas notas explicativas nº 3.p e 27 às demonstrações contábeis, a receita da Companhia decorre substancialmente do suprimento e da comercialização de energia elétrica. Esse assunto foi considerado como significativo para a nossa auditoria, em função do volume e especificidade dos contratos de suprimento de energia, processos que suportam seu reconhecimento, a dependência de sistemas e respectivos controles internos.

Nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho e da implementação das atividades de controles internos da Companhia relacionados ao processo da Administração para mensurar o montante da receita de suprimento de energia elétrica a ser reconhecida de acordo com os requerimentos contábeis e com as condições contratuais; (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para registro de tais montantes; (iii) testes dos contratos de suprimento e comercialização de energia, por amostragem, considerando suas especificidades e registro contábil; (iv) teste de recebimento subsequente de faturas, por amostragem; (v) teste sobre as receitas não faturadas, avaliando o processo de estimativa da Administração; e (vi) avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações contábeis estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que o processamento, o registro e o reconhecimento da receita realizados pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequados, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Provisões (para litígios)

Conforme divulgado na nota explicativa nº 22 às demonstrações contábeis, a Companhia é ré em uma série de processos judiciais relacionados a discussões cíveis, fiscais e trabalhistas, os quais envolvem montantes elevados. Na determinação dos montantes a serem contabilizados para fazer frente a esses riscos, bem como dos montantes de riscos possíveis e remotos divulgados nas demonstrações contábeis, a Administração aplica um alto julgamento que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia, análise de jurisprudências e análise individualizada dos processos.

Para responder a esse principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram: (i) avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes sobre as contingências, especificamente na determinação das provisões para referidos riscos; (ii) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os sistemas informatizados utilizados pela Administração para controlar e avaliar as provisões; (iii) execução de teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela Administração para desenvolvimento das estimativas dos prognósticos de perda dos processos; (iv) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do risco de perda, à fase processual e ao valor envolvido; (v) desafio às premissas e aos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento destas estimativas; e (vi) avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações contábeis estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que a mensuração da provisão para litígios, realizada pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequadas no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

Contabilização dos contratos de comercialização de energia – Carteira de Negociação ("Trading")

Conforme divulgado na nota explicativa nº 15 e 27 às demonstrações contábeis, a Companhia, através de sua controlada Engie Brasil Energia Comercializadora Ltda., possui contratos de comercialização de energia com características de negociação, para os quais não há compromisso de combinar uma transação de compra com uma venda específica, e para o qual a Companhia tem certa flexibilidade no gerenciamento dos respectivos contratos, com o objetivo de obter ganhos por variações nos preços de mercado, considerando as suas políticas e limites de risco. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto julgamento necessário para mensurar o valor justo dos contratos de compra e venda de energia com estas características em 31 de dezembro de 2018, sendo necessária a utilização de conhecimento técnico e de mercado pela Companhia.

Para responder a esse principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros: (a) entendimento do desenho dos controles internos relevantes sobre os contratos de comercialização de energia e sobre os cálculos do valor justo dos contratos de compra e venda de energia da carteira de negociação; (b) avaliação dos critérios utilizados para identificação dos contratos de compra e venda de energia pertencentes à carteira de negociação e mensuração do valor justo de tais contratos na data das demonstrações financeiras; (c) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento do valor justo e análise de evidências contraditórias; e (d) avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações contábeis estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que a mensuração do valor justo das operações de compra e venda de energia da carteira de negociação da controlada Engie Brasil Energia Comercializadora Ltda., assim como as respectivas divulgações, está adequada no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, 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 contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações contábeis 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 contábeis tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreende o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis, 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 contábeis, 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 contábeis 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 uma distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, 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 detecta 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 contábeis.

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 contábeis, 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 às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.

- 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. Se concluído que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis 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 a não mais se manter em continuidade operacional.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis 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 contábeis 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 contábeis 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 do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Joinville, 19 de fevereiro de 2019

Deloitte Touche Tohmatsu
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" SC

Fernando de S Leite
Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

ENGIE Brasil Energia S.A.

CNPJ/MF 02.474.103/0001-19 – NIRE 4230002438-4
Companhia Aberta - Registro CVM n.º 1732-9

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia, o(a)s Senhor(a)es Carla Carvalho de Carvalho, 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 2018 para reserva legal; reserva de incentivos fiscais; reserva de retenção de lucros; e distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, com base no relatório dos auditores independentes, a DeloitteTouche Tohmatsu, emitido em 19 de fevereiro de 2019, 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 2018, estando em condições de serem apreciados pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro/RJ, 19 de fevereiro de 2019.

Carla Carvalho de Carvalho
Conselheira Presidente

Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro