

CELG Distribuição S.A.

**Demonstrações contábeis
regulatórias em 31 de dezembro de
2016**

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias	3
Balancos patrimoniais regulatórios	7
Demonstrações regulatórias do resultado	9
Demonstrações regulatórias do resultado abrangente	10
Demonstrações regulatórias das mutações do patrimônio líquido	11
Demonstrações regulatórias dos fluxos de caixa - Método indireto	12
Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias	13



KPMG Auditores Independentes
Avenida Deputado Jamel Cecílio, 2.496 - Quadra B-22, Lote 04-E
Salas A-103 a A-106 - Jardim Goiás
Edifício New Business Style
74810-100 - Goiânia/GO - Brasil
Caixa Postal 25.425 - CEP 74810-970 - Goiânia/GO - Brasil
Telefone +55 (62) 3604-7900, Fax +55 (62) 3604-7901
www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da CELG Distribuição S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da CELG Distribuição S.A. com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CELG Distribuição S.A. em 31 de dezembro de 2016, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas nacionais 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 regulatórias”. 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, 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.

Ênfase - Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 2.a às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a CELG Distribuição S.A. a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.



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

Fundo de aporte – FUNAC

(Nota explicativa 11 das demonstrações contábeis regulatórias)

Principal assunto de auditoria	Nossa abordagem de auditoria
<p>Em função da venda do controle acionário da Companhia para as Centrais Elétricas Brasileiras S.A., foi criado o Fundo de Aporte (FUNAC) com o objetivo de ressarcir a Companhia de eventuais perdas com passivos contingentes. A realização desses créditos junto ao Fundo depende de aportes financeiros do Governo do Estado de Goiás e/ou recebimento de créditos decorrentes de ações ganhas pela Companhia que são transferidas para o Fundo. A partir de 14 de fevereiro de 2017, com a mudança do controle da Companhia para a Enel Brasil S.A., os créditos do FUNAC poderão ser compensados com créditos outorgados de ICMS.</p> <p>O ressarcimento de tais créditos depende do requerimento por parte da Companhia à Secretaria da Fazenda do Estado de Goiás e manifestação da Procuradoria Geral do Estado quanto à regularidade formal dos processos, assim como da disponibilidade de recursos para por parte do FUNAC. Adicionalmente, a Companhia avalia o valor recuperável desse ativo tomando por base o histórico de recebimentos, a capacidade de pagamento do fundo e outros mecanismos que poderiam ser utilizados. Devido à relevância dos valores envolvidos e às características específicas desses ativos, bem como aos julgamentos utilizados pela Companhia na avaliação do valor recuperável desse ativo, consideramos esse tema um assunto significativo para nossa auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria para esse assunto incluíram, dentre outros, a:</p> <ul style="list-style-type: none">- avaliação dos aspectos legais relacionados à constituição do FUNAC junto aos assessores jurídicos da Companhia;- avaliação do cumprimento da obrigação do Governo do Estado de Goiás em ressarcir a Companhia por perdas com passivos contingentes previstos no FUNAC com base no histórico de ressarcimentos realizados desde a criação do fundo;- inspeção dos comprovantes de ressarcimentos realizados pelo Governo do Estado de Goiás durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2016;- avaliação da capacidade de a Companhia realizar os créditos outorgados com base na despesa com ICMS do exercício findo em 31 de dezembro de 2016;- avaliação da adequação das divulgações relativas ao FUNAC nas demonstrações contábeis regulatórias.



Responsabilidades da administração pelas demonstrações contábeis regulatórias

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, 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.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, 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 nacionais e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas nacionais 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 regulatórias, 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 concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias

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.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

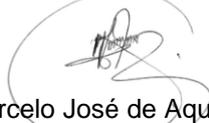
Comunicamo-nos com a administração a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também à Administração 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 a Administração, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias 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.

Goiânia, 26 de abril de 2017

KPMG Auditores Independentes
CRC GO-001203/O-2 F-GO



Marcelo José de Aquino
Contador CRC 1SP183836/O-6

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.**Balancos patrimoniais regulatórios em 31 de dezembro 2016 e 31 de dezembro de 2015***(Em milhares de reais)*

Ativo	Nota	31/12/2016	31/12/2015
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	76.144	82.182
Clientes	5	955.790	1.089.479
Tributos e contribuições sociais	6	8.421	40.382
Serviços em curso	7	35.837	32.551
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros	8	-	141.398
Subvenção CDE - Desconto tarifário	9	23.509	25.506
Almoxarifado		24.551	36.538
Outros ativos	11	164.934	188.157
Total ativo circulante		1.289.186	1.636.193
Ativo não circulante			
Clientes	5	39.012	29.564
Tributos e contribuições sociais	6	141.149	130.058
Cauções e depósitos vinculados	10	212.420	136.761
Outros ativos	11	555.800	570.840
Investimentos		2.658	2.666
Intangível	12	41.690	39.010
Imobilizado	14	3.249.840	3.129.460
Total ativo não circulante		4.242.569	4.038.359
Total do Ativo		5.531.755	5.674.552

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Balancos patrimoniais regulatórios em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro 2015

(Em milhares de reais)

Passivo	Nota	31/12/2016	31/12/2015
Passivo circulante			
Fornecedores	15	528.764	1.057.313
Tributos e contribuições sociais	16	277.612	350.370
Empréstimos e financiamentos	17	471.294	509.371
Encargos setoriais	18	629.598	306.027
Entidade de previdência privada	27	40.682	37.216
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros	8	210.204	-
Provisões trabalhistas		41.704	36.257
Outros passivos	19	411.405	524.091
Total do passivo circulante		2.611.263	2.820.645
Passivo não circulante			
Fornecedores	15	938.672	926.577
Tributos e contribuições sociais	16	-	10.183
Empréstimos e financiamentos	17	614.182	795.132
Encargos setoriais	18	76.441	122.305
Entidade de previdência privada	27	109.016	109.584
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros	8	62.522	56.264
Provisão para demandas judiciais	20	669.729	568.100
Obrigações especiais	3.17	1.278.564	1.173.451
Outros passivos	19	39.291	10.896
Total do passivo não circulante		3.788.417	3.772.492
Patrimônio líquido	21		
Capital social		3.475.679	3.475.679
Reserva de reavaliação		182.297	216.005
Ajuste de avaliação patrimonial		(32.191)	(12.771)
Prejuízos acumulados		(4.493.710)	(4.597.498)
Total do patrimônio líquido		(867.925)	(918.585)
Total do passivo e patrimônio líquido		5.531.755	5.674.552

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações regulatórias do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro 2016 e 2015

(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2016	31/12/2015
Receita líquida	22	3.785.228	4.219.809
Custo com energia elétrica	23		
Custo energia elétrica comprada para revenda		(2.406.013)	(2.946.392)
Custo encargo de uso do sistema de distribuição	24	<u>(185.491)</u>	<u>(165.904)</u>
Total custo com energia elétrica		<u>(2.591.504)</u>	<u>(3.112.296)</u>
Outros custos	24		
Pessoal e administradores		(217.285)	(203.928)
Entidade de previdência privada		(10.911)	(9.192)
Materiais		(8.577)	(8.598)
Serviço de terceiros		(422.252)	(418.047)
Depreciação e amortização		(122.931)	(166.167)
Tributos		(1.709)	(1.134)
Perdas no recebimento de clientes		(18.630)	(75.706)
Recuperação de despesas		9.852	2.984
Penalidades contratuais e regulatórias		(69.291)	(121.670)
Outros		<u>(34.246)</u>	<u>(3.636)</u>
Total outros custos		<u>(895.980)</u>	<u>(1.005.094)</u>
Lucro bruto		<u>297.744</u>	<u>102.419</u>
Despesas operacionais			
Despesas gerais e administrativas	24	<u>(348.178)</u>	<u>(256.423)</u>
Total das despesas operacionais		<u>(348.178)</u>	<u>(256.423)</u>
Resultado antes dos efeitos financeiros e dos impostos		<u>(50.434)</u>	<u>(154.004)</u>
Resultado financeiro líquido	25	<u>120.514</u>	<u>(867.084)</u>
Resultado antes dos impostos		<u>70.080</u>	<u>(1.021.088)</u>
Imposto de renda e contribuição social		<u>-</u>	<u>-</u>
Resultado do exercício		<u>70.080</u>	<u>(1.021.088)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações regulatórias do resultado abrangente

Exercícios findos em 31 de dezembro 2016 e 2015

(Em milhares de reais)

	31/12/2016	31/12/2015
Resultado do exercício	<u>70.080</u>	<u>(1.021.088)</u>
Perda atuarial com benefício pós-emprego	<u>(19.420)</u>	<u>(3.340)</u>
Resultado abrangente do exercício	<u>50.660</u>	<u>(1.024.428)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações regulatórias das mutações do patrimônio líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro 2016 e 2015

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de reavaliação	Prejuízos acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Total
Saldos em 31 de dezembro 2014	3.475.679	226.391	(3.586.796)	(9.431)	105.843
Resultado abrangente do exercício					
Resultado do exercício	-	-	(1.021.088)	-	(1.021.088)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(3.340)	(3.340)
Total de resultados abrangentes do exercício	-	-	(1.021.088)	(3.340)	(1.024.428)
Realização de reservas					
Realização da reserva de reavaliação	-	(15.085)	15.085	-	-
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação	-	4.699	(4.699)	-	-
Total de realização de reservas no exercício	-	(10.386)	10.386	-	-
Saldos em 31 de dezembro 2015	3.475.679	216.005	(4.597.498)	(12.771)	(918.585)
Resultado abrangente do exercício					
Resultado do exercício	-	-	70.080	-	70.080
Ganhos e perdas atuariais - benefício pós emprego	-	-	-	(19.420)	(19.420)
Total de resultados abrangentes do exercício	-	-	70.080	(19.420)	50.660
Realização de reservas					
Realização da reserva de reavaliação	-	(50.421)	50.421	-	-
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação	-	16.713	(16.713)	-	-
Total de realização de reservas no exercício	-	(33.708)	33.708	-	-
Saldos em 31 de dezembro 2016	3.475.679	182.297	(4.493.710)	(32.191)	(867.925)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações regulatórias dos fluxos de caixa – Método indireto

Exercícios findos em 31 de dezembro 2016 e 2015

(Em milhares de reais)

	31/12/2016	31/12/2015
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Resultado do exercício	70.080	(1.021.088)
Ajustes de:		
- Depreciação e amortização	131.764	175.890
- Variação monetária e cambial	37.307	742.791
- Repactuação Itaipu	(321.578)	-
- Resultado financeiro	163.757	124.294
- Provisão para créditos de liquidação duvidosa	18.630	71.574
- Provisão para contingências	104.972	-
- Outros	-	(32.910)
Variações nos ativos e passivos		
Clientes	105.746	(469.350)
Estoques	11.987	(3.105)
Tributos e contribuições sociais	20.870	(23.126)
Componentes regulatórios CVA e itens financeiros	194.103	139.688
Subvenção CDE - Desconto tarifário	1.997	69.655
Cauções e depósitos vinculados	(75.659)	(47.356)
Outros ativos	34.986	(30.991)
Fornecedores	(194.876)	(226.709)
Obrigações estimadas	5.447	-
Encargos setoriais	277.707	31.750
Tributos e contribuições sociais	(82.941)	134.785
Entidade de Previdência Privada	(16.523)	-
Outros passivos	(74.336)	242.081
Caixa líquido gerado(usado) nas atividades operacionais	413.440	(122.127)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição do ativo financeiro - concessões de serviço público	(163.144)	(186.401)
Caixa líquido usado nas atividades de investimento	(163.144)	(186.401)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Ingressos de financiamentos e empréstimos	80.000	905.399
Amortização do principal de financiamentos e empréstimos	(336.334)	(646.408)
Caixa líquido gerado(usado) nas atividades de financiamento	(256.334)	258.991
Redução no caixa e equivalentes de caixa	(6.038)	(49.537)
Caixa e equivalente de caixa no início do exercício	82.182	131.719
Caixa e equivalente de caixa no fim do exercício	76.144	82.182
Redução no caixa e equivalentes de caixa	(6.038)	(49.537)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

CELG Distribuição S.A. - CELG D**Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias**

(Em milhares de reais)

1. Informações gerais**1.1 Contexto operacional**

A CELG Distribuição S.A. - CELG D (“Companhia”) é uma sociedade anônima de capital fechado concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição. A Companhia está sediada na Rua 2, Número 505, Jardim Goiás, Goiânia – GO.

A Companhia tem como principal objeto social a exploração técnica e comercial de distribuição de energia no Estado de Goiás, assim como a realização de estudos, projetos, construção e operação de redes de distribuição de energia elétrica.

Conforme 5ª Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 63/2000-ANEEL de 25 de agosto de 2000, publicado em 30 de dezembro 2015, a Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica no Estado de Goiás pelo prazo de 30 (trinta) anos a partir de 7 de julho de 2015.

Ao término do contrato de concessão, os bens e instalações vinculados passarão a integrar o patrimônio do Poder Concedente, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados mediante auditoria da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

1.2 Plano de reestruturação financeira

A Companhia apresenta em 2016 prejuízo acumulado de R\$ 4.493.710 e passivo a descoberto de R\$ 899.298, necessitando desta forma, de recursos de longo prazo para cobertura da dívida de curto prazo e melhoria do fluxo de caixa. A Administração vem adotando medidas para a continuidade dos objetivos estratégicos com destaque para melhorias operacionais, redução de custos e combate às perdas de energia elétrica.

As demonstrações contábeis foram preparadas sob o pressuposto da continuidade operacional normal dos negócios da Companhia. A Administração da Companhia, objetivando a melhoria dos resultados, vem dando sequência às ações do Planejamento Estratégico de 2015-2017 e Programa de Eficiência Energética, que contém uma carteira de projetos prioritários diretamente associados a diretrizes estratégicas de eficiência operacional.

Em relação aos Planejamento Estratégico e o Programa de Eficiência Energética, as principais medidas são:

- Redução dos custos operacionais;
- Garantia do recolhimento tarifário nos reajustes e revisões;
- Redução das despesas financeiras e reperfilamento da dívida;
- Redução das despesas com ressarcimentos e multas;

- Fornecimento de energia com a qualidade adequada;
- Aumento do giro dos estoques;
- Aumento da produtividade e eficiência dos serviços contratados, eliminando os contratos emergenciais;
- Redução da inadimplência e perdas;
- Aperfeiçoamento da gestão do contencioso e do FUNAC;
- Adequação quantitativa do quadro de pessoal;
- Revisão da estrutura organizacional baseada em processos;
- Integração dos sistemas informatizados;

Com a aquisição do controle acionário da Companhia por parte da Enel Brasil S.A. (vide item 1.4), o Controlador está comprometido em realizar os aportes financeiros necessários para atendimento às obrigações da Companhia.

1.3 Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

O Decreto número 8.461, de 02 de junho de 2015, que regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica e autorizou o Ministério de Minas e Energia a prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica, estabeleceu que deverão ser observados os seguintes indicadores:

I. Eficiência da qualidade do serviço, a ser apurada por meio dos indicadores Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora ("DECI") e Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora ("FECI");

II. Eficiência econômico-financeira, a ser apurada por meio do EBITDA e do nível de endividamento, que significa a capacidade da concessionária honrar com seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável;

III. Racionalidade operacional e econômica; e

IV. Modicidade tarifária.

As métricas de melhoria contínua para tais indicadores foram estabelecidas pelo Poder Concedente no 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 63/2000-ANEEL, sob pena de extinção da concessão (vide Nota Explicativa 33).

De igual forma, a partir do sexto ano, o descumprimento de tais metas, configurará a inadimplência da concessionária e implicará a abertura do processo de caducidade, observados o seguinte: (i) Critério I - Eficiência da qualidade do serviço: se houver descumprimento por três anos consecutivos; ou (ii) Critério II - Eficiência econômico-financeira: se houver descumprimento por dois anos consecutivos. Porém, neste caso, o concessionário poderá apresentar um plano de transferência do controle societário como forma alternativa a essa extinção, contendo a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.

1.4 Alienação do controle acionário

Em 30 de novembro de 2016 a Enel Brasil S.A. foi vencedora do leilão de privatização da Companhia. A assinatura do contrato de compra e venda foi realizada em 14 de fevereiro

de 2017, data da mudança do controle acionário, tendo a Enel Brasil S.A. adquirido aproximadamente 94,8% do capital social da Companhia, pelo valor de R\$ 2,187 bilhões, dos acionistas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. e Governo do Estado de Goiás.

2. Apresentação das informações contábeis

a) Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas pela Administração.

A Diretoria Executiva da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias em 26 de abril de 2017. Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações financeiras.

b) Base de preparação e apresentação

As demonstrações contábeis foram preparadas com base no custo histórico, exceto quando mencionado o contrário.

c) Moeda funcional

Essas informações contábeis são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

d) Estimativas contábeis

A preparação das demonstrações contábeis requer que a administração faça julgamentos, estimativas e adote premissas que impactam os valores de receitas, despesas, ativos e passivos, assim como as divulgações de passivos contingentes. Contudo, imprecisões inerentes ao processo de sua determinação podem resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações contábeis no momento da liquidação das correspondentes transações.

A Companhia revisa suas estimativas e premissas no mínimo anualmente, ou quando eventos ou mudanças de circunstâncias assim o exigirem.

Essas estimativas estão relacionadas principalmente ao registro de:

- (i) Receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturada e as respectivas contas a receber – **Notas explicativas nº 5 e nº 22;**
- (ii) Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa – **Nota explicativa nº 5;**
- (iii) Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – **Nota explicativa nº 8;**

- (iv) Depreciação do ativo imobilizado – **Nota explicativa nº 14**;
- (v) Provisão para demandas judiciais – **Nota explicativa nº 20**; e
- (vi) Provisão para passivo atuarial decorrente de benefícios a empregados – **Nota explicativa nº 27**.

3. Resumo das principais práticas contábeis

3.1. Apuração do resultado

O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência.

Reconhecimento de receitas

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas. Uma receita não é reconhecida se houver incerteza significativa sobre a sua realização.

As principais receitas da Companhia são:

(i) Receita de fornecimento de energia elétrica

As receitas com fornecimento de energia são medidas por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela distribuidora. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas.

A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base o histórico de consumo dos clientes

(ii) Receita de construção

O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo intangível em formação (Direito de concessão - Infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta de serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida a custo com construção da infraestrutura em igual montante.

Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

(iii) Bandeiras tarifárias

A ANEEL instituiu, a partir de 2015, o mecanismo de bandeiras tarifárias, com a finalidade de sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica das

permissionárias de distribuição, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia.

O sistema de bandeiras tarifárias é representado pela bandeira verde, que indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário, e pelas bandeiras amarela e vermelha, que indicam condições menos favoráveis e críticas de geração de energia, resultando em adicionais à tarifa de energia.

O repasse dos recursos provenientes do faturamento das bandeiras tarifárias será realizado pelas distribuidoras à Conta Centralizadora, administrada pela CCEE, e os recursos disponíveis nessa conta serão repassados mensalmente às distribuidoras, considerando os custos realizados da geração de energia por fonte termelétrica e das exposições ao mercado de curto prazo.

(iv) Receita de juros

É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida econômica do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

Impostos sobre o faturamento

O PIS e a COFINS são apurados com base na receita operacional e contabilizados como dedução de receita pelo regime de competência, e segundo a legislação em vigor do regime não cumulativo, as alíquotas são de 1,65% e 7,6%, respectivamente.

3.2 Transações em moeda estrangeira

A Companhia definiu que sua moeda funcional é o Real, de acordo com as definições do Pronunciamento Técnico CPC nº 02 (R1) - Efeitos nas Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações contábeis regulatórias.

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas realizadas em moeda diferente da funcional, são convertidas pela taxa de câmbio das datas de cada transação. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data do fechamento. Os ganhos e as perdas de variações nas taxas de câmbio sobre os ativos e os passivos monetários são reconhecidos no resultado do exercício.

3.3 Instrumentos financeiros

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos. Os principais ativos e passivos financeiros não derivativos estão descritos a seguir:

Ativos financeiros

A Companhia classifica os ativos financeiros não derivativos nas seguintes categorias: ativos mensurados ao valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, ativos financeiros mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. Na data-base das demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia mantém classificada os instrumentos financeiros ativos não derivativos na categoria de “Empréstimos e recebíveis” conforme demonstrado a seguir:

Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

Os empréstimos e recebíveis abrangem principalmente:

- Caixa e equivalentes de caixa - **Nota explicativa nº 4**;
- Clientes - **Nota explicativa nº 5**; e
- Outros ativos – **Nota explicativa nº 11**.

Passivos financeiros

Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são:

- Fornecedores - **Nota explicativa nº 15**; e
- Empréstimos e financiamentos - **Nota explicativa nº 17**.

Estes passivos financeiros não são usualmente negociados antes do vencimento. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios estão próximos do valor justo dos instrumentos financeiros detidos pela Companhia.

3.4 Caixa e equivalentes de caixa

Incluem saldos de caixa, de depósitos bancários em contas-correntes e de aplicações financeiras resgatáveis sem custo no prazo máximo de 90 dias das datas das aplicações e com risco insignificante de mudança de seu valor justo. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais.

3.5 Clientes

A Companhia classifica os valores a receber dos consumidores, dos revendedores, das concessionárias e das permissionárias na rubrica clientes. Os recebíveis reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo, estão apresentados pelo valor presente, deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de provisão para créditos de liquidação duvidosa quando aplicável. Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionárias e permissionárias incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica; incluem ainda o uso do sistema de distribuição por consumidores livres, bem como o saldo de energia vendida no mercado de curto prazo comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos, sendo os saldos demonstrados no ativo circulante, de acordo com a classificação do título que as originou. O critério utilizado pela Companhia para constituir a provisão para créditos de liquidação duvidosa está baseado em normas da ANEEL e é considerado pela Administração como adequado para estimar as perdas com créditos decorrentes de fornecimento de energia e pode ser assim demonstrado:

Consumidores

Consumidores de baixa tensão:

Classe de consumo

Residencial	60 dias
Industrial	180 dias
Comercial, rural	90 dias
Poder público	150 dias
Serviço público	120 dias
Suprimento, consumidor livre e produtor independente	60 dias

Idade do vencimento

Consumidores de alta tensão:

Classe de consumo

Residencial	90 dias
Industrial, rural, poder público e serviço público	180 dias
Comercial e iluminação pública	150 dias

Idade do vencimento

Parcelamentos:

I – Classe Privada – Dívida parcelada em até 60 meses, a reversão da provisão constituída sobre débitos vencidos, os quais são renegociados, é feita somente após o recebimento da 5ª parcela, e constitui nova provisão quando o devedor acumula cinco parcelas em atraso. Para parcelamentos em mais 60 meses a reversão ocorrerá somente após o recebimento da 6ª parcela e constituirá nova provisão quando acumular seis parcelas em atraso.

II – Classe Pública – Dívida parcelada em até 60 meses, a reversão da provisão constituída sobre débitos vencidos, os quais são renegociados, é feita somente após o recebimento da 4ª parcela, e constitui nova provisão quando o devedor acumula quatro parcelas em atraso. Para parcelamentos em mais 60 meses a reversão ocorrerá somente após o recebimento da 6ª parcela e constituirá nova provisão quando acumular seis parcelas em atraso.

Receita não faturada: O entendimento da Administração é que os valores apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias são cobráveis e que os riscos de não realização são considerados nas estimativas de cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa.

3.6 Almoxarifado

Representam os materiais e os equipamentos em estoque (almoxarifado de manutenção e administrativo), que estão registrados pelo custo médio de aquisição e que quando excede os custos de reposição ou valores de realização, são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação.

3.7 Ativo e passivo financeiro – Parcela “A” - CVA

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela "A"), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pelas distribuidoras nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos. São segregados entre ativo e passivo de acordo com a expectativa de homologação nas tarifas pela ANEEL nos próximos processos tarifários. São homologados anualmente pela ANEEL e incorporados à tarifa de energia por meio de reajustes ou revisões tarifárias.

A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da Companhia, ou seja, as variações apuradas são integralmente repassadas ao consumidor ou suportadas pelo Poder Concedente.

3.8 Ativo imobilizado (bens vinculados à concessão)

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas, quando aplicável. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

- O custo de materiais e mão de obra direta;
- Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessários para que esses sejam capazes de operar de forma adequada; e
- Custos de empréstimos e financiamento sobre ativos qualificáveis.

Ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/despesas operacionais no resultado.

Gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados com os gastos serão auferidos pela Companhia. Gastos com manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

A depreciação é calculada sobre o saldo das imobilizações em serviço, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados às atividades de administração, e refletem a vida útil estimada dos bens (Nota Explicativa nº 14).

3.9 Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros (*impairment*)

A Administração revisa, no mínimo anualmente, o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Não foram identificadas tais circunstâncias que levariam a Companhia a avaliar a necessidade de constituição de provisão para perda sobre o valor dos ativos não financeiros. A Companhia não possuía ágio, ativos intangíveis com vidas úteis indefinidas ou intangíveis em desenvolvimento para os quais seriam requeridos testes de recuperação dos valores registrados.

O valor recuperável do ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor líquido de venda. O gerenciamento dos negócios da Companhia considera uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

3.10 Provisões

Uma provisão é reconhecida no balanço patrimonial quando a Companhia possui uma obrigação presente (legal ou construtiva) como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para liquidar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

A Companhia é parte em diversos processos judiciais e administrativos. Provisões para riscos trabalhistas, fiscais e cíveis são constituídas para todas as contingências referentes a processos judiciais e administrativos, para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser efetuada. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos.

As provisões são revisadas e ajustadas para considerar alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais (vide Nota Explicativa nº 20).

3.11 Benefícios a empregados

i. Benefícios de curto prazo a empregados

Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são mensuradas em uma base não descontada e são incorridas como despesas, conforme o serviço relacionado seja prestado.

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo, se a Companhia tem uma obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

ii. Benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social. A Companhia concede também, benefícios de assistência à saúde para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários - plano assistencial (vide Nota Explicativa nº 27).

3.12 Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro são registrados pelo regime de competência e segundo a legislação tributária vigente. O imposto de renda é calculado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240, no período-base para apuração do imposto, enquanto a contribuição social é calculada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável.

As antecipações ou os valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização. A Administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações, para as quais a regulamentação fiscal requer interpretações e estabelece provisões quando apropriado (Nota Explicativa nº 6).

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados a combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

A Administração da Companhia decidiu pela constituição de ativo fiscal diferido até o limite do passivo fiscal diferido até que o plano de recuperação econômico-financeira da Companhia demonstre expectativa de apuração de lucro tributável futuro de forma consistente.

3.13 Empréstimos e financiamentos

Estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos até a data do balanço, de acordo com a taxa efetiva de juros (vide Nota Explicativa nº 17).

3.14 Encargos setoriais

- a. **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)** - Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, possibilitando a universalização do serviço de energia elétrica.
- b. **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Programa de Eficiência Energética (EPE) e Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)** - As empresas distribuidoras de energia elétrica estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para reinvestimentos nesses programas.
- c. **Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)** - Calculada pela ANEEL, incidente sobre a distribuição de energia, considerando o valor econômico agregado pela concessionária.
- d. **Encargo do Serviço do Sistema (ESS)** - Tem como objetivo manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema interligado nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e é pago pelas distribuidoras às geradoras.

3.15 Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Os registros das operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência, de acordo com informações fornecidas por aquela entidade e/ou por estimativa.

3.16 Novas normas e interpretações ainda não adotadas

Uma série de novas normas ou alterações de normas e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2018.

CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47 introduz uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida, e como a receita é mensurada. O CPC 47 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (R1) Receitas e o CPC 17 (R1) Contratos de construção.

O CPC 47 entra em vigor para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2018.

As receitas são atualmente reconhecidas com base no consumo de cada cliente, sendo considerado tal momento a transferência dos riscos e benefícios relacionados. A receita é reconhecida neste momento desde que a receita e os custos possam ser mensurados de forma confiável, o recebimento da contraprestação seja provável e não haja envolvimento contínuo da administração com os produtos.

De acordo com o CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle dos produtos e todas obrigações contratuais são atendidas.

Na avaliação preliminar realizada pela Companhia, nenhum impacto significativo é esperado nas demonstrações contábeis regulatórias.

CPC 48 Instrumentos financeiros

O CPC 48 substitui as orientações existentes no CPC 38 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração. O CPC 48 inclui novos modelos para a classificação e mensuração de instrumentos financeiros e a mensuração de perdas esperadas de crédito para ativos financeiros e contratuais, como também novos requisitos sobre a contabilização de *hedge*. A nova norma mantém as orientações existentes sobre o reconhecimento e desreconhecimento de instrumentos financeiros do CPC 38.

O CPC 48 entra em vigor para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2018.

O impacto efetivo da adoção do CPC 48 nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia em 2018 não pode ser estimado com confiança, pois dependerá dos instrumentos financeiros que a Companhia detiver e das condições econômicas em 2018, bem como de decisões e julgamentos contábeis que a Companhia fará no futuro. A nova norma exigirá que a Companhia revise seus processos contábeis e controles internos relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros e essas alterações ainda não estão finalizadas. No entanto, a Companhia realizou uma avaliação preliminar do potencial impacto da adoção do CPC 48 com base em sua posição em 31 de dezembro de 2016.

O CPC 48 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. O CPC 48 retém grande parte dos requerimentos do CPC 38 para a classificação de passivos financeiros.

O CPC 48 substitui o modelo de "perdas incorridas" do CPC 38 por um modelo prospectivo de "perdas de crédito esperadas". Isso exigirá um julgamento relevante quanto à forma como mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas.

A Companhia acredita que as perdas por redução ao valor recuperável deverão aumentar e tornar-se mais voláteis para os ativos no modelo do CPC 48. No entanto, a Companhia ainda não finalizou a metodologia de perda por redução ao valor recuperável que aplicará no âmbito da CPC 48, considerando o volume de faturas emitidas mensalmente.

IFRS 16 Leases (arrendamentos)

A IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções opcionais estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo a *IAS 17 Operações de Arrendamento Mercantil* e o *IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil*.

A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019.

A avaliação preliminar da Companhia é a de que não é previsto qualquer impacto significativo nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

3.17 Conciliação das demonstrações financeiras societárias para demonstrações contábeis regulatórias

Nos termos do Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016 a Companhia elaborou suas demonstrações contábeis regulatórias para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016. Considerando que parte substancial das notas explicativas são comuns tanto à prática societária quanto à regulatória, abaixo estão sendo apresentados os ajustes necessários para conciliação das demonstrações societárias e regulatórias:

Balanco patrimonial em 31 de dezembro de 2016

<i>(Em milhares de reais)</i>	Demonstrações societárias	Ajustes	Demonstrações regulatórias
Cientes (i)	988.093	6.709	994.802
Ativo financeiro – bens da concessão (ii)	62.296	(62.296)	-
Intangível (ii)	1.939.107	(1.897.417)	41.690
Imobilizado (ii)	40.796	3.209.044	3.249.840
Outros ativos	1.245.423	-	1.245.423
Ativos total	4.275.715	1.256.040	5.531.755
Ultrapassagem de demanda, reativo (iii)	53.897	(53.897)	-
Obrigações especiais (v)	-	1.278.564	1.278.564
Outros passivos	5.121.116	-	5.121.116
Passivo total	5.175.013	1.224.667	6.399.680
Capital social	3.475.679	-	3.475.679
Ajuste de avaliação patrimonial	(32.191)	-	(32.191)
Reservas de reavaliação (ii)	150.924	31.373	182.297
Prejuízos acumulados	(4.493.710)	-	(4.493.710)
Patrimônio líquido total	(899.298)	31.373	(867.925)
Passivo e patrimônio líquido total	4.275.715	1.256.040	5.531.755

Balço patrimonial em 31 de dezembro de 2015

<i>(Em milhares de reais)</i>	Demonstrações societárias	Ajustes	Demonstrações regulatórias
Clientes (i)	1.082.905	6.574	1.089.479
Ativo financeiro – bens da concessão (ii)	58.099	(58.099)	-
Intangível (ii)	1.908.127	(1.869.117)	39.010
Imobilizado (ii)	43.328	3.086.132	3.129.460
Outros ativos	1.416.603	-	1.416.603
Ativos total	4.509.062	1.165.490	5.674.552
Ultrapassagem de demanda, reativo (iii)	40.600	(40.600)	-
Obrigações especiais (v)	-	1.173.451	1.173.451
Outros passivos	5.419.686	-	5.419.686
Passivo total	5.460.286	1.132.851	6.593.137
Capital social	3.475.679	-	3.475.679
Ajuste de avaliação patrimonial	(12.771)	-	(12.771)
Reservas de reavaliação (ii)	183.366	32.639	216.005
Prejuízos acumulados	(4.597.498)	-	(4.597.498)
Patrimônio líquido total	(951.224)	32.639	(918.585)
Passivo e patrimônio líquido total	4.509.062	1.165.490	5.674.552

Demonstrações de resultados e resultados abrangentes – Exercício findo em 31 de dezembro de 2016

<i>(Em milhares de reais)</i>	Demonstrações societárias	Ajustes	Demonstrações regulatórias
Receita líquida (iv)	4.140.880	(355.652)	3.785.228
Custo com energia elétrica	(2.591.504)	-	(2.591.504)
Depreciação e amortização (ii)	(121.924)	(1.007)	(122.931)
Custo de construção (iv)	(355.652)	355.652	-
Despesas gerais e administrativas (ii)	(347.919)	(259)	(348.178)
Outros (receitas e despesas)	(652.535)	-	(652.535)
Resultado do exercício	71.346	(1.266)	70.080
Total do resultado abrangente	51.926	(1.266)	50.660

Demonstrações de resultados e resultados abrangentes – Exercício findo em 31 de dezembro de 2015

<i>(Em milhares de reais)</i>	Demonstrações societárias	Ajustes	Demonstrações regulatórias
Receita líquida (iv)	4.547.271	(327.462)	4.219.809
Custo com energia elétrica	(3.112.296)	-	(3.112.296)
Depreciação e amortização (ii)	(165.160)	(1.007)	(166.167)
Custo de construção (iv)	(327.462)	327.462	-
Despesas gerais e administrativas (ii)	(256.164)	(259)	(256.423)
Outros (receitas e despesas)	(1.706.011)	-	(1.706.011)
Resultado do exercício	(1.019.822)	(1.266)	(1.021.088)
Total do resultado abrangente	(1.023.162)	(1.266)	(1.024.428)

- (i) Refere-se a participação financeira a receber dos clientes, destinada à execução de obras de interesse dos mesmos, as quais fazem parte do objeto da concessão porém excedem a obrigação da concessionária.
- (ii) Na atividade de concessão de distribuição de energia elétrica, é aplicado o modelo denominado “bifurcado” em razão de as empresas do segmento possuir o direito às seguintes fontes de remuneração, derivadas da concessão:
 - pelo Poder Concedente, no tocante ao valor contábil da infraestrutura ao final do contrato de concessão (ativo financeiro da concessão); e
 - pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica (ativo intangível).

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da Companhia de cobrar dos consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público. Os ativos intangíveis foram mensurados pelo valor contábil na data de transição, observando os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidas pelo CPC e IFRS (1º de janeiro de 2009). Esses ativos foram mensurados com base nas práticas contábeis anteriores à transição e eram mensurados com base nos mesmos critérios do ativo imobilizado descritos abaixo. As adições subsequentes são reconhecidas inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção. Após o seu reconhecimento inicial, os ativos intangíveis são amortizados com base no prazo de benefício econômico esperado até o final do prazo da concessão.

A Companhia mantém outros ativos intangíveis que têm vidas úteis finitas limitadas ao prazo da concessão e que são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas para redução ao valor recuperável, quando aplicável.

- (iii) O valor acumulado da receita com ultrapassagem de demanda e reativo, conforme determinação do Órgão Regulador, deverá ser aplicado em obras pertencentes ao objeto da concessão, beneficiando assim todos os usuários e consumidores.
- (iv) A receita de construção está reconhecida pelo mesmo montante dos custos de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pelo ICPC-01 Contratos de Concessão e correspondem ao custo de construção de obras da concessão de distribuição de energia elétrica, não existindo margem de lucro. Assim a receita de construção é igual ao custo de construção, em dezembro de 2016 e 2015 totalizou e R\$ 355.652 e R\$ 327.462, respectivamente.
- (v) As obrigações especiais são créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados em ativos vinculados à concessão. As obrigações especiais são amortizadas conforme a taxa média de depreciação do grupo do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos. Nas demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são classificadas como redutoras do ativo intangível em serviço. Já nas demonstrações contábeis regulatórias, conforme Despacho Nº 3.371/2016 da ANEEL, é requerida a divulgação das obrigações especiais no passivo.

4. Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e bancos	58.148	66.244
Aplicações financeiras (a)	17.996	15.938
Total	76.144	82.182

(a) Aplicações financeiras

Instituição	Tipo de aplicação	Taxa (%)	31/12/2016	31/12/2015
Santander	CDB	101% CDI		1.106
Bradesco	CDB	20% CDI	24	528
CEF	Fundos/CDB-FLEX	Cotas	-	2
ITAÚ	Fundo PP Renda Fixa (i)	Cotas	17.950	14.302
ABC	Fundos/CDB-FLEX	101% CDI	22	-
Total			17.996	15.938

(i) Fundo de investimento de curto prazo, com resgate imediato e de baixo risco.

As aplicações financeiras correspondem às operações realizadas junto a instituições financeiras nacionais, conforme evidenciado abaixo, remuneradas conforme condições contratuais, e estão disponíveis para serem resgatadas imediatamente e serem utilizadas nas operações da Companhia. Todas as operações são de liquidez imediata, prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa, e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor e não possuem restrição de uso.

5. Clientes

	31/12/2016	31/12/2015
Circulante		
Consumidores		
• Faturados	734.035	874.073
• Não faturados	191.066	216.001
• Acréscimos moratórios	7.854	24.533
• Parcelamentos	360.435	394.642
• Contribuição iluminação pública - CIP	29.234	27.409
• Participação financeira	6.709	6.574
• Outros créditos	21.260	25.382
• (-) Perdas estimadas no recebimento de clientes	(399.945)	(482.563)
Subtotal	950.648	1.086.051
Concessionárias		
• Suprimento	5.142	3.428
Subtotal	5.142	3.428
Total circulante	955.790	1.089.479
Não circulante		
Consumidores		
• Prefeituras	39.012	29.564
Subtotal	39.012	29.564
Total não circulante	39.012	29.564

5.1 Composição de clientes

Clientes	31/12/2016					31/12/2015	
	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	PECLD	Saldo	Saldo
Residencial	146.999	82.484	43.125	272.608	(51.170)	221.438	265.484
Industrial	69.509	14.634	21.702	105.845	(22.846)	82.999	119.594
Com., serv. e outras atividades	80.746	28.008	26.855	135.609	(29.036)	106.573	131.243
Rural	20.315	14.675	10.522	45.512	(11.652)	33.860	42.952
Poderes públicos	26.898	12.339	29.647	68.884	(34.429)	34.455	36.107
Iluminação pública	25.223	7.999	32.131	65.353	(40.867)	24.486	35.163
Serviço público	31.883	729	7.612	40.224	(8.733)	31.491	32.915
Subtotal	401.573	160.868	171.594	734.035	(198.733)	535.302	663.458
Não faturado	191.066	-	-	191.066	(5.293)	185.773	208.987
Acréscimos e moratórios	7.854	-	-	7.854	-	7.854	26.596
Parcelamentos	143.733	12.932	203.770	360.435	(194.029)	166.406	133.851
Contr. iluminação pública	16.290	8.719	4.225	29.234	-	29.234	27.409
Participação financeira	6.709	-	-	6.709	-	6.709	6.574
Outros créditos	21.260	-	-	21.260	-	21.260	19.176
Subtotal	386.912	21.651	207.995	616.558	(199.322)	417.236	422.593
Total consumidores	788.485	182.519	379.589	1.350.593	(398.055)	952.538	1.086.051
Concessionárias							
Suprimento	5.142	-	-	5.142	(1.890)	3.252	3.428
Total circulante	793.627	182.519	379.589	1.355.735	(399.945)	955.790	1.089.479
Parcelamento - Poder público	39.012	-	-	39.012	-	39.012	29.564
Total não circulante	39.012	-	-	39.012	-	39.012	29.564

5.2 Composição das perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa

Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	31/12/2016	31/12/2015
Cientes (nota 5.1)	(399.945)	(482.563)
Subvenção CDE - Desconto tarifário (nota 9)	(6.913)	(6.913)
Outros (nota 11)	(15.938)	(11.458)
Total	(422.796)	(500.934)

5.3 Movimentação das perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa

	31/12/2016	31/12/2015
Saldo inicial	(500.934)	(438.417)
Baixa por perda no exercício (a)	15.050	13.160
Reversão	95.553	7.801
Provisão do exercício	(61.283)	(62.509)
Baixa por perda no exercício parcelamento	81.718	-
Provisão do parcelamento (b)	(52.900)	(20.969)
Total	(422.796)	(500.934)

- (a) No exercício corrente foi efetivada uma perda no montante de R\$ 15.050, decorrente de títulos provisionados, cujos esforços para recebimento foram substancialmente aplicados e a Companhia não obteve sucesso.
- (b) Refere-se às contas de energia elétrica de clientes que não estão honrando as condições pactuadas no parcelamento, estando inadimplentes. Do total dos parcelamentos provisionados, destaca-se o Poder Público Municipal, tendo em vista que as prefeituras têm conseguido na justiça decisões liminares para suspensão do pagamento das faturas em atraso.

6. Tributos e contribuições sociais (ativos)

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
IRRF Art.34 da Lei nº 10.833	982	-	948	-
COFINS Art. 34 da Lei nº 10.833	2.422	-	2.295	-
CSLL Art.34 da Lei nº 10.833	807	-	785	-
PIS Art. 34 da Lei nº 10.833	525	-	498	-
INSS CONVENIOS	5	-	34	-
IRRF S/Aplicações financeiras	228	-	755	-
ICMS Lei complementar nº 102 (a)	952	81.024	11.161	73.773
ICMS Faturas canceladas (b)	1.748	60.125	23.790	56.285
ICMS Faturas com liminar	92	-	116	-
Outros	660	-	-	-
Total	8.421	141.149	40.382	130.058

- a) Refere-se a créditos de ICMS sobre aquisição de bens destinados ao uso na concessão.
- b) Refere-se a créditos de ICMS sobre notas fiscais de venda de energia elétrica, as quais foram canceladas e a companhia vem compensando com o ICMS a recolher, conforme autorização da Secretária da Fazenda– SEFAZ. Em 2016, foram compensados o montante de R\$ 79.187.

7. Serviços em curso

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Programa de eficiência energética (a)	5.430	10.365
Programa de pesquisa e desenvolvimento (a)	28.821	20.174
Outros	1.586	2.012
Total	35.837	32.551

- a) Valor referente a projetos de Eficiência Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D que encontram-se em andamento. Na conclusão dos projetos e após aprovação da ANEEL esse montante será deduzido da obrigação da concessionária conforme nota explicativa nº 18 b.

Movimentação	31/12/2015	Adições	Baixas	31/12/2016
Programa de eficiência energética	10.365	4.664	(9.599)	5.430
Programa de pesquisa e desenvolvimento	20.174	12.448	(3.801)	28.821
Outros	2.012	41.449	(41.875)	1.586
Total	32.551	58.561	(55.275)	35.837

8. Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros

a. Composição da CVA

Descrição	31/12/2016			31/12/2015		
	Passivo Circulante	Passivo Não circulante	Saldo	Ativo Circulante	Passivo Não circulante	Saldo
Parcela A						
CVA Rede Basica	(7.353)	5.070	(2.283)	16.645	1.326	17.971
CVA ESS	(32.294)	(3.418)	(35.712)	(92.583)	(41.049)	(133.632)
CVA CDE	9.863	(174.033)	(164.170)	34.179	42.453	76.632
CVA Proinfa	21.939	-	21.939	(543)	8	(535)
CVA Energia	(141.572)	109.701	(31.871)	186.973	(66.293)	120.680
CVA Transporte Itaipu	1.598	578	2.176	1.512	1.033	2.545
Outros itens financeiros						
CUSD	65	41	106	119	73	192
Neutralidade da Parcela A	(13.464)	(7.464)	(20.928)	(3.930)	(12.374)	(16.304)
Energia exposição submercado	(48.398)	(1.720)	(50.118)	7.526	(2.335)	5.191
Sobrecontratação de Energia	20.251	10.006	30.257	(12.313)	20.467	8.154
Diferencial eletronuclear	122	-	122	2.936	-	2.936
Outros	(20.961)	(1.283)	(22.244)	877	427	1.304
Total	(210.204)	(62.522)	(272.726)	141.398	(56.264)	85.134

Os saldos da conta de compensação de variação de custos da parcela A (CVA) e outros componentes financeiros referem-se às variações positivas e negativas entre a cobertura tarifária dos custos não gerenciáveis da Companhia e os pagamentos efetivamente ocorridos. As variações apuradas são atualizadas monetariamente com base na taxa SELIC e compensadas nos reajustes tarifários subsequentes.

b. Movimentação da CVA

	Componentes CVA		Componentes financeiros		Total
	CVA Compra de Energia	CVA Outros	Subcontratação	Outros componentes	
Saldo em 31/12/2015	120.679	(37.019)	8.154	(6.680)	85.134
(+) Constituição	(123.340)	71.040	27.672	(103.839)	(128.467)
(+/-) Atualização	49.792	7.435	(13.868)	(1.919)	41.440
(+/-) Amortização	(199.595)	44.073	12.313	(7.509)	(150.718)
(-) Recebimento de bandeira	(62.819)	(40.081)	11.820	-	(91.080)
(-) Recebimento de ACR	251	-	-	-	251
(+/-) Ajustes homologação	46.056	(52.904)	8.416	17.479	19.047
(=) Saldo homologado ANEEL RTA/16	(168.976)	(7.456)	54.507	(102.468)	(224.393)
(+/-) Constituição	117.362	(171.750)	9.401	(10.255)	(55.242)
(+/-) Atualização	(501)	(284)	605	(172)	(352)
(+/-) Amortização	32.633	1.440	(34.257)	19.833	19.649
(-) Recebimento de bandeira	(12.388)	-	-	-	(12.388)
(=) Saldo em 31/12/2016	(31.870)	(178.050)	30.256	(93.062)	(272.726)

9. Subvenção CDE – Desconto tarifário

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Baixa Renda (a)	11.342	11.944
Subvenção Resolução homologatória nº 1.947 (b)	19.080	20.475
(-) Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD	(6.913)	(6.913)
Total	23.509	25.506

- a) Valor a ser repassado para a Companhia como subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, a fim de compensar os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis a essa classe.
- b) Valor a ser repassado para a Companhia para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Esses recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste tarifário anual das distribuidoras.

10. Cauções e depósitos vinculados

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Cauções e depósitos	56.324	63.441
Cauções e depósitos - Trabalhistas	88.548	23.810
Cauções e depósitos - Cíveis	55.408	37.370
Cauções e depósitos - Fiscais	12.140	12.140
Total	212.420	136.761

11. Outros ativos

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Adiantamentos a empregados	737	-	733	-
Adiantamentos a fornecedores	10.371	-	9.362	-
Dispêndios a reembolsar em curso	7.651	-	6.869	-
Alienações de bens e direitos	9.964	-	9.964	-
Estado de Goiás- FUNAC (a)	94.335	555.730	107.330	558.929
Bens e direitos destinados a alienação	3.688	-	3.176	-
Alienações em curso	3.271	-	1.926	-
Desativações em curso	566	-	5.919	-
Serviços prestados a terceiros	1.809	-	1.861	-
Ressarcimento de clientes (b)	670	-	13.046	-
Outros créditos - diversos	47.080	70	37.677	11.182
Despesas antecipadas	730	-	1.752	729
(-) Outras- Provisão para perdas	(15.938)	-	(11.458)	-
Total	164.934	555.800	188.157	570.840

- a) Por meio da Lei nº 17.555 de 20 de janeiro de 2012, o Estado de Goiás criou o Fundo de Aporte à CELG D – FUNAC, regulamentado pelo decreto nº 7.732, de 28 de setembro de 2012, com o objetivo de reunir e destinar recursos financeiros para ressarcimento à CELG D de pagamentos de contingências de qualquer natureza cujo fato gerador tenha ocorrido até a venda do controle acionário para a Eletrobrás, conforme Termos de Acordo de Acionistas e de Gestão, bem como no Termo de Cooperação do FUNAC. Os recursos do referido fundo dependem de aportes a serem realizados pelo Governo do Estado de Goiás e créditos recebido de ações ganhas pela CELG-D que são repassadas ao Fundo.

Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado Termo de Acordo de Regime Especial – FUNAC, autorizando a Companhia a apropriar crédito outorgado de ICMS até o valor equivalente aos investimentos em manutenção, e melhoria e ampliação da infraestrutura de distribuição de energia elétrica, inclusive de natureza tecnológica. O crédito outorgado é limitado aos valores das obrigações de qualquer natureza, provenientes dos passivos contenciosos administrativos e judiciais, ainda que não escriturados, decorrentes de decisões judiciais transitadas em julgado e acordos judiciais ou extrajudiciais homologados judicialmente, cujos fatos geradores tenham ocorrido até 27 de janeiro de 2015 e limitada a 30% da obrigação mensal apurada com ICMS.

Dessa forma, considerando que a CELG D será ressarcida por meio do FUNAC, sempre que ocorrer algum registro de provisão para demandas judiciais, a Companhia registra nos

termos do pronunciamento técnico CPC 25 Provisões, passivos e ativos contingentes, o mesmo valor no ativo em contrapartida na rubrica outros ativos.

Este montante representa a potencial obrigação do FUNAC, tendo em vista o total das ações interpostas contra a Companhia, nas quais a probabilidade de perda é provável e encontram-se registradas no passivo contingente (Nota Explicativa 20).

- b) Refere-se ao ressarcimento dos autos de infração emitidos pela Secretaria da Fazenda do Estado de Goiás - SEFAZ em função do não recolhimento do ICMS pelos consumidores. Valores esses repassados aos mesmos, pois a CELG D é apenas substituta tributária.

12. Ativo intangível

a) Composição

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
<u>Em serviço</u>		
Distribuição	28.153	21.832
Administração	51.760	46.260
Total do Custo	79.913	68.092
<u>(-) Amortização</u>		
Distribuição	(10.546)	(8.229)
Administração	(38.364)	(33.978)
Total da amortização	(48.910)	(42.207)
Total em serviço	31.003	25.885
<u>Em curso</u>		
Distribuição	8.984	3.748
Administração	1.703	9.377
Total em Curso	10.687	13.125
Total	41.690	39.010

b) Movimentação do intangível

Descrição	31/12/2015	Adições	Amortização	Baixas	Transferências	31/12/2016
Intangível em serviço	25.885	11.821	(6.434)	34	(303)	31.003
Total em serviço	25.885	11.821	(6.434)	34	(303)	31.003
Intangível em curso	13.125	12.648	-	(1.243)	(13.843)	10.687
Total em Curso	13.125	12.648	-	(1.243)	(13.843)	10.687
Total	39.010	24.469	(6.434)	(1.209)	(14.146)	41.690

13. Créditos fiscais

Devido às incertezas de geração de lucros tributários futuros, a Companhia tem como política reconhecer os créditos tributários apenas das diferenças intertemporais e limitada ao passivo fiscal diferido de mesma natureza.

a) Ativo fiscal diferido

Cálculo do crédito tributário	31/12/2016			31/12/2015		
	CSLL	IR	Total	CSLL	IR	Total
Base negativa e prejuízo fiscal líquidos a utilizar	3.101.906	3.343.553		2.982.434	3.221.465	
(+) Adições intertemporais - ativas	462.289	462.289		540.546	540.546	
(+) Adições intertemporais - passivas	169.980	169.980		77.336	77.336	
(=) Base de cálculo	3.734.175	3.975.822		3.600.316	3.839.347	
	9%	25%		9%	25%	
Total de crédito tributário	336.076	993.956	1.330.032	324.028	959.837	1.283.865
(-) Crédito tributário não constituído (limite passivo)	(315.383)	(936.475)	(1.251.858)	(293.660)	(875.482)	(1.169.142)
Total do ativo fiscal diferido constituído	20.693	57.481	78.174	30.368	84.355	114.723

b) Movimentação do ativo fiscal diferido

	31/12/2016	31/12/2015
Saldo inicial	114.723	152.667
(-) Utilização/baixa	(36.549)	(37.944)
Saldo final	78.174	114.723

c) Passivo fiscal diferido

	31/12/2016	31/12/2015
Base passivo diferido sobre reavaliação	228.672	242.071
Base outros passivos diferidos	-	95.350
Base receita diferida	426	-
Alíquota aplicável - IRPJ e CSLL	34%	34%
Impostos diferidos passivos	78.174	114.723

d) Compensação entre ativo e passivo

	31/12/2016	31/12/2015
Ativo fiscal diferido	78.174	114.723
Passivo fiscal diferido	(78.174)	(114.723)
Saldo líquido	-	-

e) Conciliação da alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social

	31/12/2016		31/12/2015	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Resultado antes dos impostos	70.080	70.080	(1.021.088)	(1.021.088)
Alíquota fiscal combinada	25%	9%	25%	9%
Expectativa de IR e CSLL	(17.520)	(6.307)	255.272	91.898
Adições e exclusões permanentes e diferenças temporárias:				
Despesas não dedutíveis	(103)	-	(101)	-
Efeito líquido das provisões não dedutíveis	(51.610)	(18.579)	(46.467)	(16.728)
Variações cambiais - Art.30 MP 1.858-10/1999	179.339	64.562	(102.930)	(37.055)
Receitas diferidas CVA realizadas	(89.123)	(32.084)	(251.804)	(90.650)
Depreciação - Dif.IPC/BTN Art. 3º Lei 8200/91	-	(272)	-	(303)
Depreciação - Reavaliação	(12.605)	(4.424)	(3.771)	(1.358)
Receitas diferidas CVA a realizar	136	49	216.882	78.078
Outras deduções	91.129	32.691	33.438	12.038
Ativo fiscal não constituído	99.643	35.636	100.519	35.920

Considerando a alienação do controle acionário para a Enel Brasil S.A., a Companhia avaliará possível aproveitamento dos créditos tributários não ativados nos próximos exercícios.

14. Imobilizado

a) Composição do imobilizado

Taxas Anual média deprec.%	31/12/2016			31/12/2015		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Terrenos	37.445	-	37.445	37.162	-	37.162
Edificações, obras civis e benfeitor 0,83%	166.475	(92.862)	73.613	161.457	(88.476)	72.981
Máquinas e equipamentos 2,18%	5.728.484	(3.012.513)	2.715.971	5.510.500	(2.889.860)	2.620.640
Veículos 5,00%	8.794	(4.595)	4.199	8.677	(4.680)	3.997
Móveis e utensílios 1,64%	18.210	(14.791)	3.419	18.104	(14.294)	3.810
Subtotal	5.959.408	(3.124.761)	2.834.647	5.735.900	(2.997.310)	2.738.590
Em curso						
Terrenos	374	-	374	2.666	-	2.666
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	6.530	-	6.530	5.806	-	5.806
Máquinas e equipamentos	240.325	-	240.325	234.057	-	234.057
Veículos	7	-	7	21	-	21
Móveis e Utensílios	473	-	473	702	-	702
A ratear	95.895	-	95.895	77.437	-	77.437
Desenvolvimento de Projetos	943	-	943	1.310	-	1.310
Transformação, Fabricação e Reparo de Matr	4.252	-	4.252	4.333	-	4.333
Material em depósito	66.009	-	66.009	63.941	-	63.941
Adiantamento a fornecedores	-	-	-	406	-	406
Depósitos Judiciais	385	-	385	191	-	191
Subtotal	415.193	-	415.193	390.870	-	390.870
Total	6.374.601	(3.124.761)	3.249.840	6.126.770	(2.997.310)	3.129.460

b) Movimentação do imobilizado

Descrição	dez/15	Adições	Baixas	Transferências	dez/16
Imobilizado em serviço	5.735.900	318.307	(95.169)	370	5.959.408
(-) Depreciação	(2.997.310)	(187.680)	60.169	59	(3.124.762)
Total em serviço	2.738.590	130.627	(35.000)	429	2.834.646
Imobilizado em curso	390.870	344.910	(4.301)	(316.285)	415.194
Total em curso	390.870	344.910	(4.301)	(316.285)	415.194
Total	3.129.460	475.537	(39.301)	(315.856)	3.249.840

15. Fornecedores

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
ITAIPU (a)	17.197	938.672	527.997	926.577
ELETROBRAS (b)				
FURNAS	26.602	-	21.622	-
CHESF	5.221	-	3.869	-
ELETROSUL	1.854	-	1.643	-
ELETRONORTE	10.698	-	10.425	-
ELETRONUCLEAR	7.063	-	6.045	-
CGTEE	2.247	-	741	-
CELG GT	2.365	-	1.779	-
Fornecedores de energia elétrica (c)	245.568	-	160.496	-
Subtotal	318.815	938.672	734.617	926.577
Fornecedores de energia elétrica - CCEE (8.283	-	73.942	-
- Outros (d)	8.672	-	74.221	-
Subtotal	335.770	938.672	882.780	926.577
Materiais e Serviços	192.994	-	174.533	-
Total	528.764	938.672	1.057.313	926.577

- a) Refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação da Dívida do Repasse de Energia de ITAIPU- ECF 3286/2016, celebrado entre CELG D e Eletrobrás, assinado em 17 de junho de 2016. O valor repactuado vem sendo corrigido pela taxa SELIC calculada *pro rata die*, desde 30 de outubro de 2015, com prazo para pagamento de 120 meses, sendo 24 meses de carência do principal e 96 meses para amortização. Conforme informado na Nota Explicativa Nº 25, referente à repactuação, foi reconhecido no período um estorno de despesa de variação cambial de R\$ 595.042, um estorno da receita de R\$ 200.003 e uma despesa financeira de variação da SELIC de R\$ 73.461.
- b) Refere-se aos contratos de suprimento de energia elétrica firmados com geradoras do grupo Eletrobrás.
- c) Refere-se ao custo de energia adquirida de outras geradoras.
- d) Refere-se ao custo de energia elétrica de diversos contratos de suprimento, bem como a energia de curto prazo, os quais foram provisionados.

16. Tributos e contribuições sociais a pagar

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
ICMS (a)	131.577	-	176.596	-
INSS	4.364	-	6.864	-
PIS	18.111	-	21.221	-
COFINS	84.559	-	94.945	-
Imposto de renda - serviços de terceiros	14.388	-	11.101	-
Contribuição Social	7.957	-	-	-
PAEX	2.333	-	22.263	10.183
ISS	6.890	-	6.826	-
Outros	7.433	-	10.554	-
Total	277.612	-	350.370	10.183

- a) Refere-se a ICMS sobre as vendas de energia elétrica e diferencial de alíquota sobre as compras realizadas pela Companhia fora do Estado de Goiás.

17. Empréstimos e financiamentos

a) Composição por saldo devedor e instituição financeira

Descrição	31/12/2016			31/12/2015		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
Em moeda nacional						
Eletrobras (i)	-	259.341	26.516	379	179.341	35.857
Santander S/A (ii)	-	-	-	1.003	6.082	-
China Construction Banc Corporat - (Bic banco S/A) (ii)	-	-	-	5.242	34.583	-
Banco Bracce S.A ex Lemon (ii)	-	-	-	1.286	625	-
Banco Daycoval S.A (ii)	92	8.000	4.000	154	17.167	8.000
Banco Intermedium S.A (ii)	324	1.358	-	124	3.734	1.697
Banco Panamericano S.A.(ii)	-	-	-	46	16.667	-
Banco ABC Brasil S.A (ii)	24	36.000	-	1.108	52.000	36.000
Banco de Créd e Varejo S.A (ii)	788	112.956	31.529	3.343	96.954	141.566
FIDC - Celg D (iii)	9.114	40.273	422.838	9.168	-	457.884
CelgPar Mutuo (iv)	-	3.024	122.702	9.166	-	107.914
Celg GT Mutuo (v)	-	-	-	484	48.600	-
Outras Instituições	-	-	6.597	-	-	6.214
Total em Moeda Nacional	10.342	460.952	614.182	31.503	455.753	795.132
Em moeda estrangeira						
O.E.C.F. (vi)	-	-	-	223	21.892	-
Total em moeda estrangeira	-	-	-	223	21.892	-
Total geral	10.342	460.952	614.182	31.726	477.645	795.132

Moeda nacional por indexador

Natureza	Indexador	31/12/2016	31/12/2015
Em préstimos bancários	CDI	195.071	427.381
	Sem indexador	35.857	45.198
ELETOBRAS	UFIR	6.597	6.214
	CDI	250.000	170.379
CELGPAR	INPC	125.726	117.080
Mútuo CELG GT	CDI	-	49.084
FIDIC	CDI/IPCA	472.225	467.052
Total		1.085.476	1.282.388

Moeda estrangeira

Moeda	31/12/2016			31/12/2015		
	Taxa	Moeda/Mil	R\$Mil	Taxa	Moeda/Mil	R\$Mil
YENE(¥)	0,03239	-	-	0,0324	681.930	22.115
Total			-			22.115

- (i) Refere-se a empréstimos e financiamentos tomados com a finalidade de viabilizar projeto de eletrificação rural.
- (ii) Compreende empréstimos e financiamentos destinados a capital de giro da Companhia.
- (iii) FIDC CELG D – Fundo de Investimento em Direito Creditórios:

Foi aprovado em março de 2015, a conversão da dívida representada por debentures, no valor de R\$ 290 milhões, emitidas sob a coordenação do *Banco Credit Suisse*, em emissão de quotas de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC e a tomada de crédito adicional, no montante de 200 milhões também por meio de FIDC.

Em julho de 2015 iniciou-se o CELG DISTRIBUIÇÃO – FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS inscrito no CNPJ/MF sob nº. 21.161.619/0001-58, constituído sob forma de Condomínio Fechado, ou seja, as quotas só serão resgatadas no término do prazo de duração do fundo. O Fundo é administrado pela *Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.*, como coordenador líder, o Banco de Investimento Credit Suisse (Brasil) S.A e como cedente a Celg Distribuição S.A.

O prazo de duração do a partir da data de emissão das quotas seniores é de 96 (noventa e seis) meses, sendo 23 (vinte e três) meses de carência e 73 (setenta e três) meses para pagar, com amortizações mensais. As cotas seniores estão divididas em série A e série B.

As quotas seniores série A e da série B do tem como valor inicial de emissão R\$ 100 (cem mil), tem as seguintes características:

Série	Data Emissão	Rentabilidade	Data resgate	Quantidade quotas	Valor
A	22/07/2015	100% CDI/CETIP + 3,00% SPREAD	14/07/2023	3.300	330.000
B	22/07/2015	100% IPCA/IBGE + 9,70% SPREAD	14/07/2023	1.600	160.000
Subtotal				4.900	490.000
					(-) Custos de transação (14.494)
					(-) Cotas subordinadas adquiridas pela CELG D (21.290)
					(=) Total 454.216

Conforme Contrato de Promessa de Subscrição e Integralização de Quotas Subordinadas do fundo, o Administrador aprovou a realização de 150 (cento e cinquenta) quotas Subordinadas, a serem subscritas e integralizadas exclusivamente pelo cedente, perfazendo um total de R\$ 15.000 (quinze milhões). Estas cotas estão classificadas no passivo não circulante, como redutora do total a pagar do fundo.

Os custos de transação incorridos na captação de recursos, são contabilizados, conforme o CPC 08 (R1), como redutora do valor justo inicialmente reconhecido do instrumento financeiro emitido.

- (iv) Refere-se ao contrato particular de mútuo financeiro, junto à Companhia CELG de Participações - CELGPAR. O prazo do contrato será de 156 (cento e cinquenta e seis) meses, com carência de 36 (trinta e seis) meses, aplicado à taxa de juros anual nominal de 6,8%. A amortização das parcelas será no prazo de 120 (cento e vinte) meses, contados a partir do término do período de carência.
- (v) Contrato Celg D e Celg GT, início do contrato em dezembro de 2015 com pagamento da parcela única. O contrato foi liquidado em 15 de janeiro de 2016.
- (vi) Corresponde ao saldo de financiamento destinado à ampliação do sistema de transmissão, subestações e distribuição, sujeito a encargos semestrais a taxas fixas de 4% a.a. e 3,25% a.a. - a depender da destinação do recurso utilizado (material ou serviço de consultoria), o qual contou com carência de sete anos. O contrato foi liquidado em 20 de setembro de 2016.

b) Cronograma de pagamentos

Os valores de pagamentos futuros registrados no não circulante estão distribuídos da seguinte forma:

31/12/2016					
Ano	Empréstimos bancários	FIDC	Eletrobras	CELGPAR	Total
2018	35.529	84.581	14.931	12.478	147.519
2019	-	73.801	3.306	12.478	89.585
2020	-	73.801	3.306	12.478	89.585
2021	-	73.801	3.306	12.478	89.585
2022	-	73.801	3.306	12.478	89.585
2023	-	43.053	3.306	12.478	58.837
2024	-	-	1.652	12.478	14.130
2025	-	-	-	12.478	12.478
2026	-	-	-	12.478	12.478
2027	-	-	-	10.400	10.400
Total	35.529	422.838	33.113	122.702	614.182

Garantias

Os contratos de empréstimos e financiamentos bancários são garantidos por itens como:

- Alienação fiduciária de direitos creditórios;
- Aplicações financeiras;
- Borderô eletrônico;
- Garantias pessoais (avalista/fiador/fiel depositário/devedor solidário).

18. Encargos setoriais

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Taxa de Fiscalização – ANEEL	455	-	419	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (a)	369.545	-	97.537	-
Pesquisa & Desenvolvimento - P & D (b)	54.982	-	45.365	-
Programa de Eficiência Energética – PEE (b)	144.913	-	116.842	-
Programa de Inc. Fontes Alternativas - PROINFA (c)	59.703	76.441	45.864	122.305
Total	629.598	76.441	306.027	122.305

- a) Refere-se às quotas mensais da CDE, conforme resoluções homologatórias nº 1.857, de 27 de fevereiro de 2015, nº 1.863, de 31 de março de 2015, nº 2.018, de 02 de fevereiro de 2016 e nº 2.077 de 07 de junho de 2016.
- b) Pesquisa & Desenvolvimento- P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE são itens que de acordo com a lei, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica estão obrigadas a aplicar anualmente 1% de sua receita operacional líquida, sendo 0,75% em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e 0,25% em programa de eficiência energética. Desse montante a empresa já investiu em Pesquisa e Desenvolvimento R\$ 28.821 e em Eficiência Energética R\$ 5.430, conforme Nota Explicativa 7.
- c) Refere-se ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas de consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, e ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívidas celebradas entre a Companhia e a Eletrobrás, assinado em 29 de junho de 2012. O montante foi parcelado em 60 (sessenta) meses, com vencimento dia 30 de cada mês o saldo devedor é atualizado mensalmente com base na variação da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), *pro rata die*.

19. Outros passivos

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Salários e Benefícios	16.427	-	12.760	-
Rentabilidade de obras executadas p/consumidores (a)	191.656	28.954	195.361	-
Devolução a consumidores (b)	15.290	-	24.320	-
Empregados (c)	1.299	594	3.285	398
Secretaria de Estado da Fazenda	2.871	-	2.871	-
Convênio ICMS-Estado/Prefeituras/Celg (d)	3.900	-	4.367	-
Contribuição iluminação pública (e)	65.735	-	60.952	-
Recursos destinados a obras de terceiros (a)	4.460	-	5.128	-
Autos Infração /ANEEL TAC 28/2015 (f)	4.790	-	59.818	1.549
CELG GT (g)	1.271	-	1.926	-
Penalidades contratuais e regulatórias	34.494	-	58.027	-
FUNAC - Conta grafica (h)	31.342	-	57.487	-
Outros	37.870	9.743	37.789	8.949
Total	411.405	39.291	524.091	10.896

- a) Refere-se aos valores a devolver para consumidores que executaram obras de seus interesses.
- b) Refere-se a pagamentos indevidos realizados por consumidores e diferença de leitura.
- c) Refere-se às obrigações com empregados que aderiram ao Plano de Desligamento Voluntária (PDV), instituído em 2009 e reaberto em 2013.
- d) Convênio assinado entre a Companhia, as prefeituras municipais, o Estado de Goiás e a Caixa Econômica Federal para realização de encontro de contas correspondentes ao fornecimento de energia elétrica e os recursos provenientes dos depósitos efetuados pelo Estado de Goiás, referente aos valores do Índice de Participação dos Municípios – IPM.
- e) Trata-se de convênios firmados entre a Companhia e as prefeituras municipais, tendo como objeto a operacionalização da cobrança em nome e por conta dos municípios dos serviços de faturamento e arrecadação da Contribuição de Custeio do Serviço de Iluminação Pública – COSIP.
- f) Tratam-se de autos de infrações da Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- g) Refere-se ao repasse de recursos destinados ao pagamento dos imóveis a serem transferidos pela Companhia, conforme previsto no Termo de Compromisso de Compra e Venda.
- h) FUNAC – Conta Gráfica: refere-se a realização de ativos contingentes administrativos/judicial com fatos geradores anteriores à entrada da Eletrobrás no capital da Companhia, os quais são destinados a liquidar obrigações do fundo oriundas de liquidação de sentenças transitada em julgado, e ou acordos extrajudiciais.

20. Provisão para demandas judiciais

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos perante vários tribunais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões trabalhistas, cíveis e fiscais.

Contingências passivas

A Companhia responde por aproximadamente 10.094 processos judiciais de natureza trabalhista, cível e fiscal, interpostas contra a companhia. Neste sentido, todas as causas foram avaliadas individualmente pelos assessores jurídicos internos e externos e os valores estimados de prováveis perdas foram provisionados com base em valores julgados suficientes para cobertura dos desembolsos com contingências. Destes 10.094 processos, 659 foram classificados com possibilidade de perda remota; 7.238 com possibilidade de perda possível e 3.007 com possibilidade de perda provável. Os processos com possibilidade de perda provável foram 100% provisionados e os processos com possibilidade de perda possível e remota não foram provisionados.

Descrição	31/12/2016					31/12/2015				
	Valor da provisão no exercício					Valor da provisão no exercício				
	Baixa	Provisão	Funac	Sociedade	Provisão acumulada	Baixa	Provisão	Funac	Sociedade	Provisão acumulada
Não circulante										
Trabalhistas	34.334	29.816	79.996	15.369	95.365	32.788	40.217	93.907	2.988	96.895
Cíveis	142.024	145.967	432.728	13.936	446.664	9.181	22.046	430.356	6.183	436.539
Total trabalhistas e cíveis	176.358	175.783	512.724	29.305	542.029	41.969	62.263	524.263	9.171	533.434
Fiscais:										
Notificações fiscais - INSS	-	-	-	-	-	-	-	2.518	-	2.518
Nulidade de convênio do ICMS - Prefeituras	-	-	-	-	-	7.901	9.197	17.950	-	17.950
Outros valores contingenciados	8.637	162	11.993	1	11.994	-	-	-	-	-
Total fiscais	8.637	162	11.993	1	11.994	7.901	9.197	20.468	-	20.468
Regulatórias	5.263	-	31.013	84.693	115.706	72.357	23.422	14.198	-	14.198
Total - Não circulante	190.258	175.945	555.730	113.999	669.729	122.227	94.882	558.929	9.171	568.100

As ações classificadas como risco provável e passíveis de mensuração são reconhecidas nas demonstrações contábeis regulatórias na rubrica "Provisões para demandas Judiciais" em contrapartida no resultado. Em ato contínuo, considerando a criação do FUNAC, caso a contingência seja decorrente de fato gerador anterior à data de aquisição do controle acionário da Companhia pela Eletrobrás, considerando que o desembolso será ressarcido pelo Fundo conforme descrito na Nota Explicativa 11, é reconhecido o mesmo valor como contas a receber na rubrica de outros ativos.

- Contingências classificadas como risco provável

Natureza	31/12/2016			31/12/2015		
	Quantidade	Valor da Causa	Valor do Risco	Quantidade	Valor da Causa	Valor do Risco
Fiscal	15	11.126	11.994	21	181.782	20.467
Regulatórios	10	115.706	115.706	7	14.199	14.199
Cível	1.428	461.985	446.222	979	434.167	428.554
Procon	90	426	442	59	397	395
Trabalhista	1.464	119.944	95.365	1048	94.943	80.292
Total	3.007	709.187	669.729	2.114	725.488	543.907

- Contingências Passivas com possibilidade de perda possível, não provisionados

Natureza	31/12/2016			31/12/2015		
	Quantidade	Valor da Causa	Valor do Risco	Quantidade	Valor da Causa	Valor do Risco
Fiscal	122	686.675	663.596	135	743.556	741.842
Cível	5.557	6.206.545	4.948.788	108	1.462.939	1.310.212
Procon	157	234	281	1.368	209	177
Trabalhista	1.402	114.340	97.465	4.049	106.239	95.691
Regulatorio	0	0	0			
Total	7.238	7.007.794	5.710.130	5.660	2.312.943	2.147.922

Em 31 de dezembro de 2016 os detalhes das ações mais relevantes são descritos a seguir:

Ações de natureza fiscal

Referem-se à: (i) ações de cobranças propostas por determinados municípios do Estado de Goiás por suposta nulidade do convênio (ii) ação de cobrança do município de São Simão referente à compensação de créditos do ICMS (FOMENTAR) com faturas de energia elétrica e (iii) ação de execução proposta pelo município de Goiânia referente à cobrança de ISS e multa formal.

Ações de natureza cível

Refere-se essencialmente a ação civil pública movida pela Associação Nacional de Consumidores - ANDECO em desfavor das distribuidoras, sendo o valor arbitrado específico da CELG D, de R\$ 3.373.929 de perda e R\$ 6.747.859 de dobra legal.

21. Patrimônio líquido

Capital social

O capital subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 3.475.679, representado por 150.711.576 ações ordinárias, sem valor nominal.

Em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, a composição do capital social por acionistas era a seguinte:

Acionistas	31/12/2016		31/12/2015	
	Quantidade de ações ordinárias	% do capital	Quantidade de ações ordinárias	% do capital
Centrais Elétricas Brasileiras S.A .	76.761.267	50,9326	76.761.267	50,9326
Companhia CELG de Participações	73.848.672	49,0000	73.848.672	49,0000
Outros	101.637	0,0674	101.637	0,0674
Total	150.711.576	100	150.711.576	100

22. Receita operacional líquida

Descrição	2016	2015
Fornecimento de energia elétrica (a)	7.319.370	7.114.080
Suprimento	31.552	32.162
CVA – Itens financeiros (b)	(295.732)	504.359
Outras receitas (c)	436.695	305.915
	<u>7.491.885</u>	<u>7.956.516</u>
(-) Dedução à receita operacional bruta (d)	(3.706.657)	(3.736.707)
Receita operacional líquida	3.785.228	4.219.809

Conforme Resolução Homologatória nº 2.160/2016, a ANEEL determinou a uma redução média nas tarifas dos consumidores de 9,53%, sendo uma queda de 10,77% para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 8,85% para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

a) Fornecimento de energia elétrica

Classes	2016	2015
Residencial	3.078.385	2.869.219
Industrial	1.351.440	1.337.233
Com. serv. outras atividades	1.560.051	1.482.741
Rural	560.630	510.889
Poderes públicos	268.777	323.988
Iluminação pública	277.464	357.803
Serviço público	220.755	229.639
Consumo próprio	1.868	2.568
Total fornecimento	7.319.370	7.114.080
Suprimento	31.552	32.162
Total geral	7.350.922	7.146.242

b) CVA – Itens Financeiros

Refere-se a compensação das variações de valores de itens dos custos não gerenciáveis (Parcela “A”) ocorridas entre reajustes tarifários anuais das distribuidoras de energia.

c) Outras receitas

Descrição	2016	2015
Subvenção baixa renda Lei nº 10.604/02	291.591	191.803
Serviços taxados	102.314	75.692
Arrendamentos e alugueis	142	175
Renda de prestação de serviços	42.648	38.245
Total	436.695	305.915

d) Dedução à receita operacional bruta

Descrição	2016	2015
ICMS	(2.004.669)	(2.090.627)
PIS	(128.715)	(134.456)
COFINS	(592.869)	(619.312)
ISS	(2.143)	(957)
Programa de eficiência energética	(21.400)	(18.277)
Pesquisa e desenv.e eficiência energética	(21.400)	(18.277)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(829.211)	(850.039)
Encargos do consumidor	(101.112)	-
Taxa de fiscalização	(5.138)	(4.762)
Total	(3.706.657)	(3.736.707)

23. Custo com energia comprada para revenda

a) Energia comprada por MWh

Fornecedores	Jan-dez 2016 MWh	Jan-dez 2015 MWh	Jan-dez 2016 R\$Mil	Jan-dez 2015 R\$Mil
Energia comprada para revenda	15.288.594	13.258.483	2.408.575	2.494.830
Programa incentivo às fontes alternadas - Proinfa	295.085	258.651	106.560	76.122
Créditos - Lei 10.833	-	-	(253.566)	(283.571)
	15.583.679	13.517.134	2.261.569	2.287.381
Comercialização no âmbito CCEE	(1.591.618)	537.450	144.444	659.011
Total de energia comprada para revenda	13.992.061	14.054.584	2.406.013	2.946.392

b) Composição da energia comprada

	2016	2015
Itaipu	463.384	666.272
CCEARs - nova (quantidade)	346.156	287.640
CCEARs - nova (disponibilidade)	542.127	602.674
Comercialização na CCEE - COMPRA (i)	(244.864)	219.182
CCEARs - Velha, Bilaterais, PROINFA, MCSD e Leilão de ajuste	1.127.205	983.961
Encargos CCEE	425.571	470.473
Sub total	2.659.579	3.230.202
Créditos Lei 10.833	(253.566)	(283.810)
Total	2.406.013	2.946.392

- (i) Em 2016, devido à crise econômica do país e à migração de consumidores para o mercado livre, houve redução da carga de contratação da CELG. Isso fez com que a CELG alterasse sua posição de subcontratação para a posição de sobrecontratação, deixando de adquirir energia no mercado de curto prazo da CCEE.

24. Outros custos e despesas operacionais

Composição dos custos e despesas operacionais	Custo do serviço				Despesas gerais e adm.		Total	
	com energia elétrica		de operação		2016	2015	2016	2015
	2016	2015	2016	2015				
Energia elétrica comprada para revenda	2.406.013	2.946.392	-	-	-	-	2.406.013	2.946.392
Encargos de uso do sistema de transmissão	185.491	165.904	-	-	-	-	185.491	165.904
Pessoal e administradores (a)	-	-	217.285	203.928	117.114	119.019	334.399	322.947
Entidade de previdência privada	-	-	10.911	9.192	4.640	5.157	15.551	14.349
Material	-	-	8.577	8.598	8.615	9.798	17.192	18.396
Serviços de terceiros (b)	-	-	422.252	418.047	64.010	66.834	486.262	484.881
Depreciação e amortização	-	-	122.931	165.160	8.833	9.464	131.764	174.624
Perdas estimadas no recebimento de clientes	-	-	18.630	75.706	-	-	18.630	75.706
Provisão para demandas judiciais	-	-	-	-	104.972	9.171	104.972	9.171
Tributos	-	-	1.709	1.134	109	776	1.818	1.910
Recuperação de despesas/custos	-	-	(9.852)	(2.984)	(1.278)	(2.024)	(11.130)	(5.008)
Penalidades contratuais e regulatórias	-	-	69.291	121.670	-	-	69.291	121.670
Outras/Despesas Operacionais	-	-	34.246	3.636	41.163	37.969	75.409	41.605
TOTAL	2.591.504	3.112.296	895.980	1.004.087	348.178	256.164	3.835.662	4.372.547

a) Pessoal e administradores

	2016	2015
Empregados		
Atividade fim	202.276	199.552
Administração central	87.894	85.148
Administradores	3.810	4.163
Benefícios	40.099	33.716
Programa de demissão voluntária - PDV	320	368
Total	334.399	322.947

b) Serviços de terceiros

Serviços terceiros	2016	2015
Vigilância	9.311	8.665
Manutenção conservação	351	279
Mão de obra contratada	23.861	5.793
Limpeza conservação prédio	5.821	6.669
Manutenção conserv. equipamentos	272.127	276.841
Leitura medidores	63.475	49.936
Comunicação	24.928	24.968
Publicações legais	934	1.171
Processamento de dados	13.629	16.640
Consultoria/Auditoria	6.499	6.113
Frete e passagens	2.463	1.307
Serviços de apoio técnico	3.431	32.123
Contribuição ONS	264	6.984
Demais serviços realizados no ponto de entrega	40.629	27.421
Outros serviços	18.539	19.971
Total	486.262	484.881

25. Resultado financeiro

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Receitas		
Estorno de variação cambial - Repactuação Itaipu (nota 15)	(200.003)	-
Variações cambiais	243.329	149.046
Variações monetárias	5.714	10.130
Atualização do contas a receber – Fornecimento	85.854	86.755
Ressarcimentos energia elétrica	5.191	8.640
Parcelamento de consumidores	44.802	19.593
Aplicações Financeiras	5.647	8.402
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros	194.604	158.872
Fornecedor	197	14
Outras	2.927	2.297
Totais – Receitas	388.262	443.749
Despesas		
Estorno de variação cambial - Repactuação Itaipu (nota 15)	595.042	
Variações cambiais	(176.982)	(790.207)
Variações monetárias	(109.368)	(160.477)
Encargos de dívidas	(101.731)	(47.975)
Encargos s/ emprést. bancários de curto prazo	(48.662)	(75.725)
Encargo s/ Dívida ELETROBRAS	(136.574)	(30.654)
Encargo s/ Dívida Repactuação Itaipu	(73.461)	-
Atualização PAEX	(619)	(2.545)
Componentes Regulatórios - CVA e itens financeiros	(153.708)	(110.155)
Outras	(61.685)	(93.095)
Totais – Despesas	(267.748)	(1.310.833)
Total geral - Resultado financeiro	120.514	(867.084)

26. Seguros

A Companhia, em 31 de dezembro de 2016, não possuía apólice de seguro de seus bens e instalações.

27. Entidade de previdência privada

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Contribuição da patrocinadora - Eletra	3.296	-	2.402	-
Previdência privada Eletra (a)	37.386	96.573	34.814	96.813
Plano de saúde CelgMED (b)	-	12.443	-	12.771
Total	40.682	109.016	37.216	109.584

(a) Plano de previdência Eletra

Refere-se ao saldo de instrumentos particulares de consolidação e parcelamento de débito referente à dotação especial para o plano misto de aposentadorias e pensão da ELETRA e refinanciamento de saldo devedor de outros débitos. Ocorreu um aditivo ao termo de parcelamento, o qual será amortizado em 181 parcelas mensais a partir de 25 de agosto de 2005 e as atualizações com base nas variações acumuladas do INPC e juros de 6% a.a.

O mais recente estudo atuarial elaborado pela GAMA Consultores Associados, realizado em 31 de dezembro de 2016, considerando o que determina o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados, identificou um passivo atuarial no montante de R\$ 19.749.

A CELG D é patrocinadora da FUNDAÇÃO CELG DE SEGUROS E PREVIDÊNCIA - ELETRA, pessoa jurídica sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal a complementação dos benefícios concedidos pela previdência oficial aos empregados da empresa. A seguir, apresentam-se as principais informações quanto aos benefícios aos associados e seus reflexos na patrocinadora:

(i) *Definição dos tipos de benefícios*

A CELG D, através da ELETRA, oferece aos seus empregados dois planos de benefícios, sendo o primeiro instituído originalmente na modalidade de Benefício Definido - BD (em fase de extinção) e outro, denominado Plano Misto de Benefícios, instituído a partir de setembro de 2000, na característica de Contribuição Definida - CD, durante o período de acumulação e de Benefício Definido na fase de pagamento.

A CELG D tem responsabilidade no plano original de Benefício Definido, pelos custos das variações atuariais respectivas, tanto na fase de acumulação quanto na fase de pagamento de benefícios. No Plano Misto, a responsabilidade da CELG D, na fase de acumulação, é variável em função das quotas de recolhimentos dos associados, todavia limitada a um máximo de 20% das remunerações mensais. Na fase de pagamento, após a transferência da reserva acumulada em conta coletiva para o beneficiário da renda vitalícia, a CELG D assume a responsabilidade apenas pela variação negativa das hipóteses de sobrevivência.

(ii) *Cobertura do déficit técnico*

Para cobertura do déficit técnico relativo ao Plano de Benefício Definido, apurado até 31 de agosto de 2000, a CELG D celebrou instrumento de consolidação e parcelamento de débitos, sendo o saldo a pagar registrado no exigível da Companhia.

(iii) *Descrição do plano de benefício definido*

Características

Os benefícios deste Plano, são concedidos a partir do SRB – Salário Real de Benefício, regulamentado e calculado com limites sobre a remuneração vigente do empregado na data da concessão e estão relacionados essencialmente à suplementação de aposentadoria.

Resumo dos dados cadastrais dos planos

	Plano CD		Plano BD	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Participantes				
Número	1.706	1.747	-	1
Idade Média (anos)	46	45	-	65
Valor do Salário Médio (R\$)	7.322,09	6.444,54	-	6.312,40
Assistidos (aposentados válidos)				
Número	525	622	96	96
Idade Média (anos)	74	72	72	71
Benefício Médio (R\$)	3.102	3.111	4.868,07	4.432,37
Assistidos (aposentados inválidos)				
Número	182	202	11	13
Idade Média (anos)	67	66	69,92	68,92
Benefício Médio (R\$)	1.587,67	1.403,00	1.122,69	963,92
Assistidos (pensionistas)				
Número	343	342	19	20
Benefício Médio (R\$)	1.736,32	1.545,91	2.407,40	2.111,69
Total dos Benefícios Mês (R\$/mil)	2.513	2.747	525	480
Total dos Benefícios Continuados Anual (R\$/mil)	32.666	35.716	6.831	6.244

(iv) Descrição do Plano Misto de Benefícios**Características**

O plano prevê a acumulação de reservas individualizadas, por recolhimento mensal de quotas pelos ativos e pela patrocinadora, com base compulsória de 2% sobre os salários, acrescidas de contribuições facultativas definidas pelos participantes em que a patrocinadora acompanha até o limite de 20% dos salários. Há ainda, contribuições extraordinárias do participante sem contrapartida da patrocinadora. O saldo de quotas acumulado na data de concessão do benefício é transformado em renda vitalícia. Os aportes patronais são mantidos em conta coletiva até a data da concessão, quando se transformam em nominativos aos beneficiários.

Os benefícios do plano estão relacionados essencialmente à suplementação de aposentadoria.

(v) Premissas atuariais

Nas premissas utilizadas para avaliação atuarial, sob os critérios estabelecidos no CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados, foi aplicado o método da unidade de crédito projetada, para obtenção do valor Presente da obrigação atuarial, executadas por atuário especializado, foram as seguintes:

Premissas financeiras

	31/12/2016	31/12/2015
Taxa de Juros de desconto real atuarial anual	11,09% a.a.	7,31% a.a.
Projeção de aumentos salariais médios anual	4,97% a.a.	5,50% a.a.
Projeção de aumentos dos benefícios médio anual	4,97% a.a.	5,50% a.a.
Taxa de inflação média anual	4,97% a.a.	5,50% a.a.
Expectativa de retorno dos ativos do plano	11,09% a.a.	13,21% a.a.

Premissas demográficas

	31/12/2016	31/12/2015
Taxa de Rotatividade	1,70% a.a.	2,80% a.a.
Tábua de mortalidade/sobrevivência de ativos	AT-2000 M BASIC	AT-2000 MALE
Tábua de mortalidade/sobrevivência de aposentados	AT-2000 M BASIC	AT-2000 MALE
Tábua de mortalidade/sobrevivência de inválidos	MI - 85 M&F	MI - 85
Tábua de entrada em invalidez	TASA 1927	TASA 1927
Tábua de morbidez	N/A	N/A
Idade de Aposentadoria	Conforme regulamento do plano.	Conforme regulamento do plano.
Participantes/Aposentados	95% Casados, com o cônjuge do sexo feminino 4 anos mais jovem	95% Casados, com o cônjuge do sexo feminino 4 anos mais jovem

Outras Premissas:

Hipótese sobre gerações futuras de novas entradas: não aplicada

Hipótese sobre a composição da família de pensionistas: família média calculada com base em informações da entidade.

Os salários, benefícios e demais variáveis financeiras (tetos, pisos e UME) foram reajustados pelo INPC entre a data do cadastro e 31 de dezembro de 2016.

(vi) Custo do Patrocinador

No exercício de 2016 o montante de contribuições da CELG D para a ELETRA foi de R\$ 33.605.

Política adotada para reconhecimento de perdas e ganhos atuariais:

De acordo com Leis Complementares nº 108, de 29 de maio de 2001, os resultados deficitários dos planos devem ser equacionados paritariamente entre a patrocinadora, os participantes e os assistidos, enquanto que os superávits são destinados à constituição de reserva de contingência.

De acordo com a divulgação dos resultados atuariais, efetuado por consultoria especializada, com base no CPC 33 (R1), o déficit atuarial apurado encontra-se suportado pelo contrato de confissão de dívidas firmado junto à ELETRA.

(b) Plano de assistência saúde

A CELG D é uma das mantenedoras da caixa de assistência à saúde dos empregados da CELG – CELGMED, fundada em 1986, que opera plano privado de assistência à saúde classificada como autogestão, conforme art. 4º c/c art. 12, II da RN nº 137/2006, registrado junto a Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS sob o número 361461, como plano coletivo empresarial.

O **Plano Básico de Assistência à Saúde dos Empregados da CELG**, destina-se aos empregados ativos, inativos (aposentados) e pensionistas, bem como seus dependentes. A manutenção dos ex-empregados (aposentados) e pensionistas no **Plano Básico de Assistência à Saúde** é mediante ao pagamento da mensalidade integral, sem a participação da Companhia, ou seja, são autopatrocinados.

De acordo com o laudo atuarial o valor presente da obrigação de benefício definido, o custo do serviço corrente e custo do serviço passado, foram medidos utilizando o método de crédito unitário projetado.

28. Remuneração dos diretores e empregados

Categoria	31/12/2016	
	Maior	Menor
Diretores	35	33
Empregados	35	2

29. Instrumentos financeiros e riscos operacionais

a) Classificações dos instrumentos financeiros

Ativos financeiros em 31 de dezembro de 2016

	Valor contábil	
	Empréstimos e recebíveis	Total
Ativos financeiros não mensurados ao valor justo		
Caixa e equivalentes de caixa	76.144	76.144
Clientes	994.802	994.802
Outros créditos	720.734	720.734

Ativos financeiros em 31 de dezembro de 2016

	Valor contábil	
	Outros passivos financeiros	Total
Passivos financeiros não mensurados ao valor justo		
Empréstimos e financiamentos	1.085.476	1.085.476
Fornecedores	1.467.436	1.467.436
Componentes regulatórios – CVA e Itens	272.726	272.726
Encargos setoriais	706.039	706.039
Entidade de previdência privada	149.698	149.698
Outros	450.696	450.696

Ativos financeiros em 31 de dezembro de 2015

	Valor contábil	
	Empréstimos e recebíveis	Total
Ativos financeiros não mensurados ao valor justo		
Caixa e equivalentes de caixa	82.182	82.182
Clientes	1.119.043	1.119.043
Componentes regulatórios – CVA e Itens Financeiros	141.398	141.398
Outros créditos	758.997	758.997

Passivos financeiros em 31 de dezembro de 2015

	Valor contábil	
	Outros passivos financeiros	Total
Passivos financeiros não mensurados ao valor justo		
Empréstimos e financiamentos	1.304.503	1.304.503
Fornecedores	1.983.890	1.983.890
Componentes regulatórios – CVA e Itens	56.264	56.264
Encargos setoriais	428.332	428.332
Entidade de previdência privada	146.800	146.800
Outros	534.987	534.987

Hierarquia do valor justo

A Companhia não divulgou o valor justo de seus ativos e passivos financeiros não mensurados a valor justo, uma vez que seu valor contábil está razoavelmente próximo de seus valores justos.

30. Transações com partes relacionadas

A Administração identificou como partes relacionadas à Companhia: seus controladores, administradores e demais membros do pessoal-chave da Administração e seus familiares, conforme definições contidas no Pronunciamento Técnico CPC 05 (R1) – Divulgações de partes relacionadas. Até 31 de dezembro de 2016 a Companhia era uma controlada do Grupo Eletrobrás e o controlador final era o Governo Federal.

a) Remuneração dos administradores

No período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2016, a remuneração dos administradores (pessoal-chave) totalizou R\$ 3.810 (R\$ 4.163 em 2015).

b) Outras transações com partes relacionadas

As principais operações realizadas podem ser resumidas como a seguir demonstrado:

	31/12/2016	jan-dez-2016	31/12/2015	jan-dez/2015
	Passivo	Custo	Passivo	Custo
ELETOBRAS				
Emprést. e financiamentos				
Circulante	259.341	39.730	9.341	3.051
Não Circulante	26.516	-	35.858	-
ECF 3003/2012 Itaipu	16.762	2.843	23.048	3.566
ECF 3286/2016 Itaipu	939.107	66.607	-	-
PROINFRA	127.610	19.463	168.169	24.037
	1.369.336	128.643	236.416	30.654
CHESF (Nota 15)				
Encargos de uso do sistema	719	7.186	751	7.939
Contrato de cotas de garantia física-CCGF	4.502	50.452	3.118	39.133
	5.221	57.638	3.869	47.072
FURNAS (Nota 15)				
Suprimento de energia	16.222	161.586	16.185	170.245
Contrato de cotas de garantia física-CCGF	2.682	30.758	2.038	20.892
MCS D	3.477	36.090	-	-
Encargos de uso do sistema	4.148	35.204	3.399	31.488
	26.529	263.638	21.622	222.625
ELETOBRAS ELETRONUCLEAR (Nota 15)				
Suprimento de energia	7.063	90.018	6.045	77.042
CGTEE (Nota 15)				
Suprimento de energia	2.160	30.610	741	6.940
MCS D	87	1.072	-	-
	2.247	31.682	741	6.940
ELETRONORTE (Nota 15)				
Empregados Cedidos	110	1.023	0	-
Contrato de cotas de garantia física-CCGF	44	572	-	-
MCS D	2.893	36.429	6.421	2.805
Suprimento de energia	6.156	82.712	1.199	82.237
Encargos de uso do sistema	1.495	12.317	2.805	11.502
	10.698	133.053	10.425	96.544
ELETROSUL (Nota 15)				
Suprimento de energia	1.148	10.694	887	8.303
Encargos de uso do sistema	706	7.056	756	8.475
	1.854	17.750	1.643	16.778
CELG Geração e Transmissão GT (Notas 15 e 19)				
Contrato de cotas de garantia física-CCGF	29	331	14	-
Encargos de uso do sistema	2.336	20.029	1.765	13.493
Mútuo	-	371	49.084	484
Suprimento de energia	-	-	-	129
Transferências de Imóveis	1.270	-	1.271	-
	3.635	20.731	52.134	14.106
Companhia CELG de Participações (Nota 17)				
Mútuo				
Circulante	3.024	8.646	9.166	7.543
Não Circulante	122.702	-	107.914	-
Sub Total	125.726	8.646	117.080	7.543
Total geral	1.552.309	751.799	449.975	519.304

31. Análise de sensibilidade

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores de maior relevância na dívida da Companhia, considerando as dívidas com instrumento contratual, na posição de 31 de dezembro de 2016 foram definidos os cenários de CDI e SELIC para dezembro 2016.

Para o CDI considerou-se a expectativa de variação, partindo da taxa de 13,63% a.a. de 31.12.2016, oscilando conforme os cenários definidos pela holding Eletrobrás, considerando o cenário provável como a própria taxa de 13,63% e simulando os cenários I e II, com variações de $\pm 25\%$ e $\pm 50\%$, no sentido de verificar prováveis variações que podem ocorrer no período de 1 ano.

Quadro 1 – Análise de sensibilidade – redução da taxa CDI

Indexador	Posição Dez/16 R\$ mil	Cenário Provável 13,63%	Cenário I -25% 10,22%	Cenário II -50% 6,82%
CDI	752.959	102.628	76.952	51.314

Quadro 2 – Análise de sensibilidade – aumento da taxa CDI

Indexador	Posição Dez/16 R\$ mil	Cenário Provável 13,63%	Cenário I +25% 17,04%	Cenário II +50% 20,45%
CDI	752.959	102.628	128.304	153.942

Com relação a SELIC, considerou-se a expectativa de variação, partindo da taxa de 9,5%, oscilando conforme os cenários definidos pela holding Eletrobrás, considerando o cenário provável como a própria taxa de 9,5% e simulando os cenários I e II, com variações de $\pm 25\%$ e $\pm 50\%$, no sentido de verificar prováveis variações que podem ocorrer no período de 1 ano.

Quadro 3 – Análise de sensibilidade – pela redução da SELIC

Indexador	Posição Dez/16 R\$ mil	Cenário Provável 9,50%	Cenário I -25% 7,13%	Cenário II -50% 4,75%
SELIC	1.084.862	103.062	77.351	51.531

Quadro 4 – Análise de sensibilidade – pelo aumento da SELIC

Indexador	Posição Dez/16 R\$ mil	Cenário Provável 9,50%	Cenário I +25% 11,88%	Cenário II +50% 14,25%
SELIC	1.084.862	103.062	128.882	154.593

32. Gestão de riscos

Os negócios da CELG D compreendem, principalmente, o fornecimento de energia a consumidores finais, como concessionária de serviços públicos, cujas atividades e tarifas são reguladas pela ANEEL. Os principais fatores de risco de mercado que afetam seus negócios são:

Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da CELG D vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo registrados em moeda estrangeira. Não há instrumentos financeiros para proteção contra tal risco.

Com a conversão da dívida de Itaipu para reais (Nota Explicativa 15), o risco de taxa de câmbio foi substancialmente reduzido, uma vez que representava o maior saldo de dívida em moeda estrangeira nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a CELG D vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos. Os empréstimos e financiamentos vinculados a projetos específicos de infraestrutura básica, obtidos em moeda estrangeira junto a instituições internacionais de desenvolvimento, possuem taxas menores, compatíveis com tais operações, não disponíveis no mercado financeiro nacional.

Risco de crédito

O risco de crédito surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus clientes. Esse risco é avaliado como baixo em relação ao setor privado, tendo em vista a pulverização do número de clientes, a política de cobrança e de corte de fornecimento para consumidores inadimplentes. Os altos valores dos órgãos públicos constituem risco. A Administração da Companhia analisa continuamente as situações em aberto e possui parcelamento de valores devidos pela maioria das prefeituras.

Risco de preço

A Companhia está exposta ao risco de reajustes tarifários nas revisões anuais realizadas pela ANEEL. Abaixo demonstramos o efeito médio dos reajustes tarifários nos exercícios de 2015 e 2016:

Resultado	Reajuste tarifário anual 2015	Reajuste tarifário anual 2016
Receita requerida	4.969.107	4.982.177
Parcela A	3.825.678	3.735.797
Encargos setoriais	1.308.938	1.235.080
Transporte de energia	152.127	171.514
Compra de energia	2.364.613	2.329.202
Parcela B	1.143.429	1.246.380
Receita requerida líquida	4.969.107	4.982.177
Receita verificada	3.669.134	5.006.741
Componentes financeiros	273.791	(213.634)
Índice econômico	35,43%	(0,49%)
Índice financeiro	7,26%	(4,21%)
Índice de reposicionamento total	42,69%	(4,70%)
Efeito médio ao consumidor	6,89%	(9,57%)

O efeito médio de (9,57%) decorreu dos seguintes fatores:

- Reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculado conforme Índice de Reajuste Tarifário IRT estabelecido no contrato de concessão;
- Inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes;
- Retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário anual de 2015, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

Ressalta-se que devido à assinatura do 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 063/2000, a data do Reajuste Tarifário da CELG D passou de 12 de setembro para 22 de outubro a partir do ano de 2016.

Outros riscos

Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras. Segundo a ANEEL as receitas de Bandeiras Tarifárias foram concebidas para cobrir os custos inerentes aos seguintes itens:

- Custo dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D);

- Resultado no Mercado de Curto Prazo - MCP;
- Risco Hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas;
- Risco Hidrológico da UHE Itaipu Binacional;
- Encargo de Serviços do Sistema relativo ao despacho de usinas fora da ordem de mérito e com CVU acima do PLD máximo; e
- Risco Hidrológico dos agentes de geração que firmaram o Termo de Repactuação de Risco Hidrológico.

A Audiência Pública 091/2016 da ANEEL buscou obter subsídios para aperfeiçoar o sistema de bandeiras tarifárias e definir as faixas de acionamento e os adicionais para o ano de 2017. Dessa forma, ficou definido que a partir de fevereiro de 2017 a bandeira vermelha passará ter dois patamares: R\$ 3,00 e R\$ 3,50 aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos, e a bandeira amarela em R\$ 2,00 aplicados a cada 100 kWh.

De acordo com a ANEEL, as faixas de acionamento das bandeiras tarifárias a partir de 01/02/2017 funcionarão da seguinte forma:

- Verde (sem custo extra): geração térmica até R\$ 211,28/MWh
- Amarela (R\$ 2,00 a cada 100 kWh): geração térmica de R\$ 211,28/MWh a R\$ 422,56/MWh
- Vermelha:
 - Patamar 1: (R\$ 3,00 a cada 100 kWh): geração térmica de R\$ 422,56 até R\$ 610/MWh
 - Patamar 2: (R\$ 3,50 a cada 100 kWh): geração térmica maior ou igual a R\$ 610/MWh

Ressalta-se que em 2016 a bandeira tarifária permaneceu na cor verde na maioria dos meses, sem custo adicional para os consumidores, exceto nos meses de janeiro a março e em novembro.

Risco de contratação de energia

O portfólio de contratos de energia até 31/12/2016 consiste nos seguintes componentes:

Portfólio dos Contratos de Energia da CELG D

Agrupamento	Preço	Reajuste
Itaipu	cota - parte em US\$	anual em 1º de janeiro conforme Resolução ANEEL
Termonuclear - Angra 1 e 2	cota - parte	anual em 1º de janeiro conforme Resolução ANEEL
Cotas de Garantia Física - GF	R\$/MWh	Reajuste Anual – IPCA
CCEARs - velha	preço contratual em R\$/MWh	Reajuste Anual – IPCA
CCEARs - Energia nova (quantidade)	preço contratual em R\$/MWh	Reajuste Anual – IPCA
CCEARs - Energia nova (disponibilidade)	preço contratual: parcela fixa e variável. Utiliza-se o ICB (índice custo benefício) do leilão.	Reajuste Anual – IPCA
Contratos Bilaterais	preço contratual em R\$/MWh	Reajuste Anual – IGPM
PROINFA	cota - parte	anual em 1º de janeiro conforme Resolução ANEEL
MCSD	preço contratual em R\$/MWh (cedente)	Reajuste Anual – IPCA

De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2014, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos será estabelecida pelo próprio Ministério Minas Energia.

Os custos associados à compra de energia são compostos por itens não gerenciáveis. A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devam garantir o atendimento a todos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia com antecedência de 3 e 5 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento de todo o mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação, além de não repasse dos custos integrais de compra de energia no Mercado de Curto Prazo repassados às tarifas.

Adicionalmente, a ANEEL não repassará os custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, acaso o nível de contratação seja superior a cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação, há instrumentos previstos na regulamentação como leilões de ajuste, MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits), opção por redução dos contratos de comercialização de energia existentes devido a (i) migração de clientes ao mercado livre, (ii) acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004 e (iii) outras variações de mercado.

Em 2016, devido à crise econômica do país o consumo de energia caiu consideravelmente reduzindo o custo da geração. Isto aliado à migração dos consumidores potencialmente livres ao ACL (ambiente de contratação livre) levou a CELG D a uma situação de sobrecontratação involuntária. Novos mecanismos regulatórios estão sendo criados na tentativa de solucionar a sobrecontratação, tais como: possibilidade de reduzir ou rescindir bilateralmente os contratos de comercialização da energia; criação de MCSD de energia nova; e a desobrigação de recontração do montante de reposição nos leilões.

33. Compromissos assumidos

O principal insumo da Companhia é a energia elétrica, e a sua contratação ocorre, essencialmente, através de leilões públicos regulamentados pela ANEEL.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu a contratação de energia por meio de leilões em um esforço para reestruturar o setor de energia elétrica, a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil às tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia.

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia possuía cinco tipos básicos de acordos de fornecimento:

- (i) Quotas de compra de energia de Itaipu, que se estendem até 2020;
- (ii) Quotas de suprimento de energia de projetos do PROINFA;
- (iii) Cotas de garantia física – CCGF;
- (iv) Acordos bilaterais (curto e longo prazo), com geradores particulares, inclusive com a coligada Tietê; e
- (v) Compras por meio de Leilão.

Adicionalmente, a Companhia incorre em custo pelo acesso ao sistema de distribuição e de transmissão, cujas tarifas são homologadas pela ANEEL.

Em consequência da assinatura do quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de serviço público de distribuição de energia nº 63/2000 - ANEEL, a Companhia assumiu compromisso de atendimento a determinadas métricas de eficiência e qualidade do serviço e eficiência econômico-financeira.

Os indicadores a serem atendidos pela companhia são os seguintes:

i. Indicadores de eficiência e qualidade do serviço

Limites globais anuais de DECI e FECi									
DECI (horas)					FECi (interrupções)				
2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
37,48	30,33	21,53	14,11	12,18	24,55	20,22	14,88	10,39	9,22

ii. Indicadores econômicos-financeiros

- a. Geração operacional de caixa (EBITDA) – Investimentos de reposição (QRR) – Juros da dívida ≥ 0 (zero);
- b. EBIDTA ≥ 0 (zero) (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);
- c. (EBITDA – QRR) ≥ 0 (zero) (até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020);
- d. [Dívida líquida / (EBITDA – QRR)] ≤ 1 (0,8 x SELIC) (até o término de 2019); e
- e. [Dívida líquida / (EBITDA – QRR)] ≤ 1 (1,11 x SELIC) (até o término de 2020).

De acordo com o termo aditivo, o descumprimento das metas a que se referem os itens I e II acima mencionados, pelo período de cinco anos, a partir de 1º de janeiro de 2016, por dois anos consecutivos ou se não atender qualquer dessas metas ao final do prazo de cinco anos, acarretará a extinção da concessão.

A Companhia também possui compromissos relacionados a encargos setoriais, tais como: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, cujas tarifas também são homologadas pela ANEEL.

No exercício de 2016 as métricas definidas no termo aditivo ao contrato de concessão haviam sido atingidas.

34. Eventos subsequentes

Alienação do controle acionário

Conforme descrito na Nota Explicativa 1, em 30 de novembro de 2016 foi realizado o leilão de venda do controle acionário da CELG Distribuição S.A.–CELG D, do qual a Enel Brasil S.A. foi vencedora. O contrato de compra e venda de ações foi assinado pelas partes dia 14 de fevereiro de 2017, data em que ocorreu a liquidação financeira da obrigação assumida no processo de alienação das ações. Assim sendo, a Enel Brasil S.A. assumiu o controle acionário da CELG D, com 94,8% das ações.

Assinatura do TARE 32/16 GSF

No dia 14 de fevereiro de 2017 foi assinado o TARE 32/16 GSF com o Governo do Estado de Goiás, o qual permite que a CELG utilize como crédito outorgado os valores de obrigações de qualquer natureza, provenientes dos passivos contingenciosos administrativos e judiciais, ainda que não escriturados, decorrentes de decisões de autoridades administrativas ou judiciais, cujos fatos geradores tenha ocorridos até 27 de janeiro de 2015, limitado à 30% do saldo devido do ICMS mensal.

Aportes financeiros

Em fevereiro de 2017 foram realizados aportes financeiros pela controladora Enel Brasil S.A. em moeda corrente no montante de R\$ 310 milhões.



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

Conselho da Administração: Mario Fernando de Melo Santos, Carlos Frederico Vladimir Il'Lo Zozoli, Antonio Basílio Pires de Carvalho e Albuquerque, Abel Alves Rochinha, Aurelio Bustilho de Oliveira

DIRETORIA

José Nunes de Almeida Neto
Diretor Presidente
CPF 116.258.723-72

Rodrigo Raposo da Câmara Machado
Diretor de Mercado
CPF 839.487.247-68

Roberto Nunes Fonseca Junior
Diretor de Serviços
CPF. 071.622.367-82

Nelson Ribas Visconti
Diretor de Administração, Finanças e Controle
CPF. 676.823.917-15

Emerson Caçador Rubim
Diretor Regulação
CPF. 032.120.037-31

Deborah Meirelles Rosa Brasil
Diretor Jurídico
CPF. 025.881.547-78

Abel Alves Rochinha
Diretor de Infraestrutura e Redes
CPF. 606.567.607-10

Raimundo Câmara Filho
Diretor de Recursos Humanos e Organização
CPF. 405.760.604-10

Margot Frota Cohn Pires
Diretor Compras
CPF. 718.593.303-04

Dionizio Jerônimo Alves
Contador-CRC- GO/7.364
CPF. 082.849.031-72