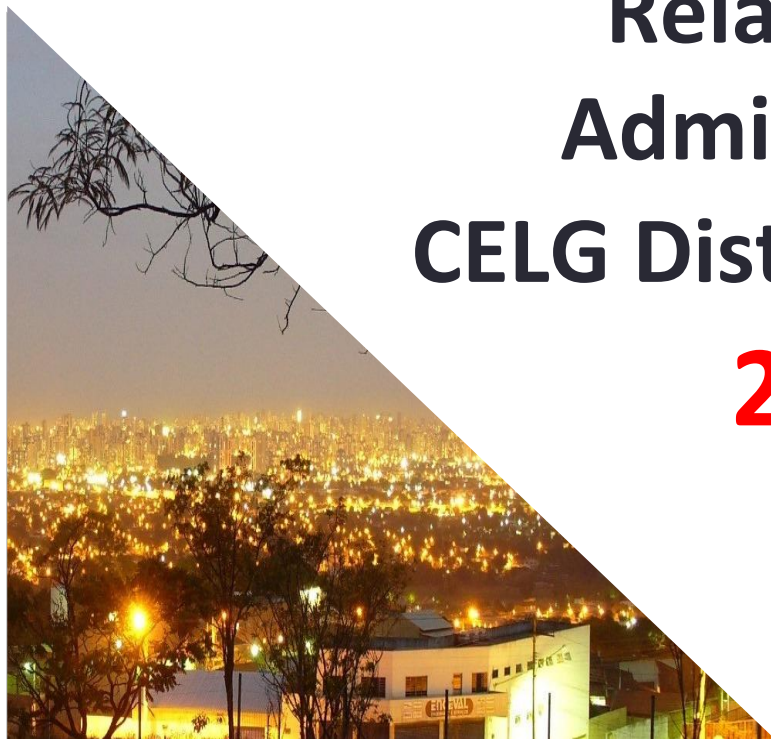


Relatório da Administração CELG Distribuição S.A. 2016



SUMÁRIO

Mensagem da Administração	3
1. Perfil da empresa	5
2. Ambiente Econômico e Regulatório	8
3. Planejamento e Gestão Estratégica	9
4. Investimentos	10
5. Programa de Manutenção no Sistema Elétrico	11
6. Melhorias de Processos e Infraestrutura	12
7. Desempenho Comercial	13
8. Desempenho Operacional	18
9. Programas de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética	20
10. Desempenho Econômico-Financeiro	21
11. Gestão de Pessoas	25
12. Gestão sócio-ambiental	25
13. Auditores Independentes	26

Mensagem da Administração

Um grande desafio. Assim relatamos o exercício de 2016.

A execução das ações planejadas não trouxe todos os resultados esperados, face a um conjunto de fatores exógenos, tais como a elevada instabilidade política e econômica do país, que acabou refletindo na forte desaceleração econômica, com a consequente restrição de acesso ao crédito e elevação dos custos de captação.

A partir deste cenário desfavorável, a CELG D, visando minimizar os impactos negativos no fluxo de caixa, conseguiu em junho de 2016, firmar o novo termo de confissão e repactuação da dívida de repasse de Itaipu, ECF-3286/2016, referente ao saldo devedor remanescente do Contrato ECF-3002/2012 e seus aditivos, nos termos do Despacho nº 310/ANEEL. Com a nova repactuação foi reduzido o valor da dívida em R\$ 316,7 milhões, e alongado o prazo de amortização, de 30.08.2019 para 30.06.2026.

Por outro lado, um conjunto de ações foi executado na busca do equilíbrio econômico-financeiro no exercício de 2016, como o contingenciamento de recursos para custeio e investimentos, adoção de uma política mais ostensiva no combate à inadimplência.

Mesmo diante da instabilidade política e econômica verificada no país em 2016, conseguimos investir R\$ 312,8 milhões e registrar um lucro líquido de R\$ 71 milhões, após sucessivos prejuízos registrados nos últimos 10 anos, com exceção de 2013, quando apresentou um lucro líquido de R\$ 665 mil.

O nosso mercado apresentou pela primeira vez nos últimos 14 anos um decréscimo de 0,16% considerando o mercado total faturado. Se considerarmos que a média do consumo de energia no país decresceu 0,9% e no ano anterior registrou uma redução de 2,1% comparativamente a 2014, observa-se que a crise econômica não afetou tão severamente o nosso mercado.

Destacamos também o esforço permanente para a melhoria da qualidade dos serviços prestados. Tanto a Frequência Equivalente de Interrupção (FEC total) como a Duração Equivalente de Interrupção (DEC total) tiveram reduções expressivas de 24,6% e 31,7%, respectivamente, em relação aos resultados obtidos no ano anterior. Esta redução foi fruto de um volume de investimentos aplicados no reforço do sistema elétrico e manutenção realizados em subestações, linhas e redes de distribuição.

Cumpramos ressaltar que a melhoria dos indicadores de qualidade foi refletida na percepção dos consumidores, pelo indicador de satisfação do consumidor residencial, uma vez que após 6 anos a CELG D volta a estar entre as três finalistas no Centro Oeste do Prêmio IASC 2016.

Outro fato relevante verificado em 2016, foi a realização do leilão de privatização da empresa ocorrido no último dia 30.11.2016, do qual a ENEL Brasil S.A, subsidiária da italiana ENEL, foi a vencedora do leilão com lance único de R\$ 2,187 bilhões para aquisição de 94,84% do capital social da empresa, com ágio de 28,03% em relação ao preço mínimo. A liquidação do leilão e assinatura do contrato de compra e venda de ações ocorreu no dia 14.02.2017.

A expectativa é que, com a assunção do novo controlador, a CELG D consiga equacionar os problemas econômico-financeiros, além de fomentar os investimentos necessários não só para atender a qualidade do serviço prestado, mas sobretudo para alavancar o desenvolvimento do Estado de Goiás.

Estes e outros aspectos demonstram nosso compromisso com as diretrizes de recuperação do negócio e permanece como prioridade em nossa linha de atuação.

A Empresa tem ainda um longo caminho pela frente para a recuperação dos indicadores operacionais e financeiros, mas a base, para trilharmos os próximos anos, está sedimentada.

José Nunes de Almeida Neto
Diretor Presidente

1. Perfil da empresa

Breve histórico

A Celg Distribuição S.A. - CELG D é uma companhia de capital fechado, criada em 16 de fevereiro de 1956, mediante Escritura Pública de Constituição, precedida de autorização para constituição, pela Lei Estadual nº 1.087, de 19.08.1955, e, ainda, autorizada a funcionar como empresa de energia elétrica, mediante Decreto 38.868, de 13.03.1956.

Em 28.07.2006, com a publicação da Resolução nº 643, a ANEEL anuiu com a segregação das atividades da CELG – Companhia Energética de Goiás, em uma empresa de distribuição designada CELG Distribuição S.A e outra empresa de geração e transmissão denominada CELG Geração e Transmissão, ambas subsidiárias da CELGPAR – Companhia CELG de Participações.

Em 15.12.2011 foi assinado o protocolo de intenções com o objetivo de estabelecer as diretrizes básicas para a formalização do Acordo de Acionistas CELGPAR / ELETROBRAS e o Acordo de Gestão na CELG D, definindo o processo para a aplicação do controle na CELG D. Com a assinatura do acordo foi realizada a captação de empréstimo de R\$ 3,527 bilhões pelo Estado de Goiás através da Caixa Econômica Federal – CEF, para o saneamento econômico-financeiro da CELG D.

Em 27.01.2015, foi finalizado o processo de federalização da CELG D, cujo controle acionário passou oficialmente para a ELETROBRAS, sócia majoritária, com 50,93% das ações.

Em 13.05.2015, mediante publicação do Decreto nº 8.449/2015, a CELG D foi incluída no Programa Nacional de Desestatização (PND), nos termos da Lei nº 9.491/1997 e do Decreto nº 2.594/1998. O Ministério de Minas e Energia (MME) foi designado responsável pela execução e acompanhamento do processo de desestatização e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), pela contratação de serviços e do fornecimento de apoio técnico.

Em 30.11.2016 ocorreu o leilão da venda do controle acionário da CELG D, em lote único de 142.933.812 ações ordinárias, das quais 69.085.140 pertencentes à ELETROBRAS e 73.848.672 à CELGPAR, ao preço mínimo de R\$ 1,791 bilhão, do qual a ENEL Brasil S.A, subsidiária da italiana ENEL, foi a vencedora com lance único de R\$ 2,187 bilhões para aquisição de 94,84% do capital social da empresa, com ágio de 28.03% em relação ao preço mínimo.

A liquidação do leilão e assinatura do contrato de compra e venda de ações ocorreu no dia 14.02.2017.

Área de Concessão

A área de concessão da CELG D cobre uma área geográfica de 337.008 km², que corresponde a 99% do território do Estado de Goiás, composta por 237 municípios que congrega uma população de aproximadamente 6,2 milhões de habitantes e uma densidade demográfica de 18,09 hab./km².

Sistema elétrico

O sistema elétrico da CELG D caracteriza-se pela expressiva extensão de linhas e subestações de subtransmissão em 138 kV e 69 kV.

Para atender centros urbanos de porte médio e pequenos e a maioria dos consumidores do meio rural (irrigantes, agroindústrias, pequenas propriedades rurais) são utilizadas as tensões de 34,5 kV e 13,8 kV, através de linhas e redes de distribuição, com circuitos monofásicos e trifásicos.

O sistema elétrico possui 209.768 km de redes na média e baixa tensão, dos quais 37.286 km de rede urbana e 172.482 km de rede rural, e 5.817 km de rede na alta tensão.

O sistema elétrico da CELG D está conectado ao Sistema Interligado Nacional – SIN, através de 27 pontos de conexões com barras pertencentes à CELG GT, Furnas, LNT, CNT, CEMIG e TER e 37 acessantes produtores de energia entre biomassa, óleo e centrais hidrelétricas.

O conjunto de ativos do sistema elétrico da CELG D, em 2016, está detalhado mais adiante na Tabela 2, no item Ativos do Sistema Elétrico 2015 e 2016.

Processo de privatização

O processo de privatização da CELG D iniciou em maio de 2015, mediante publicação do Decreto nº 8.449, de 13.05.2015, quando teve sua inclusão no Programa Nacional de Desestatização (PND), nos termos da Lei nº 9.491/1997 e do Decreto nº 2.594/1998. O Ministério de Minas e Energia (MME) foi designado responsável pela execução e acompanhamento do processo de desestatização e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), pela contratação de serviços e do fornecimento de apoio técnico.

Em 30.12.2015, com a publicação do Aviso MME/BNDES, foi dado ciência ao público em geral dos termos do Manual de Procedimento de Diligência dos Interessados e do cronograma do programa, o qual previa inicialmente para março de 2016 a data para realização do leilão.

Contudo, a publicação do Edital PND de Leilão nº 01/2016/CELG D, somente ocorreu no dia 24.06.2016, definindo o processo de desestatização em duas etapas, a saber:

- a) Leilão para alienação do controle da CELG D pela oferta de lote único de 142.933.812 (cento e quarenta e dois milhões, novecentas e trinta e três mil, oitocentas e doze) ações ordinárias, das quais 69.085.140 (sessenta e nove milhões, oitenta e cinco mil, cento e quarenta) pertencentes à ELETROBRAS e 73.848.672 (setenta e três milhões, oitocentas e quarenta e oito mil, seiscentas e setenta e duas) à CELGPAR, representando aproximadamente 94,8393% do capital social com direito a voto e total da CELG D; e
- b) Oferta aos empregados e aposentados de 7.676.127 (sete milhões, seiscentos e setenta e seis mil, cento e vinte e sete) ações ordinárias de emissão da CELG D, representativas de 10% (dez por cento) do capital social total e votante da CELG D de titularidade da ELETROBRAS na data do leilão.

Em 28.10.2016 com a publicação do Edital de Leilão nº 02/2016, foi definido para 30.11.2016 a realização da venda do controle acionário da CELG D, do qual a ENEL Brasil S.A, subsidiária da italiana ENEL, foi a vencedora do leilão com lance único de R\$ 2,187 bilhões para aquisição de 94,84% do capital social da empresa, com ágio de 28.03% em relação ao preço mínimo.

Tanto o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) já aprovaram, sem restrições, a compra da distribuidora pela ENEL.

A liquidação do leilão e assinatura do contrato de compra e venda de ações ocorreu no dia 14.02.2017.

Após a assinatura do Contrato de Compra e Venda de ações, a ENEL irá assinar, em um prazo de até 60 (sessenta) dias, o Sexto Aditivo ao Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 063/2000-ANEEL com o Poder Concedente, deslocando temporalmente as obrigações do contrato de concessão prevista para os primeiros 5 (cinco) anos da prorrogação para o atendimento das metas dos Limites Globais anuais de DECI e FECI e dos parâmetros da sustentabilidade econômico-financeira, de modo a compatibilizar com a data de assunção da pessoa jurídica pelo novo controlador.

Com isso, o atendimento das metas de qualidade do serviço prestado e da sustentabilidade econômico-financeira passa a contar a partir do ano de 2018, ou seja, do ano civil subsequente à data de celebração do termo aditivo, nos termos do Decreto nº 8.461, de 02.06.2015.

Com a compra da CELG D, a base de clientes da Enel no Brasil passará dos atuais sete milhões para dez milhões. O número de clientes do Grupo Enel a nível global alcançará cerca de 65 milhões, dos atuais 62 milhões.

Estrutura Societária

Após a federalização da CELG D em janeiro de 2015, a estrutura societária da CELG D passou a apresentar a seguinte configuração:

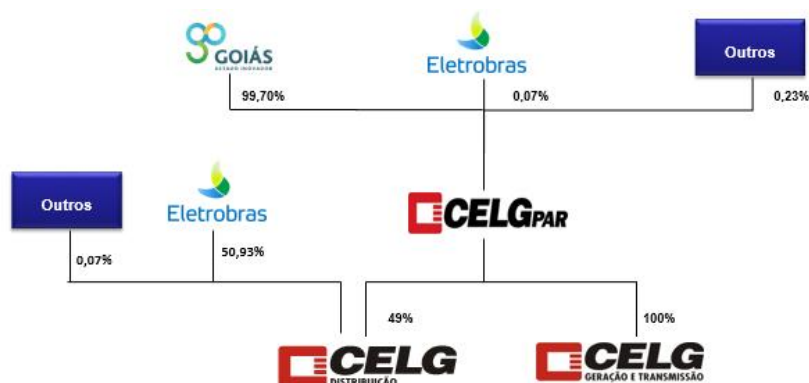


Figura 1 – Composição Acionária da CELG D até 13.02.2017

Com a realização do leilão de venda do controle acionário da CELG D em 30.11.2016, do qual a ENEL Brasil S.A se logrou vencedora, e após a liquidação, em 14.02.2017, do leilão e assinatura do contrato de compra e venda de ações, a nova estrutura societária passou a ter a seguinte configuração:

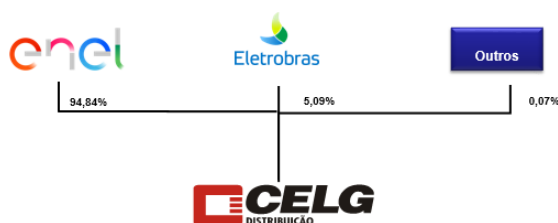


Figura 2 – Composição Acionária da CELG D a partir de 14.02.2017 até 03.05.2017

Paralelamente ao leilão para alienação de controle da CELG D, serão ofertadas, aos empregados e aposentados da CELG D, 7.676.127 (sete milhões, seiscentos e setenta e seis mil, cento e vinte e sete) ações ordinárias de emissão da CELG D, representativas de 10% (dez por cento) do capital social total e votante da CELG D de titularidade da ELETROBRAS na data do leilão (5,09% do total).

A oferta aos empregados e aposentados será realizada em duas ofertas, precedidas da etapa de habilitação. No âmbito da primeira oferta aos empregados e aposentados, 414 empregados e aposentados, habilitaram-se entre 14.11.2016 e 12.12.2016 e promoverão, a reserva, individualmente, de até 18.541 ações de emissão da CELG D.

Os adquirentes das ações, na primeira oferta aos empregados e aposentados, poderão comprar os valores mobiliários de emissão da CELG D, pertencentes à ELETROBRAS, no âmbito da segunda oferta, limitada ao dobro dos valores mobiliários adquiridos na primeira oferta.

A transferência do restante das ações de propriedade da ELETROBRAS, para a Enel Brasil S.A., no caso da aquisição das sobras das ações não compradas pelos habilitados está previsto para

acontecer até 04.05.2017, mediante liquidação financeira, ao preço de R\$ 10,76 por ação, contemplando o mesmo deságio de 10%, oferecido aos empregados e aposentados.

Dessa forma, ao final da operação de alienação de ações, a ELETROBRAS não mais figurará como acionista da CELG D. Assim, a Enel Brasil S.A. permanecerá como controladora da CELG D, com participação superior a 94,84%, sendo a diferença atribuída aos acionistas minoritários, representados pelos empregados e aposentados que realizaram a respectiva liquidação financeira e demais minoritários existentes em data anterior à ocorrência dessa operação de leilão.

2. Ambiente Econômico e Regulatório

Panorama Econômico

Do ponto de vista da conjuntura macroeconômica o ano de 2016 continuou marcado por uma forte desaceleração da atividade econômica, refletindo no elevado nível de ociosidade dos fatores de produção e o conseqüente aumento na taxa de desemprego. Conforme a expectativa do Banco Central, o Produto Interno Bruto (PIB) tende a fechar o ano com redução de 3,49%.

A recessão econômica contribuiu para a que a inflação, medida pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), fechasse o ano em 6,29%, a menor taxa anual nos últimos três anos. Dentre os fatores que contribuíram para conter a aceleração inflacionária destacam-se: a redução de 10,66% nas tarifas de energia elétrica e de 2,85% no grupo Habitação.

Outro item que também contribuiu para a desaceleração da atividade econômica foi a elevada taxa de juros básica praticada na economia (SELIC) que fechou o ano em 13,75%.

Com a crise econômica de 2016, a taxa de desocupação ficou em 11,9% no trimestre móvel encerrado em novembro de 2016, isto é, 2,9 pontos percentuais acima da comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, quando a taxa foi estimada em 9%, segundo dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD Contínua). Com isso, a população desocupada no período chegou a 12,1 milhões de pessoas, o maior contingente da série histórica.

Não obstante o desempenho da economia brasileira no ano de 2016 foi afetado pelas crises econômica e financeira que desencadeou no país, no Estado de Goiás o efeito foi mais brando. Conforme o Instituto Mauro Borges (IMB), enquanto o valor das exportações fechou o ano de 2016 com variação negativa de 3,09% em comparação com o ano de 2015, em Goiás teve um crescimento positivo de 0,9%, valor de US\$ 5,930 bilhões. As importações totalizaram US\$ 2,641 bilhões apresentando decréscimo de 21,46%. Como as importações foi menor que as exportações, houve contribuição para o saldo positivo da balança comercial goiana de US\$ 3,288 bilhões, 30,76% maior que o ano anterior.

Segundo dados do Cadastro Geral de Empregados e Desempregados (CAGED) do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE) foram gerados, em Goiás, 4.473 colocações com registro de janeiro a outubro de 2016, representando um acréscimo de 0,37% em relação ao estoque de dezembro de 2015. Em complemento, Goiás registrou saldo negativo em outubro desse ano, admitindo 39.849 trabalhadores e desligando 50.161, resultando em um saldo líquido de -10.315 postos de trabalhos.

O Índice de Preços ao Consumidor (IPC – Goiânia) variou 0,13% em dezembro, acima da taxa do mês de novembro que ficou em -0,42%. Com esse resultado, o IPC-Goiânia fecha o ano de 2016 com inflação acumulada em 7,31%, abaixo dos 14,18% registrados no ano anterior.

Panorama Regulatório 2016

Do ponto de vista regulatório, o ano de 2016 foi marcado pela alteração da data de aniversário contratual da CELG D de 12 de setembro para 22 de outubro em decorrência da assinatura, em 29.12.2015, do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 063/2000. No Termo Aditivo foram fixadas condições e metas anuais de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado e à gestão econômico-financeira, principalmente para os primeiros cinco anos.

Reajuste Tarifário Anual – RTA/2016

Em 21.10.2016 a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.160/2016 a qual aprovou o Reajuste Tarifário da CELG D com 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.

O maior impacto decorreu devido à redução no valor da cota da CDE – USO, em virtude da aprovação das cotas anuais da CDE para o ano de 2016, divulgadas pela Resolução Homologatória nº 2.077/2016, que contribuiu para um efeito médio de -4,90% no atual reajuste da CELG D, como também da tarifa de Itaipu Binacional para 2016, publicada pela Resolução Homologatória nº. 2.001/2015, a qual sofreu uma redução de 32,3% em relação à tarifa praticada em 2015.

Quanto aos ativos regulatórios acumulados de CVA (Conta de Variação da Parcela “A”) e demais itens financeiros, foram homologados pela ANEEL um valor negativo na ordem de R\$ 213,6 milhões para o reequilíbrio econômico-financeiro da Parcela A.

O saldo negativo de CVA, decorreu principalmente, por dois fatores:

- I. devolução de cerca de R\$ 551,9 milhões, referentes aos valores faturados junto aos consumidores de bandeiras tarifárias ocorridas em 2015 e 2016; e
- II. reversão de R\$ 412,6 milhões referentes ao faturamento dos componentes financeiros tarifários de CDE-Uso, CDE-Energia e Compra de Energia de Itaipu binacional, cobrados dos consumidores a partir março de 2015, por meio da Revisão Tarifária Extraordinária, cujo impacto médio, a partir daquele mês, nas tarifas da distribuidora, foi de 27,71%.

3. Planejamento e Gestão Estratégica

A CELG D define suas diretrizes e estratégias, de forma sistemática e estruturada desde 2004, para um período de cinco anos e revisado anualmente. O processo é de responsabilidade da Diretoria Executiva com análise e aprovação pelo Conselho de administração. A condução do processo é da Superintendência de Planejamento e Gestão suportada pelo Comitê Estratégico, cuja composição é definida pela Diretoria Executiva e homologada por resolução.

As principais etapas do processo de Planejamento Estratégico são: revisão da identidade organizacional (missão, visão, negócio e valores), análise dos cenários interno e externo, construção da matriz *SWOT* orientando a priorização das estratégias e definição do Mapa Estratégico. A partir do mapa são revisados o sistema de indicadores e os projetos estratégicos.

Para o cenário externo as principais ameaças identificadas em 2016 foram:

- Crise econômica brasileira com reflexos na economia goiana (baixo crescimento; índices macroeconômicos desfavoráveis; alto custo e baixa disponibilidade de capital e crédito; baixo nível de produção e demanda e alto nível de desemprego).
- Políticas governamentais, legislações e regulações para o setor elétrico – em especial as regras para a manutenção da concessão.

Dentre os pontos fracos identificados nos cenários internos são destaques:

- Não atendimento pleno das atuais regulações do setor;
- Baixos níveis de qualidade do serviço (DEC e FEC);
- Perdas não técnicas podendo levar a perda de receita;
- Gestão de obras e manutenção;
- Gestão de pessoas com lacunas e clima organizacional não adequado.

O Mapa Estratégico da CELG D está construído a partir de 4 diretrizes: manutenção da concessão; satisfação dos clientes; remuneração dos acionistas; e uma empresa desejada para trabalhar. Abaixo as macro estratégias distribuídas nas quatro perspectivas eleitas pela CELG D:

- Perspectiva financeira: maximizar o EBITDA e melhorar a estrutura de capital;
- Perspectiva do cliente e sociedade: satisfazer as necessidades dos clientes atendendo as exigências regulatórias e fortalecer a imagem de empresa sustentável junto aos clientes e sociedade;
- Perspectiva dos processos internos: aumentar a produtividade e eficiência dos processos de negócio e de suporte;
- Perspectiva da gestão empresarial: efficientizar a gestão empresarial.

O sistema de medição que monitora o sucesso do planejamento estratégico e, por conseguinte, o desempenho organizacional é chamado de Indicadores Estratégicos. Estes indicadores são subdivididos em indicadores de mercado, indicadores econômico-financeiros e indicadores operacionais. O monitoramento dos desempenhos destes indicadores ocorre mensalmente pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração.

Também a partir das estratégias é desdobrado um conjunto de projetos estratégicos. O andamento dos projetos é acompanhado pelo Escritório de Projetos e reportados às respectivas diretorias.

4. Investimentos

Os investimentos realizados pela CELG D em 2016 totalizaram R\$ 312,8 milhões representando um decréscimo de apenas 2,9% em relação ao verificado no ano anterior, sobretudo pela menor realização de investimentos em transmissão associada a distribuição de subestações.

Tabela 1 – Investimentos por área de aplicação – em R\$ mil

Área de Aplicação	2016	2015	Var. (%)
Transmissão associada a distribuição de	22.691	61.593	-63,2%
Transmissão associada a distribuição de	19.507	18.812	3,7%
Distribuição - linhas e redes	212.528	187.610	13,3%
Outras	58.087	54.061	7,4%
Total	312.813	322.076	-2,9%

Cumprе ressaltar que a despeito de todas as dificuldades financeiras que a empresa apresentou no período, devido a conjuntura macroeconômica do país, a realização dos investimentos em 2016 pode ser considerada expressiva.

Expansão de Rede

A Tabela 2 a seguir demonstra o comportamento dos principais ativos elétricos em 2016 e 2015. Dentre eles se destacam o aumento de Linha de Transmissão e Rede de Distribuição Rural.

Tabela 2 – Ativos do Sistema Elétrico 2015 e 2016

PRINCIPAIS ATIVOS ELÉTRICOS	2016	2015	Var. 2016-
Linha de transmissão – LT (km)	5.817	5.745	1,25%
Subestações (un.)	330	328	0,61%
Potência instalada (MVA)	7.911	7.663	3,24%
Rede de distribuição urbana – RDU (Km)	37.286	58.513	-36,28%
Rede de distribuição rural – RDR (Km)	172.482	149.454	15,41%
Transformadores de distribuição (un.)	220.867	220.166	0,32%

A queda observada na rede de distribuição urbana deve-se a atualização no Sistema de Gestão Técnica (SGT), dos polígonos que definem as áreas urbanas, no qual houve reclassificação de algumas redes outrora denominadas urbanas para rural.

Universalização

Em relação ao Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica - Luz Para Todos (PLpT), a CELG D prosseguiu em 2016 com a execução do referido programa na zona rural do Estado de Goiás, representando investimento na ordem de R\$ 9,2 milhões, com 534 atendimentos e cobertura de 243 km de rede de Alta Tensão (13,8 kV, 34,5) e 1,868 km de rede de Baixa Tensão (220V, 440V). O programa apresenta um investimento acumulado até 31.12.2016, na ordem de R\$ 352 milhões, com um número de 44.724 atendimentos realizados.

Cumprе ressaltar que em rede de distribuição em zona rural, devido as grandes distâncias, utiliza-se o atendimento em alta tensão (AT) - valores entre 13 kV e 230 kV, chegando o mais próximo possível do ponto a ser energizado, e baixa tensão (BT) para valores inferiores a 1000 V, em casos onde existem mais de um ponto a ser energizado na propriedade rural.

5. Programa de Manutenção no Sistema Elétrico

Em 2016 foram investidos R\$ 7,6 milhões na reforma de 3.953 transformadores de distribuição (Classe de tensão até 36,2kV).

Dentre as causas reais de avarias dos transformadores, destacam-se:

- Queima por Sobrecarga: 24,01%;
- Queima por Curto Circuito na BT: 18,53%;
- Queima por Descarga Atmosférica: 25,95%.

As ações visam continuamente manter os custos abaixo do valor de referência de mercado. Além disso, a contínua reformulação do Termo de Referência e o empenho dos gestores dos contratos possibilitaram:

- Gerenciar o alto índice de transformadores de distribuição sucateados, oriundos de cooperativas e particulares;
- Gerar um crédito de R\$ 530.580,69 a partir da alienação de 1.896 transformadores de distribuição;
- Um custo técnico-administrativo médio de R\$ 25,53 para cada transformador reformado.
- Diminuir os custos com armazenamento / transporte dos transformadores danificados;
- Diminuir consideravelmente os custos financeiros / ambientais com descarte de resíduos contaminados com óleo;
- Gerar informações relevantes para elaboração de planos de manutenção da rede de distribuição da CELG D (46.200 transformadores historiados);

6. Melhorias de Processos e Infraestrutura

Tecnologia da Informação (TI)

A área de Tecnologia da Informação buscou apoiar a continuidade e a potencialização dos negócios Celg, com o desenvolvimento das seguintes iniciativas:

- Implantação dos serviços de monitoramento e supervisão do CDS – Central de Serviços com instalação de monitores em locais estratégicos, envolvendo rede, servidores e chamados com indicadores e *dashboards* por serviços.
- Migração da base de dados Oracle para a versão 12 para obter melhorias no desempenho, administração e segurança da base de dados corporativa;
- Desenvolvimento em conjunto com a área de telecomunicações, do projeto de melhoria do core de rede do Edifício Gileno visando melhorar o nível de serviços de comunicação de dados.
- Aquisição de novo firewall visando ampliar a segurança cibernética à rede de dados e ao ambiente tecnológico de automação da distribuição;
- Desenvolvimento em conjunto com as áreas de telecomunicações e de COS/COS da segregação de recursos tecnológicos visando atender aos requisitos normativos de gerenciamento integrado de Tecnologia da Informação, Automação e Telecomunicações.
- Aquisição de suporte técnico do sistema operacional *Red Hat Enterprise Linux* visando aprimorar a disponibilidade e continuidade dos sistemas de informação críticos.
- Atualização de ambiente Citrix e virtualização de aplicações visando melhorar a disponibilidade dos serviços para os usuários de TI da CELG D.
- Atendimento a 39.218 chamados com registro via Central de Serviços de TI – CDS-TI;
- Melhoria dos procedimentos e do software de gestão de chamados CDS visando melhorar o nível de atendimento, a satisfação de clientes e a trabalho em equipe.
- Consolidação da implantação dos módulos de Treinamento, Medicina e Segurança do Trabalho e Portal de Atendimento do Funcionário via web;
- Evolução do portal UnnO *Show* com o objetivo de agrupar e facilitar a visualização de informações, além de auxiliar a tomada de decisões.
- Manutenção, atualização, implementação de novas funcionalidades e suporte técnico aos sistemas administrativos, financeiros e comerciais.

Gestão de Logística e Suprimento

Visando melhorar o armazenamento, o recebimento, a expedição e aquisição de materiais, reduzir custos com perdas em estoque por avarias, aumentar a eficácia no atendimento às demandas de clientes internos, assegurar a qualidade e a integridade dos materiais adquiridos, aprimorar a eficiência, a otimização e a economicidade no desempenho de logística e suprimento da CELG D, foram desenvolvidos as seguintes ações e/ou projetos:

- Manutenção e desenvolvimento do CPAM – Comitê de planejamento e aquisição de materiais – resultando em melhora significativa na elaboração e definição das demandas

e necessidades de materiais das diversas áreas da CELG D, aumentando a celeridade nos processos de compras para aquisição de materiais.

- Manutenção e desenvolvimento do controle de qualidade dos materiais adquiridos, assegurando o cumprimento à padronização e especificações técnicas definidas nas normas técnicas da CELG D, nas normas técnicas brasileiras (NBR) e nas normas técnicas internacionais, por meio do acompanhamento do processo fabril dos fornecedores, da realização de ensaios em fábrica e em laboratórios oficiais creditados pelo INMETRO e do monitoramento do manuseio e funcionamento dos materiais.

Foram realizados em 2016 leilões de materiais sucateados e/ou obsoletos, para alienação e higienização das áreas dos depósitos da CELG D:

- O leilão DA-SPLS 9.00002/16-DA de Transformadores Obsoletos de 750 KVA e 1.000 KVA com Classe 15 KV, com a oferta de 41 lotes e valor inicial total de arremate de R\$ 455.360,00, no qual foram arrematados 6 lotes e arrecadado R\$ 70.784,00;
- O leilão DA-SPLS 9.00003/16-DA de Materiais Obsoletos/Inservíveis na Área da CELG D, com oferta de 104 lotes (sucatas de transformadores, postes de concreto e de eucalipto, isoladores, chaves, medidores, ferro, cobre isolado e nu, cruzetas, etc) e valor inicial total de arremate de R\$ 661.040,68, no qual foram arrematados 99 lotes e arrecadado R\$ 755.479,72.

Através do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento 324 (P&D 324) – Gestão Inteligente e Movimentação de Recursos Materiais Utilizando RFID, IA e GPS, em 2016 foi criado modelo de sistema inteligente para auxiliar nos endereçamentos de armazenagem, mapeamento e geolocalização de materiais através de GPS e etiquetas de RFID. O sistema está em fase de testes desde novembro de 2016.

Gestão de Licitações e Contrato de Terceiros

O ano de 2016 foi marcado por importantes ações na Superintendência de Licitações e Contratações e resultaram em melhorias: licitações de materiais com redução do número de processos sem impacto no estoque; realização de 157 licitações na modalidade pregão (para aquisição de materiais, contratações de serviços e registros de preços), com redução média 18,8% nos preços (economia aproximada de R\$ 129 milhões); realização de 13 licitações nas modalidades carta convite, concorrência e tomada de preços, com redução média 13,1% nos preços (economia aproximada de R\$ 5,9 milhões).

7. Desempenho Comercial

A CELG D com a finalidade de melhorar a relação com seus consumidores, conta com os seguintes canais de relacionamento:

- Duas linhas de Call Center, uma para atendimento de clientes do Grupo B e outra para clientes Grupo A e Corporativos, funcionando 24 horas por dia e 7 dias por semana.
- URA (0800 62 0196): Através deste canal podem ser registrados os serviços de falta de energia, autoleitura rural, segunda via código de barras, consulta de débitos e religação normal ou de urgência.

Destaca-se ainda os postos de Atendimento Presencial, que são:

- Agências de Atendimento: 81 unidades, situadas nos maiores municípios, funcionando das 9 às 17h, de segunda a sexta-feira.

- Postos de Atendimento: 158 unidades, situados nos menores municípios, funcionando das 14 às 18h, de segunda a sexta-feira.
- Postos de Atendimento Vapt Vupt: 25 unidades.

A CELG D, conta ainda com unidades de Autoatendimento, que são terminais de solicitação de serviços disponíveis em 22 Agências de Atendimento e em 3 Postos de Atendimento Vapt Vupt. Através deste canal podem ser registrados os serviços de falta de energia, autoleitura rural, segunda via, consulta de débitos e religação normal ou de urgência. Estão disponíveis de acordo com o horário de atendimento das Agências e Postos Vapt Vupt.

Ressalta-se ainda a existência da Agência Virtual (ww.celg.com.br), onde o cliente pode realizar a solicitação de 19 serviços. Disponível 24 horas por dia e 7 dias por semana, além da existência das mídias sociais (Facebook e Reclame Aqui).

Venda de Energia

A crise econômica que afeta o Brasil continua impactando a evolução do consumo de energia elétrica no estado de Goiás. Assim, como na maioria dos estados brasileiros, não houve crescimento do consumo de energia na área da CELG D, em 2016. O mercado total (consumo cativo, livre e suprimento), em 2016, apresentou uma redução de 0,16% em comparação a 2015. Historicamente a taxa média do crescimento da energia vendida pela CELG D é superior a 5% a.a. O mercado total atingiu 13.077 GWh, em 2016, ante os 13.098 GWh verificados em 2014.

A classe Residencial, responsável por 34% do mercado da CELG D, apresentou uma redução de 0,57% em 2016 com o montante de 4.446 GWh.

O mercado Industrial caiu 1,65% em relação ao ano anterior, influenciado pela queda generalizada da produção industrial. Com esta retração a classe industrial (25% do mercado) retornou aos níveis de consumo de 2013.

Em 2016 a crise econômica afetou mais a classe Comercial com redução de 3,66% confirmando a redução no volume de vendas verificada no Brasil e em Goiás, em função da diminuição da atividade econômica e da perda do poder aquisitivo da população em geral.

Dentre as maiores classes, a Rural foi a única que apresentou crescimento, um aumento de 8,55%, sendo 3,73% na subclasse rural tradicional e 19,92% na subclasse irrigação. O desempenho na área de irrigação tem um forte efeito de base visto que foram dois anos seguidos (2014 e 2015) de redução no consumo de irrigação.

As demais classes, em conjunto, cresceram 2,2% principalmente devido à Iluminação Pública, em função de um projeto de recontagem de lâmpadas executado pela empresa em todos os municípios atendidos pela CELG D.

O desempenho do mercado da CELG D, incluindo consumidores cativos, livres e suprimento, pode ser observado na Tabela a seguir:

Tabela 3 – Consumo de Energia (MWh) por classe de consumo (Cativo + livre + suprimento)

Classe	2016	2015	Var. (%)
1. Cons Total (Cat+Liv+Sup)	13.077.282	13.098.251	-0,16%
Residencial	4.446.155	4.471.518	-0,57%
Industrial	3.253.756	3.308.285	-1,65%
Cativo	2.032.874	2.339.855	-13,12%
Livre	1.220.882	968.430	26,07%
Comercial	2.310.016	2.397.834	-3,66%
Cativo	2.276.239	2.397.834	-5,07%
Livre	33.777	-	100,00%
Rural Total	1.409.112	1.298.175	8,55%

Tradicional	945.861	911.875	3,73%
Irrigante	463.251	386.300	19,92%
Poder Público	436.638	438.429	-0,41%
Iluminação Pública	699.625	674.374	3,74%
Serviço Público	389.203	378.036	2,95%
Próprio	5.252	5.724	-8,24%
2. Consumo Cativo Total	11.695.098	12.003.945	-2,57%
3. Consumo Livre Total	1.254.659	968.430	29,56%
4. Suprimento	127.525	125.876	1,31%

A participação de cada classe no consumo é apresentada na Figura 3 a seguir.

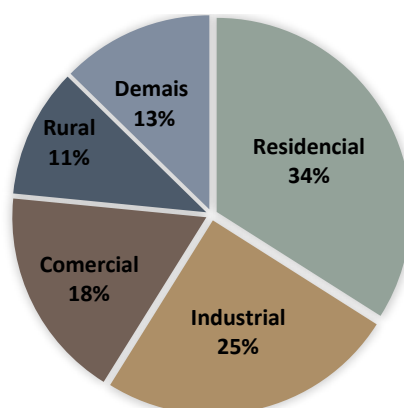


Figura 3 – Participação (%) por classe no consumo cativo total em 2016

Número de Clientes

No ano de 2016, o total de clientes da CELG D atingiu 2.824.522, ante os 2.801.333 clientes atendidos em 2015, representando um incremento de 0,83%. Este índice é bem inferior ao registrado em anos anteriores, em função da implementação de ações de combate à inadimplência que contemplaram o encerramento contratual de mais de 80 mil unidades consumidoras. A evolução do número de clientes por classe pode ser observada na Tabela a seguir.

Tabela 4 - Número de consumidores cativos faturados por classe de consumo

Classe	2016	2015	Var. (%)
1. Cons Total (Cat+Liv+Sup)	2.824.522	2.801.333	0,8%
Residencial	2.396.088	2.367.950	1,19%
Industrial	9.912	10.445	-5,10%
Cativo	9.837	10.423	-5,62%
Livre	75	22	240,91%
Comercial	216.854	222.932	-2,73%
Cativo	216.828	222.932	-2,74%
Livre	26	-	100,00%
Rural Total	180.810	179.371	0,80%
Tradicional	178.327	176.974	0,76%
Irrigante	2.483	2.397	3,59%
Poder Público	17.517	17.401	0,67%
Iluminação Pública	625	625	0,00%
Serviço Público	2.467	2.355	4,76%
Próprio	247	252	-1,98%

2. Consumo Cativo Total	2.824.419	2.801.309	0,82%
3. Consumo Livre Total	101	22	359,09%
4. Suprimento	2	2	0,00%

A redução no número de consumidores nas classes industrial e comercial é, prioritariamente, reflexo da crise econômica que vem afetando o Brasil e o Estado de Goiás.

Com relação à gestão de Clientes Corporativos, dentre as ações desenvolvidas destacam-se:

- Orientações presenciais quanto a fator de carga, demanda contratada, fator de potência, sazonalidade e utilização da agência virtual, disponível em www.celg.com.br;
- Execução das revisões de faturas, quando solicitadas, e intermediação junto ao Departamento Comercial, visando às soluções pleiteadas quando pertinentes;
- Simulação de tarifas com o objetivo de definir a que melhor se enquadra a cada cliente, reduzindo desta forma os custos com energia elétrica;
- Atendimento a demandas relacionadas a unidades ligadas à administração pública, como Secretarias do Governo Estadual e prefeituras;
- Gestão dos contratos de iluminação pública e convênios de CIP (Contribuição de Iluminação Pública) de todos os municípios da área de atuação da CELG D;
- Gestão dos contratos de parcelamento ligados às prefeituras;
- Atuação efetiva no controle da Inadimplência, tanto no Poder Público quanto em relação aos clientes do Grupo A, e na ligação de unidades de mini e micro geração distribuída;
- Atendimento das solicitações referentes à concessão de Desconto Especial de Irrigação e Migrações para o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Balanco de energia comprada para revenda

Em 2016, o requisito de compra de energia foi de 13.997.430 MWh, representando uma redução de 1,0% em relação a 2015, conforme Tabela a seguir:

Tabela 5 – Balanço de Energia Comprada CELG D 2016 – MWh

Descrição	2016	2015	Var. (%)
Requisito Líquido	13.997.430	14.139.210	-1,00%
Consumo Cativo Faturado	11.695.098	12.003.945	-2,57%
Suprimento Faturado	127.525	125.876	1,31%
Perdas na Distribuição	1.931.487	1.770.343	9,10%
Medição Bruta	13.754.110	13.900.164	-1,05%
Rateio Perdas na Rede Básica	243.321	239.046	1,79%
Recurso Líquido	13.997.430	14.139.210	-1,00%
Contratos na CCEE	15.582.345	13.366.559	16,58%
Energia Vendida no Curto-Prazo	- 1.593.611	- 5.377	29540,3%
Energia Comprada no Curto-Prazo	8.696	778.027	-98,88%

Quanto à Energia Comprada para Revenda, a Lei nº 10.848, de 15.03.2004 e o Decreto nº 5.163/2004, regulamentam a comercialização de energia elétrica, que deve ser realizada preferencialmente por intermédio de leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, com antecedência de até cinco anos.

Em função da crise econômica que afetou a demanda por energia elétrica a CELG D tornou-se sobrecontratada, ou seja, possui contratos de energia mais do que o suficiente para atender as suas necessidades. Diante deste quadro a CELG D, em 2016, participou de todos os Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits (MCS D) objetivando reduzir a sua sobrecontratação, mas a redução foi pequena em função da quase totalidade das distribuidoras encontrar-se na mesma situação.

Com relação aos contratos de compra de energia registrados na CCEE com entrega em 2016, verificou-se um aumento de 10,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, enquanto o preço médio caiu 18,3%, como pode ser observado na Tabela 6 a seguir. A redução no preço da energia se deve, principalmente, a não exposição da CELG D ao mercado de curto prazo (MCP) cujos preços estavam elevados em 2015 e ao não despacho de usinas térmicas durante a quase totalidade do ano de 2016.

Tabela 6 - Energia Comprada

Descrição	2016	2015	Var. (%)
Energia comprada (MWh)	15.591.196	14.144.586	10,23%
Montante faturado (R\$ milhões)	2.913	3.236	-9,96%
Preço médio anual (R\$/MWh)	186,8	228,8	-18,32%

Gestão de Perdas

Em 2016 foram executadas aproximadamente 80.000 inspeções em Unidades Consumidoras dos grupos A e B e 2.500 negociações de processos de irregularidade.

Foi iniciada a análise dos dados dos consumidores com supervisão remota (1.000 UC's do Grupo A e 2.450 do Grupo B), reduzindo-se a necessidade de intrusões nos sistemas de medição e, por consequência, as ocorrências de fraudes, pois são monitorados constantemente, inclusive quanto à abertura das caixas de medição.

Foi realizada operação de fiscalização de 11 consumidores do Grupo A telemedidos, conjuntamente com a polícia civil e perícia técnico científica, tendo sido recuperado 5 GWh, além de 63 GWh que estão sendo recuperados (processos em fase de negociação).

Foram promovidas verificações minuciosas nos sistemas de medição de fronteira, buscando identificar e eliminar quaisquer divergências cadastrais ou deficiências elétricas, pois, mesmo que verificando anomalias em situações isoladas e muito pouco frequentes, estas podem

provocar grandes alterações no volume de energia não contabilizada no balanço energético, cujos reflexos são verificados diretamente nas perdas não técnicas.

Como resultado geral das ações visando a redução das perdas não técnicas da CELG D em 2016, obtivemos os seguintes resultados físicos e financeiros:

- Energia recuperada de aproximadamente 48 GWh, no valor de R\$ 18 milhões;
- Energia agregada de aproximadamente 47 GWh, no valor de R\$ 17,5 milhões;
- Redução de energia requerida de aproximadamente 6 GWh, no valor de R\$ 2,25 milhões.

8. Desempenho Operacional

DEC e FEC

Por meio dos indicadores de DEC e FEC são mensuradas a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da CELG D.

Em 2016, em função das ações realizadas pela CELG D, houve uma redução significativa nos valores apresentados pelos indicadores de continuidade em relação aos resultados dos anos anteriores, com uma melhoria significativa na qualidade dos serviços prestados aos consumidores da CELG D.

O valor do DEC global apurado ao final do ano de 2016, apresentou uma redução de 31,7% em relação ao valor apurado em 2015, representando uma redução média de 13 horas de interrupção para cada Unidade Consumidora da Empresa, como pode ser observado na Figura a seguir.

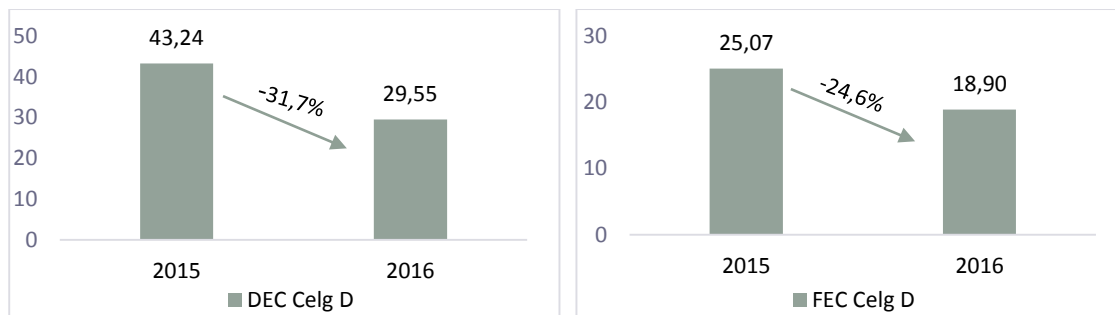


Figura 4 – Indicadores de continuidade – DEC e FEC

Assim como no DEC, o valor do FEC global apurado ao final do ano de 2016, apresentou uma redução de 24,6% em relação ao valor apurado em 2015, representando uma redução média de 7 interrupções por consumidor no ano

É importante ressaltar também que com a assinatura do 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica n.º 63/2000 – ANEEL pela CELG D com o Poder Concedente, foram estabelecidos indicadores específicos para avaliação da qualidade do serviço prestado pela CELG D.

Os limites anuais globais para Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Interna - DECI e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Interna - FEICi estabelecem uma curva decrescente até o ano de 2020, quando a Empresa deverá atingir os limites regulatórios. A ultrapassagem destes limites estabelecidos pela ANEEL pode levar à caducidade da concessão, de forma ser importante uma avaliação comparativa de comportamento dos números apurados pela CELG D com os limites estabelecidos pela ANEEL.

Com os valores apurados ao final do ano de 2016 observa-se que tanto o DECI quanto o FECI apresentaram valores inferiores aos limites do 5º Aditivo Contratual, conforme Figura a seguir:

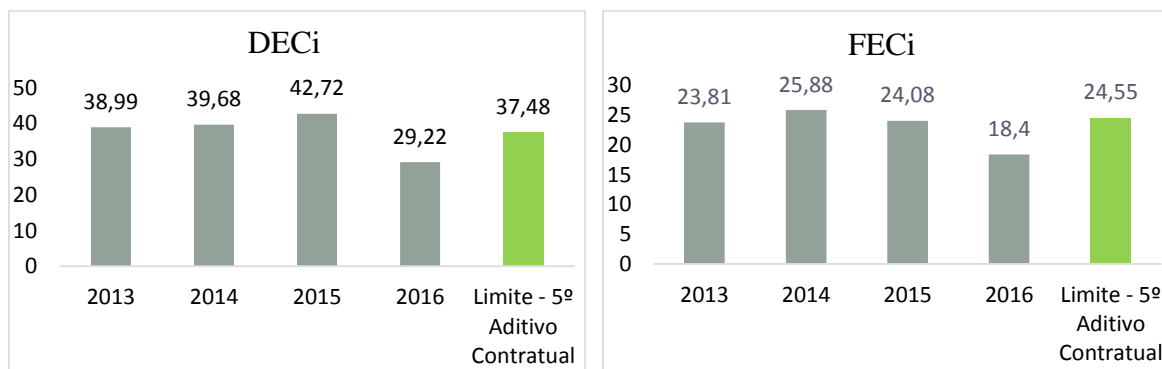


Figura 5 – Indicadores de continuidade 2016 (DECI e FECI) x Limite ANEEL 5º Aditivo

Ressalta-se que estes resultados foram obtidos a partir do desenvolvimento de ações de manutenção preventiva nas redes de distribuição de alta, média e baixa tensão, podas de árvores, limpeza de faixas de uso das linhas de distribuição de alta e média tensão, desmembramento de circuitos que se encontravam sobrecarregados troca de isoladores de porcelana em linhas de distribuição de alta tensão ,além da instalação de 200 religadores, no ano de 2016, nas redes de distribuição de média tensão nas regiões metropolitana de Goiânia e Anápolis.

Associado a isto tivemos a implantação de um sistema de automação dos religadores instalados em 114 subestações de distribuição de média tensão e nos religadores instalados nas redes de distribuição de média tensão ,34,5 kV e/ou 13,8 kV, bem como a implantação de uma nova filosofia de coordenação da proteção de média tensão tornando-a mais seletiva e coordenada, o que fez com que, nos alimentadores onde esta prática foi implantada, houvesse uma redução dos consumidores atingidos por interrupção.

O início da implantação das equipes multifuncionais ocorrida ao longo do ano de 2016, associadas a entrada em serviço dos Centros de Serviços da Contratada – CSC, nas regiões de Iporá, Firminópolis, Cidade de Goiás, Porangatu e Uruaçu, para despachos de serviços emergenciais em unidades consumidoras individualizadas e em transformadores individuais e também comerciais, vem apresentando resultados satisfatórios no que tange à redução de custos e redução dos prazos de execução de serviços, tanto emergenciais quanto comerciais.

Perdas

As perdas são o resultado da diferença entre a energia injetada na rede da distribuidora e a energia faturada junto aos consumidores finais (cativos e livres) e suprimento. Em 2016 a energia injetada na rede da CELG D atingiu 15.008.768 MWh, a energia faturada alcançou 13.077.282 MWh resultando em um montante de perdas de 1.931.487 MWh, ou seja, 12,87% da energia injetada. Em 2015 este percentual foi de 11,91%. O crescimento das perdas, na CELG D, entre 2015 e 2016 ocorreu principalmente nas perdas não técnicas em função da crise econômica pela qual o país está passando que provocou a diminuição da renda das famílias, das atividades industriais e comerciais, implicando no aumento de fraudes em unidades consumidoras.

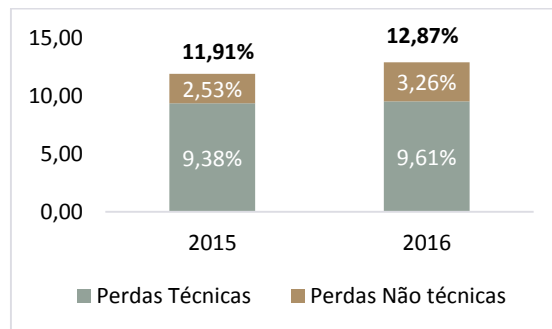


Figura 7 – Perdas em 2015 e 2016

9. Programas de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética

Programa de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)

Conforme dispositivos legais 0,5% da receita operacional líquida da CELG D devem ser investidos em Pesquisa e Desenvolvimento, sendo o montante distribuído da seguinte forma:

- 40% dos recursos recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT;
- 40% dos recursos destinados a Projetos de P&D regulados pela ANEEL e,
- 20% recolhidos ao Ministério de Minas e Energia.

Em 2016 mediante a realização de Edital de Chamada Pública, foram contratados através de convênios 7 projetos de P&D representando um investimento total de R\$ 12,17 milhões. Outro projeto cuja contratação iniciou em 2016 está vinculado à Chamada de Projeto de P&D Estratégico 018/2013 ANEEL (Projeto SIASE – 2ª etapa) com investimento de R\$ 357.372,62. Assim as novas contratações no ano foram da ordem de R\$ 10,81 milhões.

Além das referidas contratações a CELG D manifestou interesse na participação em outros três projetos estratégicos da ANEEL. Entretanto, ainda não foram definidos os valores a serem investidos. Segue abaixo a relação destes projetos:

- Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D - Chamada 001/2016: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior;
- Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 021/2016 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”;
- Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 020/2016: Aprimoramento do Ambiente de Negócios do Setor Elétrico Brasileiro.

Desta forma, considerando os projetos de pesquisa contratados em 2016 e nos anos anteriores, foi realizado no ano de 2016 um investimento no valor total de R\$ 12,17 milhões.

Importante ressaltar que os projetos são selecionados em conformidade com os temas indicados no Plano Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento da CELG D e neste contexto, busca estar alinhado com a necessidade de disponibilizar ferramentas direcionadas a melhoria da qualidade do produto e dos serviços prestados.

Programa de Eficiência Energética (PEE)

Em 2016, a CELG D realizou e apresentou à ANEEL, no âmbito do Programa de Eficiência Energética, os seguintes projetos:

- Eficiência Energética no Hospital das Clínicas da Universidade Federal de Goiás, conforme projeto executivo elaborado a partir do Diagnóstico Energético que definiu os principais usos finais passíveis de efficientização: Sistemas de iluminação artificial; Sistema de condicionamento ambiental; Sistemas de aquecimento de água e Sistemas de esterilização.
- Sistema de Eficiência Energética, através de inversores de frequência - BOOSTER RIO VERDE Saneamento de Goiás S.A. - SANEAGO.
- Eficiência Solidária - Eficiência, Tecnologia e Solidariedade na efficientização das lâmpadas dos clientes residenciais da CELG D.
- Projeto Comunidades de Aprendizagem em Eficiência de Energia Elétrica Municipal - FUNCOGE.
- Licitação dos Serviços de Eficiência Energética com Adição de Geração Proveniente de Fonte Incentivada de Energia Elétrica no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - IFG - Campus-Goiânia.
- Licitação dos Serviços de substituição de chuveiro elétrico por aquecimento solar e de lâmpadas incandescentes 60 w por lâmpadas led em municípios goianos.
- Realização de CHAMADA PÚBLICA PEE 001/2016, conforme previsto na Seção 3.2 do Módulo 3 - Seleção e Implantação de Projetos dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE e em atendimento a Resolução Normativa ANEEL nº 556/2013.
- Realização de CHAMADA PÚBLICA PEE 002/2016, conforme previsto na Seção 3.2 do Módulo 3 - Seleção e Implantação de Projetos dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE e em atendimento a Resolução Normativa ANEEL nº 556/2013.

10. Desempenho Econômico-Financeiro

A seguir os aspectos econômico e financeiro da CELG D, tornando evidentes os principais elementos do resultado e suas variações nos exercícios 2015/2016. Os dados aqui contidos foram obtidos das demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2016, elaboradas de acordo com as políticas contábeis vigentes no Brasil.

Tabela 7 - Principais Contas de Resultado – em R\$ mil e Margens (%)

Principais Contas de Resultado (R\$ mil) e Margens (%)	2016	2015	Var. (%)
Receita Operacional Bruta	7.847.537	8.283.978	-5,3%
Deduções à Receita Operacional	- 3.706.657	- 3.736.707	-0,8%
Receita Operacional Líquida	4.140.880	4.547.271	-8,9%
Custos e Despesas Operacionais	- 4.190.048	- 4.700.009	10,9%
EBITDA	81.331	21.885	271,6%
Margem EBITDA	2,0%	0,5%	2,5 p.p
EBIT	- 49.168	- 152.739	67,8%
Margem EBIT	-1,2%	-3,4%	2.2 p.p
Resultado Financeiro	120.514	- 867.084	113,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	-	-	-
Lucro Líquido	71.346	- 1.019.822	-107,0%
Margem Líquida	1,7%	-22,4%	24,1 p.p

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta totalizou R\$ 7.847.537 mil, representando uma redução de 5,3%, ante o valor de R\$ 8.283.978 mil verificado no mesmo período do ano anterior.

Tabela 8 – Receita Operacional Bruta – em R\$ mil

Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	2016	2015	Var. (%)
Fornecimento de Energia	7.319.370	7.114.080	2,9%
Baixa Renda	28.287	34.425	-17,8%
Subvenção CDE - Descontos Tarifários	237.820	157.378	51,1%
Fornecimento de Energia Total - Mercado Cativo	7.585.477	7.305.883	3,8%
Valores a Receber de Parcela A e outros itens financeiros	- 295.732	504.359	158,6%
Suprimento de Energia Elétrica	31.552	32.162	-1,9%
Receita de construção	355.652	327.462	8,6%
Outras Receitas	170.588	114.112	49,5%
Total da Receita Operacional Bruta	7.847.537	8.283.978	-5,3%

O componente que explica a maior variação negativa no período foi a redução em R\$ 800.091 mil na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em função, da contabilização de passivos regulatórios, que começaram a ser deduzidos no reajuste aprovado em 2016, principalmente a um menor custo da cota da CDE e da compra de energia dos contratos CCEAR e tarifa de Itaipu Binacional, verificados em 2016.

Esta redução expressiva na composição de ativos/passivos regulatórios verificada em 2016 decorre sobretudo da redução nos custos com energia, o menor acionamento das usinas térmicas, que consequentemente influenciaram na aplicação do regime de bandeiras tarifárias.

Parte desta redução foi contrabalançada pelo crescimento da receita de fornecimento em 2016 cresceu 2,9% em relação ao verificado em 2015, sobretudo em função da elevação das tarifas médias finais em 6,89% homologadas no reajuste tarifário de 2015 que impactou a receita até meados de outubro de 2016.

Deduções à Receita Operacional

As deduções da receita em 2016 apresentaram redução de 0,8% em relação ao ano anterior, com destaque para o decréscimo verificado dos encargos setoriais e no ICMS, devido à redução verificada na receita operacional bruta.

Receita Operacional Líquida – ROL

A ROL registrou uma redução de 8,9% em relação ao mesmo período de 2015, passando de R\$ 4.547.271 mil para R\$ 4.140.880 mil.

Custos e Despesas operacionais

No exercício de 2016, nos custos e despesas operacionais foi verificado uma redução de 10,9% em relação a 2015.

Tabela 9 – Custos e Despesas Operacionais – em R\$ mil

Custos e Despesas Operacionais (R\$ mil)	2016	2015	Var. (%)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.406.013	2.946.392	-18,3%
Encargos de Uso de Sistema de Transmissão	185.491	165.904	11,8%
Total das Despesas Não Gerenciáveis	2.591.504	3.112.296	-16,7%
Pessoal	349.950	337.296	3,8%
Material	17.192	18.396	-6,5%
Serviços de Terceiros	486.262	484.881	0,3%
Depreciação e amortização	130.498	174.624	-25,3%
Perdas estimadas em créditos de liquidação	18.630	75.706	-75,4%
Provisão para demandas judiciais	104.972	9.171	1044,6%
Taxa de fiscalização	-	-	0,0%
Tributos	1.818	1.910	-4,8%
Recuperação de despesas/custos	-11.130	-5.008	122,2%
Custo de construção	355.652	327.462	8,6%
Penalidades contratuais e regulatórias	69.291	121.670	-43,1%
Outras/Despesas Operacionais	75.409	41.605	81,2%
Total das Despesas Gerenciáveis	1.598.544	1.587.713	0,7%
Total (Gerenciáveis e Não Gerenciáveis)	4.190.048	4.700.009	-10,9%

O fator de maior contribuição para a redução nos custos e despesas operacionais foi a redução em 18,3% das despesas com energia elétrica comprada para revenda, devido à queda da tarifa de energia de Itaipu de US\$ 38,07/kW mês em 2015 para US\$ 25,78/kW mês em 2016, e pela venda de energia no curto prazo diante da sobrecontratação de energia verificada em 2016 diferentemente do cenário de 2015 (exposição involuntária).

EBIT / EBITDA

Em 2016, o EBITDA (Lucro antes dos juros, impostos, depreciações e amortizações) fechou positivo em R\$ 81.331 mil, ante um resultado de R\$ 21.885 mil verificado em 2015, representando uma melhora na geração de caixa da empresa.

Enquanto a receita operacional líquida registrou uma redução de 8,9% em 2016, os custos e despesas operacionais reduziram 10,9%, contribuindo para a melhora do EBITDA.

No item das despesas gerenciáveis, a redução das penalidades contratuais e regulatórias contribuíram em 43,1%, passando de R\$ 121.670 mil em 2015 para R\$ 69.291 mil em 2016, decorrente da melhora verificada nos indicadores de qualidade do serviço prestado.

Ressalta-se ainda que, mesmo com a redução verificada nas compensações financeiras por violação dos limites individuais de continuidade, o EBITDA poderia ter sido maior caso estas penalidades não impactassem as despesas gerenciáveis, elevando para R\$ 150.622 mil a geração de caixa em 2016.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro da CELG D apresentou uma melhora significativa, passando de um resultado negativo de R\$ 867.084 mil em 2015 para um resultado positivo de R\$ 120.514 mil em 2016.

A melhora expressiva verificada no Resultado Financeiro da CELG D, deve-se em grande parte a celebração, em 16.06.2016 do novo termo de confissão e repactuação da dívida de repasse de Itaipu, ECF-3286/2016, referente ao saldo devedor remanescente do Contrato ECF 3002/2012 e seus aditivos, nos termos do Despacho nº 310/ANEEL, de 15.02.2016. Com a conversão em reais do saldo devedor da dívida de Itaipu de US\$ 334,93 milhões, na data-base 30.10.2015, ao dólar de R\$ 2,6929/US\$, nos termos da lei nº 13.182/2015, houve uma redução de R\$ 316,7 milhões no valor da dívida impactando positivamente no resultado financeiro do mês de junho de 2016.

Lucro Líquido e Margem Líquida

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a CELG D registrou em 2016 um lucro líquido de R\$ 71.346 mil, ante um prejuízo de R\$ 1.019.822 mil em 2015, representando uma melhora em relação ao resultado verificado no período anterior.

Cabe destacar que nos últimos 10 anos, com exceção de 2013 que apresentou um lucro líquido de R\$ 665 mil, os demais anos registraram elevados prejuízos.

Endividamento e Liquidez

Em 2016, o endividamento bruto da CELG D, considerando inclusive os débitos vencidos, foi de R\$ 2.681.945 mil ante R\$ 2.975.366 mil verificado em 2015, representando uma redução de 10%, conforme pode ser visto na Tabela a seguir.

Tabela 10 – Dívida bruta, dívida líquida – em R\$ mil

Endividamento (R\$ mil)	2016	2015	Var. (%)
Bancário (moeda nacional + estrangeira)	959.750	1.138.338	-16%
Tributário	2.571	33.290	-92%
Fundo de Pensão	146.403	144.398	1%
Intra-Setorial	1.083.479	1.483.438	-27%
Mútuo	125.726	166.165	-24%
Autos de Infração	1.145	9.737	-88%
Dívida Bruta com instrumento contratual	2.319.074	2.975.366	-22%
Intra - Setorial em atraso	300.893		100%
Tributário corrente em atraso	61.978		100%
Dívida Bruta com débitos vencidos	2.681.945	2.975.366	-10%
(-) Disponibilidades - Caixa e Equivalentes	76.144	82.182	-7%
Dívida líquida Societária	2.605.801	2.893.184	-10%

Cumprе ressaltar que o débito intrassetorial em atraso consiste basicamente das quotas de CDE-energia no período de 10.01.2016 a 10.10.2016, que totalizou R\$ 257,62 milhões cujo instrumento de repactuação ECF-3309/2016, nos termos do Despacho ANEEL nº 2.719/2016, até o fechamento dessas demonstrações financeiras não havia produzido as condições de eficácia do instrumento.

A dívida líquida após a dedução das disponibilidades fechou em R\$ 2.605.801 mil ante R\$ 2.893.184 mil registrados em 2015, representando uma redução também de 10% no período.

Em relação ao perfil do endividamento, observa-se que em 2016, 35,2% da dívida concentra-se no curto prazo e 64,8% no longo prazo.

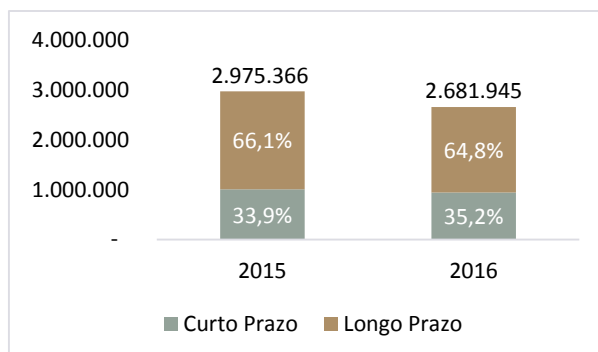


Figura 8 – Endividamento bruto de curto e longo prazo – R\$ mil

11. Gestão de Pessoas

Carreira, Remuneração e Avaliação

A área de gestão de pessoas realizou 19 alterações funcionais, sendo 04 alterações devido à aprovação em concurso público para novo cargo, 08 reabilitações profissionais e 07 alterações funcionais a pedido, em conformidade com o Plano de Carreira e Remuneração.

A Avaliação de Desempenho é uma ferramenta de suporte à gestão de pessoas, aplicada desde 2006, que permite identificar as competências comportamentais e técnicas apresentadas pelos empregados no desempenho de suas atribuições, subsidiando ações de desenvolvimento e capacitação, bem como aprimorando a qualidade dos serviços prestados na empresa. Assim, empresa e empregados são beneficiados, melhorando o relacionamento entre o gerente e a equipe e facilitando uma comunicação aberta, objetiva e estruturada.

O Regulamento estabelecido para a aplicação da Avaliação 2016 foi aprovado pela Diretoria Executiva e publicado através da Resolução nº 074/2016 de 05 de maio de 2016.

No ano de 2016 foram avaliados 1.923 empregados, sendo que 246 ocupavam função gerencial, incluídos os diretores.

Capacitação e Desenvolvimento

Em 2016, foram realizados 252 treinamentos, contemplando 1.548 empregados, com alguns participantes realizando mais de um curso neste ano, com destaque para treinamento na área de segurança do funcionário e da população.

12. Gestão sócio-ambiental

Os empreendimentos da CELG D incorporam a componente ambiental às etapas do planejamento, projeto, construção e operação, sendo elaborados e executados de acordo com a legislação e exigências dos órgãos ambientais, federais, estaduais e municipais e do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional – IPHAN.

Em 2016, a Celg D deu início aos processos de licenciamento para 16 Linhas de Distribuição de Alta Tensão (LDAT's) e 16 Subestações de Distribuição de Alta Tensão (SDAT's), enquanto os órgãos ambientais emitiram 15 licenças para LDAT's e 26 para SDAT's, sendo classificadas como: Dispensas de Licenciamento, Autorizações para Ampliação, Licenças Ambientais

Simplificadas, Licenças de Funcionamento, Licenças de Instalação e Licenças de Supressão de Vegetação Nativa para Uso Alternativo do Solo.

Visando a mitigação dos impactos ambientais causados pela implantação de LDAT's, como compensação ambiental, foram fornecidas à Secretaria de Estado de Meio Ambiente, Recursos Hídricos, Infraestrutura, Cidades e Assuntos Metropolitanos – SECIMA, 49.831 mudas de espécies nativas protegidas por lei, para implantação em Programas Municipais de Recuperação de áreas Degradadas e plantio nas Unidades de Conservação Estaduais, conforme direcionamento da SECIMA.

Foram executados programas ambientais em 1.160.584,89 m², nas áreas de faixa de servidão das LDAT's energizadas em 2016, visando à mitigação dos impactos.

Quanto aos resíduos, foram destinados para Tratamento Térmico (Incineração) 153,9 kg de resíduos líquidos e sólidos contaminados com Óleo Mineral Isolante, provenientes do Laboratório de Análise de Óleo e 7.412 kg de resíduos sólidos contaminados com Óleo mineral Isolante proveniente da Central de Óleo, de acordo com as normas aplicáveis da Legislação Ambiental. Também foram fornecidos 9.830 kg de resíduos recicláveis (papéis, papelões, vidros, copos descartáveis, plástico e jornais) para a “Cooperativa dos Catadores de Materiais Recicláveis” – SELETA.

Quanto ao viés educacional, foi ministrada uma Palestra aos funcionários e empreiteiros da CELG D durante a Semana Interna de Prevenção de Acidentes no Trabalho (SIPAT) sobre “Manejo de Vegetação nas faixas de Servidão das LDAT's, amparo legal e espécies protegidas pela Legislação de Meio Ambiente”. Em parceria com a Escola Superior do Ministério Público do Estado de Goiás, Companhia de Urbanização de Goiânia – COMURG e Agência Municipal de Meio Ambiente de Goiânia - AMMA, foram realizadas palestras sobre “Limpeza de Faixa e Podas”, “Dendrologia e Identificação de Árvores para o Meio Urbano” e o Seminário “Manejo da Vegetação Urbana”.

A responsabilidade socioambiental e o sistema de gestão integrada com foco em diretrizes sustentáveis são tão relevantes quanto às soluções tecnológicas complexas e atuais utilizadas na implantação de seus empreendimentos, sejam eles, Linhas de Distribuição de Alta, Média, ou Baixa Tensão, Urbanas e Rurais ou Subestações de Alta, Média, ou Baixa Tensão.

13. Auditores Independentes

Em cumprimento a instrução CVM nº 381, de 14.01.2003, a CELG D informa que em 2016 suas demonstrações financeiras foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes.

Goiânia, 27 de março de 2017

Balanço Social Anual / 2016



EMPRESA: CELG DISTRIBUIÇÃO S.A

1 - Base de Cálculo		2016 Valor (Mil reais)			2015 Valor (Mil reais)		
Receita líquida (RL)		4.140.880			4.547.271		
Resultado operacional (RO)		71.346			(1.019.822)		
Folha de pagamento bruta (FPB) ²		432.590			388.299		
2 - Indicadores Sociais Internos		Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação		26.201	6,06%	0,63%	27.104	6,98%	0,60%
Encargos sociais compulsórios		93.173	21,54%	2,25%	82.244	21,18%	1,81%
Previdência privada		16.878	3,90%	0,41%	14.495	3,73%	0,32%
Saúde		13.886	3,21%	0,34%	12.079	3,11%	0,27%
Segurança e saúde no trabalho		351	0,08%	0,01%	243	0,06%	0,01%
Educação		135	0,03%	0,00%	594	0,15%	0,01%
Cultura		0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional		182	0,04%	0,00%	938	0,24%	0,02%
Creches ou auxílio-creche		3.516	0,81%	0,08%	3.118	0,80%	0,07%
Participação nos lucros ou resultados		0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros ³		16.495	3,81%	0,40%	15.867	4,09%	0,35%
Total - Indicadores sociais internos		170.817	39,49%	4,13%	156.682	40,35%	3,45%
3 - Indicadores Sociais Externos		Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação		0	-	0,00%	0	-	0,00%
Cultura		0	-	0,00%	0	-	0,00%
Saúde e saneamento		0	-	0,00%	0	-	0,00%
Esporte		0	-	0,00%	0	-	0,00%
Combate à fome e segurança alimentar		0	-	0,00%	0	-	0,00%
Outros		0	-	0,00%	0	-	0,00%
Total das contribuições para a sociedade		0	-	0,00%	0	-	0,00%
Tributos (excluídos encargos sociais)		3.769.631	-	91,03%	4.326.064	-	95,14%
Total - Indicadores sociais externos		3.769.631	-	91,03%	4.326.064	-	95,14%
4 - Indicadores Ambientais		Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a operação da empresa		724	-	0,02%	641	-	0,01%
Investimento no Programa Luz para Todos		9.287	-	0,22%	9.298	-	0,20%
Programas de pesquisa e eficiência energética		16.820	-	0,41%	9.151	-	0,20%
Total dos investimentos em meio ambiente		26.831	-	0,65%	19.090	-	0,42%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa		<input type="checkbox"/> não possui metas <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		<input type="checkbox"/> não possui metas <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%			
5 - Indicadores do Corpo Funcional		2016			2015		
Nº de empregados(as) ao final do período ³		2.037			2.095		
Nº de admissões durante o período		3			283		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)		6.447			6.145*		
Nº de estagiários(as)		692			698		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos		1.010			1.026		
Nº de mulheres que trabalham na empresa		260			265		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres		26,6%			26,8%		
Nº de afrodescendente que trabalha na empresa		936			963		
% de cargos de chefia ocupado por afrodescendente		36,0%			38,5%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais		94			94		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial		2016			2015		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa		14,6			17,0		
Número total de acidentes de trabalho		27			29		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:		<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:		<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:		<input type="checkbox"/> não se envolve	<input checked="" type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input checked="" type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:		<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:		<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:		<input type="checkbox"/> não são considerados	<input checked="" type="checkbox"/> são sugeridos	<input type="checkbox"/> são exigidos	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input checked="" type="checkbox"/> são sugeridos	<input type="checkbox"/> são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:		<input type="checkbox"/> não se envolve	<input checked="" type="checkbox"/> apóia	<input type="checkbox"/> organiza e incentiva	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input checked="" type="checkbox"/> apóia	<input type="checkbox"/> organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):		na empresa 1.340.220	no Procon 465	na Justiça 11.220	na empresa 1.465.335	no Procon 338	na Justiça 8.448
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:		na empresa 100,92%	no Procon 10%	na Justiça 10%	na empresa 101,95%	no Procon 10%	na Justiça 10%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):		Em 2016: 4.444.691			Em 2015: 4.936.719		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		84,8% governo 7,33% colaboradores(as) 0,00% acionistas 6,25% terceiros 16,1% retido			87,63% governo 6,28% colaborado res(as) 0,00% acionistas 26,75% terceiros -20,66% retido		

7 - Outras Informações

Notas:

¹ Informações não auditadas;

² A Folha de Pagamento Bruta referente a 2016 foi de R\$ 432.590 mil, sendo R\$ 423.625 mil de quadro próprio, inclusive despesas rescisórias com PDV e R\$ 8.965 mil de estagiários e comissionados

³ O nº de empregados(as) ao final do período do Ano de 2016 foi de 2.037, sendo 1.906 empregados do quadro próprio, 106 menores aprendizes e 25 aprendizes legal

devidamente informatizado à época



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Balanços patrimoniais 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	949.081	1.082.905
Tributos e contribuições sociais	6	8.421	40.382
Serviços em curso	7	35.837	32.551
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiro	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		1.282.477	1.629.619
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
Ativo financeiro - Bens da concessão	12.a	62.296	58.099
Outros ativos	11	555.800	570.840
Investimentos		2.658	2.666
Intangível	12.a	1.939.107	1.908.127
Imobilizado	12.a / 14	40.796	43.328
Total ativo não circulante		2.993.238	2.879.443
Total do Ativo		4.275.715	4.509.062

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Balancos patrimoniais 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
Outros passivos	19	93.188	51.496
Total do passivo não circulante		2.563.750	2.639.641
Patrimônio líquido	21		
Capital social		3.475.679	3.475.679
Reserva de reavaliação		150.924	183.366
Ajuste de avaliação patrimonial		(32.191)	(12.771)
Prejuízos acumulados		(4.493.710)	(4.597.498)
Total do patrimônio líquido		(899.298)	(951.224)
Total do passivo e patrimônio líquido		4.275.715	4.509.062

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações 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	4.140.880	4.547.271
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		(121.924)	(165.160)
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)
Custo de construção		(355.652)	(327.462)
Outros		<u>(34.246)</u>	<u>(3.636)</u>
Total outros custos		<u>(1.250.625)</u>	<u>(1.331.549)</u>
Lucro bruto		<u>298.751</u>	<u>103.426</u>
Despesas operacionais			
Despesas gerais e administrativas	24	<u>(347.919)</u>	<u>(256.164)</u>
Total das despesas operacionais		<u>(347.919)</u>	<u>(256.164)</u>
Resultado antes dos efeitos financeiros e dos impostos		<u>(49.168)</u>	<u>(152.738)</u>
Resultado financeiro líquido	25	<u>120.514</u>	<u>(867.084)</u>
Resultado antes dos impostos		<u>71.346</u>	<u>(1.019.822)</u>
Imposto de renda e contribuição social		<u>-</u>	<u>-</u>
Resultado do exercício		<u>71.346</u>	<u>(1.019.822)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações 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>71.346</u>	<u>(1.019.822)</u>
Perda atuarial com benefício pós-emprego	<u>(19.420)</u>	<u>(3.340)</u>
Resultado abrangente do exercício	<u>51.926</u>	<u>(1.023.162)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações 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	192.486	(3.586.796)	(9.431)	71.938
Resultado abrangente do exercício					
Resultado do exercício	-	-	(1.019.822)	-	(1.019.822)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(3.340)	(3.340)
Total de resultados abrangentes do exercício	-	-	(1.019.822)	(3.340)	(1.023.162)
Realização de reservas					
Realização da reserva de reavaliação	-	(13.819)	13.819	-	-
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação	-	4.699	(4.699)	-	-
Total de realização de reservas no exercício	-	(9.120)	9.120	-	-
Saldos em 31 de dezembro 2015	3.475.679	183.366	(4.597.498)	(12.771)	(951.224)
Resultado abrangente do exercício					
Resultado do exercício	-	-	71.346	-	71.346
Ganhos e perdas atuariais - benefício pós emprego	-	-	-	(19.420)	(19.420)
Total de resultados abrangentes do exercício	-	-	71.346	(19.420)	51.926
Realização de reservas					
Realização da reserva de reavaliação	-	(49.156)	49.156	-	-
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação	-	16.714	(16.714)	-	-
Total de realização de reservas no exercício	-	(32.442)	32.442	-	-
Saldos em 31 de dezembro 2016	3.475.679	150.924	(4.493.710)	(32.191)	(899.298)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações 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	71.346	(1.019.822)
Ajustes de:		
- Depreciação e amortização	130.498	174.624
- 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 financeiras

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

(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 financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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

A Diretoria Executiva da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações financeiras em 27 de março de 2017.

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) Amortização do intangível – **Nota explicativa nº 12;**
- (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 Financeiras.

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 financeiras, 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 financeiras 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 Ativos vinculados à concessão

A parcela dos ativos que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão.

A amortização reflete o padrão de consumo dos direitos adquiridos, sendo calculada sobre o saldo dos ativos vinculados à concessão pelo método linear, tendo como base a aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para a atividade de distribuição de energia elétrica.

A Companhia mensura a parcela do valor dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão, registrando esse valor como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

Os novos ativos são registrados inicialmente no ativo intangível, mensurados pelo custo de aquisição.

Quando da sua entrada em operação são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, conforme critério mencionado nos parágrafos anteriores, sendo que a parcela dos ativos que é registrada no ativo financeiro é avaliada com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL da base de remuneração de ativos nos processos de revisão tarifária.

3.8 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.

3.9 Ativo imobilizado (bens da administração)

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).

3.10 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.

3.11 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).

3.12 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).

3.13 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.

3.14 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).

3.15 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.

3.16 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.

3.17 **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 financeiras.

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 financeiras 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.

Classificação - Ativos financeiros

O CPC 48 contém uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que reflete o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

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.

Com base na sua avaliação preliminar, a Companhia não considera que os novos requerimentos de classificação, se fossem aplicados em 31 de dezembro de 2016, teriam um impacto significativo na contabilização de contas a receber e demais ativos financeiros.

Redução no valor recuperável (impairment) - Ativos financeiros e ativos contratuais

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.

O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao valor justo por meio do resultado, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais.

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro dos 12 meses após a data de relatório; e
- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data de relatório tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses se aplica se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data de relatório. No entanto, a mensuração de perdas de crédito esperadas para a vida inteira sempre se aplica para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo; uma entidade pode optar por aplicar esta política também para contas a receber de clientes e ativos contratuais com um componente de financiamento significativo.

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.

Classificação - Passivos financeiros

O CPC 48 retém grande parte dos requerimentos do CPC 38 para a classificação de passivos financeiros.

Contudo, de acordo com a CPC 38, todas as variações de valor justo dos passivos designados como VJR são reconhecidas no resultado, enquanto que, de acordo com o CPC 48, estas alterações de valor justo são geralmente apresentadas da seguinte forma:

- O valor da variação do valor justo que é atribuível às alterações no risco de crédito do passivo financeiro são apresentado em outros resultados abrangentes; e
- O valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado.

A Companhia não designou ou pretende designar passivos financeiros como VJR. A avaliação preliminar da Companhia não indicou qualquer impacto material se as exigências do CPC 48 relativas à classificação dos passivos financeiros fossem aplicadas em 31 de dezembro de 2016.

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 financeiras da Companhia.

4. Caixa e equivalentes de caixa

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

(a) Aplicações financeiras

<u>Instituição</u>	<u>Tipo de aplicação</u>	<u>Taxa (%)</u>	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
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			<u>17.996</u>	<u>15.938</u>

(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

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
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
• Outros créditos	21.260	25.382
• (-) Perdas estimadas no recebimento de clientes	<u>(399.945)</u>	<u>(482.563)</u>
Subtotal	<u>943.939</u>	<u>1.079.477</u>
Concessionárias		
• Suprimento	<u>5.142</u>	<u>3.428</u>
Subtotal	<u>5.142</u>	<u>3.428</u>
Total circulante	<u>949.081</u>	<u>1.082.905</u>
Não circulante		
Consumidores		
• Prefeituras	<u>39.012</u>	<u>29.564</u>
Subtotal	<u>39.012</u>	<u>29.564</u>
Total não circulante	<u>39.012</u>	<u>29.564</u>
Total clientes	<u>988.093</u>	<u>1.112.469</u>

5.1 Composição de clientes

Clientes	31/12/2016						31/12/2015
	Vincendos	Vencidos		Total	PECLD	Saldo	Saldo
		até 90 dias	há mais de 90 dias				
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 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
Outros créditos	21.260	-	-	21.260	-	21.260	19.176
Subtotal	380.203	21.651	207.995	609.849	(199.322)	410.527	416.019
Total consumidores	781.776	182.519	379.589	1.343.884	(398.055)	945.829	1.079.477
Concessionárias							
Suprimento	5.142	-	-	5.142	(1.890)	3.252	3.428
Total circulante	786.918	182.519	379.589	1.349.026	(399.945)	949.081	1.082.905
Parcelamento - Poder público	39.012	-	-	39.012	-	39.012	29.564
Total não circulante	39.012	-	-	39.012	-	39.012	29.564
Total	825.930	182.519	379.589	1.388.038	(399.945)	988.093	1.112.469

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 financeiro e ativo intangível

Os bens utilizados na execução dos serviços objeto da concessão estão registrados no ativo intangível e ativo financeiro, em atendimento à interpretação ICPC 01 (R1) e à orientação OCPC 05, aplicáveis a contratos de concessão.

a) Composição

Descrição	31/12/2016			31/12/2015		
	Valor líquido			Valor líquido		
	Ativo imobilizado	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo imobilizado	Ativo intangível	Ativo financeiro
Em serviço						
Distribuição	-	5.581.258	61.922	-	5.359.093	55.646
Administração	151.241	51.760	-	149.856	46.260	-
Obrigações vinculadas à concessão	(5.810)	(1.279.838)		(4.447)	(1.139.483)	-
Total do Custo	145.431	4.353.180	61.922	145.409	4.265.870	55.646
(-) Amortização / Depreciação						
Distribuição	-	(3.003.358)	-	-	(2.884.199)	-
Administração	(110.195)	(38.364)	-	(106.836)	(33.978)	-
Obrigações vinculadas à concessão	4.213	279.158	-	3.326	232.444	-
Total da amortização / Depreciação	(105.982)	(2.762.564)	-	(103.510)	(2.685.733)	-
Total em serviço	39.449	1.590.616	61.922	41.899	1.580.137	55.646
Em curso						
Distribuição	-	422.457	374	-	318.613	2.453
Administração	1.347	1.703	-	1.429	9.377	-
Obrigações vinculadas à concessão	-	(75.669)	-	-	-	-
Total em Curso	1.347	348.491	374	-	-	-
Total	40.796	1.939.107	62.296	43.328	1.908.127	58.099

b) Movimentação do Intangível

Descrição	31/12/2015	Adições	Amortização	Baixas	Transferências	31/12/2016
Intangível em serviço	2.487.176	119	(181.789)	(33.690)	319.480	2.591.296
Obrigações Especiais	(907.039)	-	46.714	5.755	(146.110)	(1.000.680)
Total em serviço	1.580.137	119	(135.075)	(27.935)	173.370	1.590.616
Intangível em curso	400.111	383.508	-	(29.654)	(329.805)	424.160
Obrigações especiais	(72.121)	(150.088)	-	984	145.556	(75.669)
Total em Curso	327.990	233.420	-	(28.670)	(184.249)	348.491
Total	1.908.127	233.539	(135.075)	(56.605)	(10.879)	1.939.107

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	71.346	71.346	(1.019.822)	(1.019.822)
Alíquota fiscal combinada	25%	9%	25%	9%
Expectativa de IR e CSLL	(17.837)	(6.421)	(254.956)	(91.784)
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	12.289	4.424	3.455	1.244
Receitas diferidas CVA a realizar	(136)	(49)	(216.882)	(78.078)
Outras deduções	(55.456)	(19.963)	(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

Os bens registrados no imobilizado são de uso exclusivo da administração na execução dos serviços da concessão e de acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os mesmos são vinculados à concessão não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem prévia e expressa autorização do órgão regulador.

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	4.716	-	4.716	4.720	-	4.720
Edificações, obras civis e benfeitorias	0,83% 19.472	(6.121)	13.351	19.469	(5.523)	13.946
Máquinas e equipamentos	2,18% 105.226	(85.017)	20.209	104.416	(82.711)	21.705
Veículos	5,00% 2.204	(2.204)	-	2.998	(2.920)	78
Móveis e utensílios	1,64% 13.813	(12.640)	1.173	13.806	(12.356)	1.450
Subtotal	145.431	(105.982)	39.449	145.409	(103.510)	41.899
Em curso						
Máquinas e equipamentos	724	-	724	756	-	756
A ratear	123	-	123	31	-	31
Material em depósito	500	-	500	642	-	642
Subtotal	1.347	-	1.347	1.429	-	1.429
Total	146.778	(105.982)	40.796	146.838	(103.510)	43.328

b) **Movimentação do imobilizado**

Descrição	dez/15	Adições	Baixas	Transferência	dez/16
Imobilizado em serviço	149.856	-	(2.808)	4.193	151.241
(-) Depreciação	(106.836)	(5.074)	1.715	-	(110.195)
Obrigações especiais	(4.447)	(1.363)	-	-	(5.810)
(-) Amortização	3.326	887	-	-	4.213
Total em serviço	41.899	(5.550)	(1.093)	4.193	39.449
Imobilizado em curso	1.429	694	(455)	(321)	1.347
Total	43.328	(4.856)	(1.548)	3.872	40.796

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 (
- Outros (d)	8.283	-	73.942	-
	8.672	-	74.221	-
Subtotal	335.770	938.672	882.780	926.577
Material 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 empréstimos bancários	CDI	195.071	427.381
	Sem indexador	35.857	45.198
ELETROBRAS	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 gráfica (h)	31.342	-	57.487	-
Ultrapassagem de demanda, perdas regulatórias e excedente de reativos	-	53.897	-	40.600
Outros	37.870	9.743	37.789	8.949
Total	411.405	93.188	524.091	51.496

- 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 financeiras 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
Receita de construção (b)	355.652	327.462
CVA – Itens financeiros (c)	(295.732)	504.359
Outras receitas (d)	436.695	305.915
	7.847.537	8.283.978
(-) Dedução à receita operacional bruta (e)	(3.706.657)	(3.736.707)
Receita operacional líquida	4.140.880	4.547.271

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) Receita de construção

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 R\$ 355.652 e R\$ 327.462, respectivamente.

c) 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.

d) **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

e) **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)
	<u>15.583.679</u>	<u>13.517.134</u>	<u>2.261.569</u>	<u>2.287.381</u>
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	<u>2.659.579</u>	<u>3.230.202</u>
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	-	-	121.924	165.160	8.574	9.464	130.498	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)
Custo de construção	-	-	355.652	327.462	-	-	355.652	327.462
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	1.250.625	1.331.549	347.919	256.164	4.190.048	4.700.009

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
Fretes 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	988.093	988.093
Outros créditos	720.734	720.734
Ativo financeiro – bens da concessão	62.296	62.296

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	504.593	504.593

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	1.112.469	1.112.469
Componentes regulatórios – CVA e Itens Financeiros	141.398	141.398
Outros créditos	758.997	758.997
Ativo financeiro – bens da concessão	58.099	58.099

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	575.587	575.587

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
ELETROBRAS				
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	-	-
PROINFA	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
ELETROBRAS 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 financeiras 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



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 financeiras

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras 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.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras 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 as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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 financeiras". 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.



Principais assuntos de auditoria

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

Fundo de aporte – FUNAC

(Nota explicativa 11 das demonstrações financeiras)

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 financeiras.



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

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

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

Responsabilidades da administração pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

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

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 financeiras, 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 concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras 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 financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras 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 financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública 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, 27 de março de 2017

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

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

Danilo Siman Simões
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-S



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

DE CONCORDÂNCIA COM AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Os Diretores da CELG Distribuição S.A. – CELG D, em cumprimento ao disposto no Art. 25, inciso VI da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, e às disposições estatutárias, declaram que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2016.

Goiânia, 28, de março de 2017.

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

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

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

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

Deborah Meirelles Rosa Brasil
Diretor Jurídico
CPF. 025.881.547-78

Emerson Caçador Rubim
Diretor Regulação
CPF. 032.120.037.31



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

DECLARAÇÃO DE CONCORDÂNCIA COM O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Os Diretores da CELG Distribuição S.A. – CELG D, em cumprimento ao disposto no Art. 25, § 1º inc. V, da Instrução CVM nº 480 de 7 de dezembro de 2009, e às disposições estatutárias, DECLARAM que revisam, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes, de 28/03/2017, emitido pela KPMG Auditores Independentes S.C, referente às Demonstrações Financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2016.

Goiânia, 28, de março de 2017.

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

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

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

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

Deborah Meirelles Rosa Brasil
Diretor Jurídico
CPF. 025.881.547-78

Emerson Caçador Rubim
Diretor Regulação
CPF. 032.120.037.31



Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2016

CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. - CELG D
CNPJ Nº 01.543.032/0001-04
NIRE 52300002958
COMPANHIA DE CAPITAL FECHADO

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Examinamos o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Financeiras e respectivos documentos complementares da Celg Distribuição S.A. - CELG D, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, em cumprimento aos dispositivos da Lei nº 6.404, de 15.12.1976, e às cláusulas estatutárias.

Fundamentado nos exames efetuados e, considerando, ainda, o Relatório dos Auditores Independentes Sobre as Demonstrações Financeiras, sem ressalvas, emitido pela KPMG Auditores Independentes, em 27 de março de 2017, bem como as informações e esclarecimentos recebidos da Administração, opinamos que os referidos documentos estão em condições de serem apreciados na Assembleia Geral Ordinária de acionistas.

Goiânia, **28 de março de 2017.**

Oscar Alfredo Salomão Filho
Presidente do Conselho Fiscal

Arthur Octavio Pinto Barreto de Mello
Conselheiro Fiscal

Nucilene Lima de Freitas França
Conselheira Fiscal

Moacyr Augusto da Silva Salomão
Conselheiro Fiscal