

Relatório da Administração CELG Distribuição S.A. 2015



SUMÁRIO

1. Destaques de 2015.....	3
2. Apresentação	4
3. Perfil da Empresa	4
4. Governança Corporativa	7
5. Panorama Econômico, Setorial e Regulatório.....	10
6. Planejamento e Gestão Estratégica	12
7. Programa de Investimento do Sistema Elétrico.....	13
8. Programa de Manutenção no Sistema Elétrico.....	16
9. Melhorias de Processos e Infraestrutura	17
10. Desempenho Comercial	19
11. Desempenho Operacional	23
12. Programas de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética.....	24
13. Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado.....	27
14. Auditores Independentes.....	35
15. Agradecimentos.....	35

Relatório da Administração

A Administração da CELG Distribuição S.A. – CELG D, em cumprimento às disposições legais e de acordo com a legislação societária vigente, apresenta a seguir o Relatório da Administração, suas demonstrações financeiras da CELG D, com as respectivas notas explicativas e o parecer dos auditores independentes, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015.

1. Destaques de 2015

- Em janeiro de 2015 foi finalizada a transferência do Controle Acionário da CELG D para a ELETROBRAS;
- Os investimentos no Sistema Elétrico da CELG D somaram R\$ 322 milhões no ano de 2015 , com aumento de 25,5% acima do realizado em 2014;
- O mercado de vendas da CELG D apresentou crescimento de 2,5% enquanto a média brasileira registrou decréscimo de 2,1%;
- Apesar dos aumentos tarifários ocorridos em 2015, somado ao efeito das bandeiras tarifárias, terem impactado, em média, 53% as faturas dos consumidores, as provisões para crédito de liquidação duvidosa foi de apenas R\$ 75,7 milhões;
- As perdas de energia em 2015 totalizaram 11,91% da energia requerida, apresentando resultado inferior ao ano anterior de 12,94%;
- Em maio de 2015, por solicitação do Ministério de Minas e Energia, a CELG D foi incluída no Programa Nacional de Desestatização;
- Em dezembro de 2015 foi assinado o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 063/2000, renovando-a por 30 anos.

2. Apresentação

Apresentamos o Relatório de Administração da CELG Distribuição S.A, referente ao ano de 2015.

3. Perfil da Empresa

Breve Histórico

A Celg Distribuição S.A. - CELG D é uma companhia de capital fechado, cujos principais acionistas são a ELETROBRAS e a Companhia Celg de Participações -CELGPAR. Foi 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 1989, com a divisão do Estado de Goiás, as instalações da empresa, que incluíam linhas e subestações de 138 KV, 69 KV e 34,5 KV, redes urbanas e rurais, além das centrais hidrelétricas, totalizando 24,92 MW, foram transferidas para o novo Estado do Tocantins.

Em 28 de julho de 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 de dezembro de 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 abril de 2012 foi celebrado o Acordo de Acionistas e Acordo de Gestão na CELG D. A partir desta data a empresa passou a ser dirigida por uma diretoria compartilhada por membros indicados pela ELETROBRAS e CELGPAR.

Em 26 de agosto de 2014 foi assinada a promessa de compra e vendas das ações de emissão da CELG D, entre CELGPAR e ELETROBRAS, com interveniência do Estado de Goiás e CELG D.

Em 27 de janeiro de 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.

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. Este subsistema é constituído de 170.833 Km de redes e linhas e 212 subestações em 34,5 kV, complementados com 29.976,4 Km de redes em baixa tensão (380/220 V) e aproximadamente 7.000 MW de transformação.

Na área de concessão da CELG D encontram-se grandes fontes de geração de energia provenientes de hidrelétricas e usinas de biomassas. A capacidade de geração instalada no Estado de Goiás é de 9.953 MW através de 83 empreendimentos geradores de energia.

O sistema elétrico da CELG D está conectado ao Sistema Interligado Nacional – SIN, através de 24 pontos de conexões com barras pertencentes à CELG GT, Furnas, CEMIG e 28 acessantes produtores de energia da biomassa ou centrais hidrelétricas.

O conjunto de ativos do sistema elétrico da CELG D, em 2015, está detalhado na figura 7.1.

Estrutura societária

Após a conclusão do processo de federalização da CELG D a estrutura societária passou a ter a seguinte configuração:

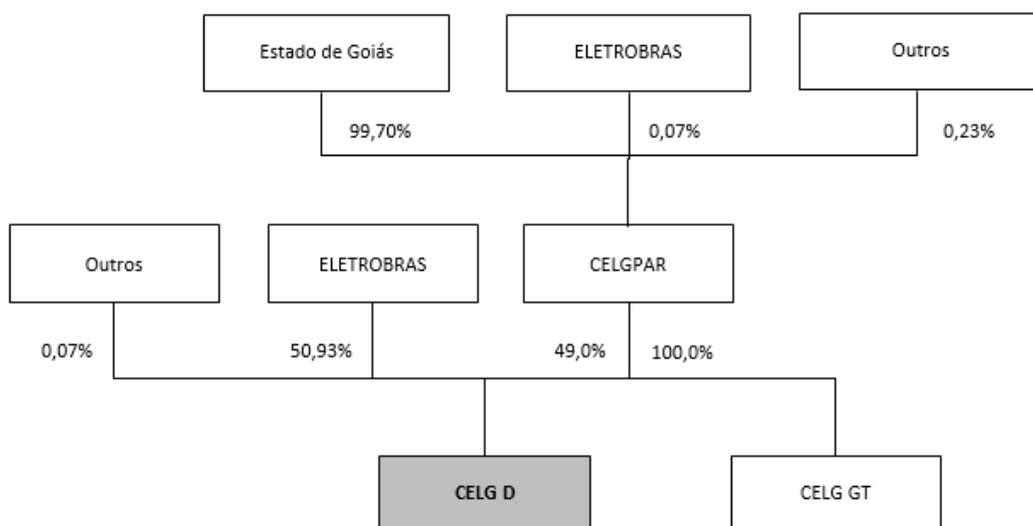


Figura 3.1 – Composição acionária da CELG D

Força de Trabalho

A CELG D, em 31 de dezembro, contava com 1.951 empregados próprios e 698 estagiários. A força de trabalho é complementada através da contratação de serviço, cujo quantitativo foi de 2. 224 colaboradores nesta data.

Nas figuras abaixo, o perfil do quadro de empregados próprios quanto ao grau de escolaridade e cargo/função exercido em 31 de dezembro de 2015.

Escolaridade	Número
Ensino fundamental	93
Ensino médio	955
Superior completo	659
Pós-graduação	210
Mestrado	33
Doutorado	1
Total	1.951

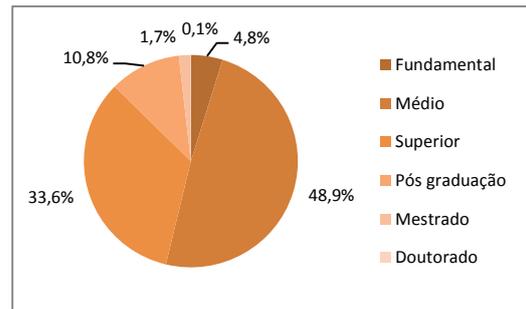


Figura 3.2 – Escolaridade do quadro de funcionário em 31 de dezembro de 2015

Cargo / função	Número
Superior	309
Médio / apoio	450
Médio / técnico	1.191
Total	1.951

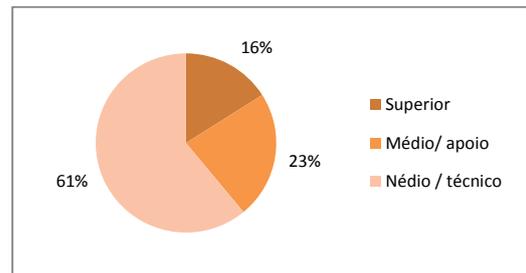


Figura 3.3 – Cargo / nível do quadro de funcionário em 31 de dezembro de 2015

Plano de resultado da ANEEL

Em março de 2015 em função dos indicadores de qualidade não estarem atendendo as metas regulatórias estabelecidas pela ANEEL e a situação econômico-financeira da CELG D, a ANEEL pelo Ofício nº 32/2015, solicitou à empresa adoção de medidas de curto e médio prazo para o reestabelecimento da qualidade dos serviços prestados e adequação do ISF – Índice de Sustentabilidade Financeira.

Em 12 de abril de 2015 a empresa enviou o Plano de Resultados à ANEEL estabelecendo as ações e prazos para a sua execução de forma a reverter a tendência negativa dos resultados. Trimestralmente, a Agência Reguladora acompanha a execução destas ações através de relatórios enviados pela CELG D com o detalhamento necessário.

Renovação da Concessão

Em 29 de dezembro de 2015, a CELG D teve a concessão prorrogada até 07 de julho de 2045 com a assinatura do 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de

Distribuição de Energia Elétrica nº 063/2000, de acordo com o Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia, de 26 de novembro de 2015, com fulcro na Lei nº 12.783/2013, no Decreto nº 7.805/2012 e no Decreto nº 8.461/2015.

Cumprido ressaltar que neste Termo Aditivo foram fixadas condições e metas anuais de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado e quanto à gestão econômico-financeira para os primeiros cinco anos, sob pena de extinção da concessão em caso de descumprimento de qualquer uma das condições por dois anos consecutivos ou de quaisquer condições ao final do período de cinco anos. Inclusive em caso de descumprimento das metas, poderá restringir a distribuição de dividendos aos acionistas.

Desestatização

Em 5 de maio de 2015, após solicitação do Ministério de Minas e Energia - MME, o Conselho Nacional de Desestatização recomendou, através da Resolução nº 5 publicada no Diário Oficial da União - DOU de 06/05/2015, à Presidenta da República a edição de decreto autorizando a inclusão da CELG D no Programa Nacional de Desestatização – PND.

Recomendou ainda ao MME que o fosse designado responsável pela execução e acompanhamento do processo de desestatização da CELG D nos termos do § 1º do art. 6º da Lei 9.491, de 1997 e que o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) fosse designado responsável por contratar os serviços necessários à execução da desestatização da CELG D. Por fim, recomendou, que as ações representativas da participação acionária de titularidade da ELETROBRAS no capital social da Empresa, fossem depositadas no Fundo Nacional de Desestatização – FND, tempestivamente.

Com a publicação do Decreto nº 8.449 de 13 de maio de 2015, a CELG D foi incluída no Programa Nacional de Desestatização – PND, para os fins da Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997.

Os trabalhos de levantamento das informações da CELG D pelos consultores contratados pelo BNDES e pelo *International Finance Corporation* (IFC) com o intuito de fazer a avaliação econômico-financeira da companhia, foram realizados até o final do mês de setembro de 2015.

Em 30 de dezembro de 2015, o MME e o BNDES publicaram um Aviso MME/BNDES no DOU, o qual deu ciência ao público em geral dos termos do Manual de Procedimento de Diligência dos Interessados e do cronograma do programa, definindo para março de 2016 a realização do leilão.

4. Governança Corporativa

Para garantir a transparência de suas ações e resultados, a CELG D, como decorrência das mudanças introduzidas pelo Acordo de Gestão firmado em 24 de abril de 2012, redefiniu sua governança corporativa. Atualmente as principais instâncias da governança corporativa são:

A **Assembleia Geral**, órgão soberano cuja competência para convocação é do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou dos acionistas, ocorre ordinariamente nos quatro

primeiros meses subsequentes ao término do exercício social. Competem à Assembleia Geral as atribuições que a lei lhe confere como o controle superior da sociedade. Entre suas competências exclusivas estão: eleger anualmente os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal e fixar a sua remuneração, assim como os honorários e as gratificações dos membros da Diretoria Executiva, apreciar e aprovar o Relatório da Administração e Demonstrativos Financeiros.

O **Conselho de Administração** é composto por 6 membros, entre os quais o seu Presidente. Reúne-se ordinariamente uma vez por mês e extraordinariamente quando for necessário por convocação de seu Presidente. Destacam-se como atribuições do CA: eleger e destituir diretores e avaliar seus desempenhos; aprovar a estrutura da sociedade; manifestar sobre os relatórios da administração, controles internos e contas da diretoria executiva; analisar e aprovar o Planejamento Estratégico, o Plano de Negócio e Plano Orçamentário Empresarial.

A **Diretoria Executiva** é composta por um Diretor-Presidente e seis diretores – Diretor de Regulação, Diretor Econômico-Financeiro, Diretor Administrativo, Diretor Técnico, Diretor de Distribuição e Diretor Comercial, que exercem suas atribuições em regime integral. Os diretores são eleitos pelo Conselho de Administração por dois anos com direito a reeleição por um ou dois mandatos consecutivos. A Diretoria Executiva se reúne uma vez por semana e entre suas principais atribuições, além de gerir os negócios da Empresa, estão: elaborar o plano estratégico, os planos anuais de negócio, os orçamentos de custeio e de investimento, assim como avaliar o desempenho operacional da organização.

A **Auditoria Interna** é uma atividade independente e tem como principais atribuições fiscalizar os atos quanto à observância das disposições legais, diretrizes, normas e instruções estabelecidas pela Empresa. Em 2015 houve avanços na atuação desta atividade, com vinculação direta ao Conselho de Administração. Desta forma, foi intensificado sua atuação auxiliando no atingimento de seus objetivos, conforme planejamento estabelecido, e também mitigando riscos, gerenciando controles, recomendando melhorias nos processos e posicionando-se como agente de governança.

O **Programa de Compliance** foi estruturado ao longo de 2015 com foco nas práticas referentes à Política Anticorrupção e alinhado as práticas e ao Código de Ética da Empresa, seguindo modelo adotado pela holding ELETROBRAS.

Como parte desta estruturação foram tomadas as seguintes iniciativas:

- Em maio de 2015 foi aprovado pela Diretoria Executiva o Manual de *Compliance* da CELG D, aderente às recomendações da legislação brasileira e da legislação americana de anticorrupção.
- Designado também em maio de 2015 o gerente/assistente de *Compliance* da empresa ligados diretamente a Presidência da CELG D.
- Foram realizados treinamentos para os Conselheiros de Administração, Conselheiros Fiscais, Diretoria Executiva, Assistentes e Assessores dos diretores, Superintendentes e pessoas mais expostas da empresa.

- Distribuição de Guia de *Compliance* aos Administradores, Conselheiros Fiscais e a todos os Colaboradores.
- Distribuição eletrônica a todos os colaboradores da Empresa do Manual de *Compliance* e do Código de Ética.

Além disso, toda semana ocorre uma reunião por vídeo conferência da Comissão Diretiva de *Compliance* (CDC), que reúne os Gerentes e Assistentes de *Compliance* de todas as empresas da ELETROBRAS, com vistas a disseminar as melhores práticas e orientar providências para sua consecução.

Está em processo de elaboração e implantação o documento com cláusulas padrão de contratos para ciência e responsabilização dos contratados quanto à política de *Compliance* e Ética da companhia e do Guia do Fornecedor.

A **Ouvidoria** da CELG D foi reestruturada em 2015 e tem por finalidade estabelecer um canal permanente de comunicação e mediação entre a sociedade em geral e a administração da Empresa. O livre acesso aos usuários da Ouvidoria é assegurado por meio de mensagens, telefone ou pessoalmente. Em todas as formas de comunicação o nome do manifestante é resguardado, e mesmo que seja anônimo o conteúdo da mensagem é tratado com confidencialidade.

As responsabilidades e as atribuições da Governança Corporativa, conforme mencionada acima, estão descritas no Estatuto Social. A estrutura organizacional está descrita no Manual de Atribuições e em Resoluções específicas.

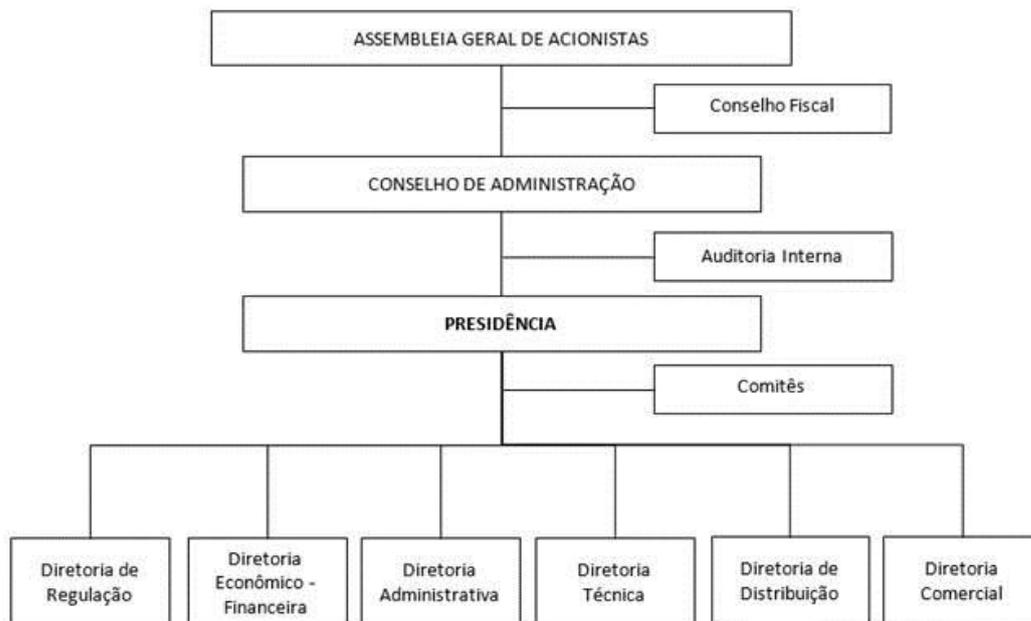


Figura 4.1– Governança Corporativa da CELG D

5. Panorama Econômico, Setorial e Regulatório

Panorama Econômico

O ano de 2015 foi marcado por uma forte desaceleração da atividade econômica no Brasil, deterioração do mercado de trabalho e elevada inflação. O Produto Interno Bruto (PIB) fechou o ano com um crescimento negativo de 3,8%, cujo desempenho é resultante do elevado grau de incerteza que impactou na produção industrial, no setor de serviços, no nível de investimentos e no consumo interno.

A inflação, medida pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), fechou o ano em 10,67%, a maior taxa desde o ano de 2002. Dentre os fatores que mais impactaram esta alta inflacionária, destacam-se os reajustes dos preços administrados, em particular as tarifas de energia elétrica e os preços de combustíveis, que contribuíram com 4,4 pontos percentuais na inflação do ano, além dos preços da alimentação, que contribuíram com 3 pontos percentuais.

Outros indicadores relevantes que também apresentaram alta em 2015 foram à taxa básica de juros (SELIC), que fechou o ano em 14,25%, e o dólar venda que encerrou a R\$ 3,9048/US\$.

No âmbito regional, a inflação medida pelo Índice de Preços ao Consumidor (IPC-Goiânia) apresentou variação acumulada superior a nacional, registrando 14,2%, valor bem acima dos 8,42% registrados para o ano de 2014. Na formação do índice no decorrer de 2015, os itens que mais exerceram pressão foram os aumentos nos preços com alimentação, habitação, energia elétrica, gás de cozinha, transportes e combustíveis.

O comportamento do mercado de trabalho, segundo dados do Cadastro geral de Empregados e Desempregados do Ministério do Trabalho e Emprego (CAGED), no Estado de Goiás em 2015 foram fechadas 24.551 colocações com registro em carteira, uma queda de 2,0% em relação a 2014. Mesmo com um resultado desanimador, o Estado registrou uma redução menor do que a verificada a nível nacional, que foi de 3,7%.

Panorama Setorial

O setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, em 2015, viveu um ano extremamente delicado com perdas financeiras e exposto a grandes desafios. Este cenário foi fruto de uma situação conjuntural adversa principalmente devido a hidrologia desfavorável. Para as distribuidoras, inclusive a CELG D, a principal consequência foi a elevação do valor da energia no mercado de curto prazo. Também como consequência ocorreu a elevação do valor da energia elétrica para o consumidor afetando o resultado da CELG D em virtude da redução do consumo projetado.

Panorama Regulatório

Do ponto de vista regulatório, o grande marco ocorrido em 2015 foi o processo de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, com contratos vincendos em 2015, 2016 e 2017, a exemplo da CELG D, cujo contrato vence em 07 de julho de 2015.

Conforme já mencionado, a CELG D teve sua concessão renovada em 29 de dezembro. Importante ressaltar que no Termo Aditivo foram fixadas condições e metas anuais de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado e à gestão econômico-financeira, especialmente para os primeiros cinco anos.

Revisão Tarifária Extraordinária – RTE/2015

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de 58 distribuidoras, homologada pela Resolução nº 1.858/2015. Basicamente a necessidade desse reposicionamento extraordinário das tarifas de energia decorreu dos expressivos aumentos ocorridos nas quotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, para o ano de 2015 e nos custos com compra de energia, especialmente os custos de energia de Itaipu.

No caso da CELG D as tarifas em média foram reposicionadas em 27,71% em relação as tarifas praticadas do reajuste tarifário de 2014, com vigência a partir de 2 de março de 2015, devido à elevação dos seguintes itens da Parcela A:

- Quota corrente da CDE-USO, que passou de R\$ 56,8 milhões anuais para R\$ 656,3 milhões em 2015, devido à publicação da Resolução Homologatória nº 1.857/15, bem como a inclusão da quota de CDE-ENERGIA, no valor de R\$ 118,1 milhões, para o pagamento da parte dos repasses da CDE realizados em 2013, de que trata o art. 4º-A do Decreto nº 7.891/13;
- Tarifas de Itaipu Binacional, com elevação de 46,14%, passando de US\$ 26,05/kW para US\$ 38,07/kW, mediante publicação da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.836/2014.

Reajuste Tarifário – RTA/2015

Em 11 de setembro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.947/2015 que reajustou as tarifas da CELG D em 42,69%, sendo 35,43% referentes ao reajuste tarifário econômico e 7,26% relativos aos componentes financeiros, com efeito médio final ao consumidor de 6,89%, a serem aplicados a partir de 12 de setembro de 2015.

Nesse resultado, os valores das quotas de CDE totalizaram R\$ 1.060,1 milhões, sendo que R\$ 656,3 milhões referente à quota anual de CDE Uso, aprovada pela Resolução Homologatória nº 1.857/15; R\$ 118,1 milhões referente à CDE-ENERGIA, para pagamento da parte dos repasses da CDE realizados em 2013, de que trata o art. 4º-A do Decreto nº 7.891/13; e R\$ 285,7 milhões referente a quota anual da CDE-ENERGIA (Conta ACR) de que trata o Art. 4º-C do Decreto nº 7.981/13, definida pela Resolução Homologatória nº 1.863/15, destinadas à amortização em 54 meses da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta ACR, nos termos do Decreto nº 8.221/14 e da Resolução Normativa nº 612/14.

Quanto aos ativos regulatórios acumulados de CVA (Conta de Variação da Parcela “A”) e demais itens financeiros, foram homologados pela ANEEL, R\$ 273,8 milhões para o reequilíbrio econômico-financeiro da Parcela A. O maior impacto foi decorrente dos custos com compra de energia, especialmente com energia comprada de Itaipu Binacional, dada a variação cambial elevada, dos CCEAR’s por Disponibilidade, além dos custos provenientes das contabilizações do Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

O índice tarifário poderia ter sido maior do que o aprovado pela ANEEL, não fosse os descontos nos componentes financeiros dos valores recebidos da Conta ACR e Bandeiras Tarifárias da ordem de R\$ 1.247,9 milhões, resultantes do Decreto nº 8.221/14 e Decreto nº 8.401/15, os quais tratam da conta ACR e das Bandeiras Tarifárias, respectivamente. A finalidade foi cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da exposição involuntária, bem como o despacho de usinas termelétricas vinculadas aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

6. Planejamento e Gestão Estratégica

Planejamento Estratégico

A CELG D define suas diretrizes e estratégias de forma sistemática e estruturada desde 2004, analisando os cenários interno e externo e os direcionadores dos principais acionistas. Em 2015, a CELG D revisou seu Planejamento Estratégico para o período 2016-2020, redirecionando as estratégias frente às alterações no ambiente externo como o cenário econômico do país, os aspectos regulatórios do setor elétrico e as mudanças no ambiente no âmbito interno foram enfatizadas a mudança societária, a inclusão da Empresa no PND (Programa Nacional de Desestatização) e renovação do contrato de concessão. O Planejamento Estratégico foi aprovado pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração.

Plano de Negócio

O Plano de Negócio da CELG D derivado do Planejamento Estratégico e das diretrizes estabelecidas pelos acionistas majoritários é um documento vivo e dinâmico, ou seja, é frequentemente atualizado permitindo refletir a realidade empresarial e organizacional. No Plano de Negócio revisado em 2015 foram definidos projetos e metas, estes baseados em premissas macroeconômicas, de mercado, regulatórias e das exigências dos órgãos reguladores.

Planejamento Orçamentário do Exercício

Com a transferência de 50,93% das ações da CELG D à ELETROBRAS, concluída em 27 de janeiro de 2015, o orçamento da empresa foi ajustado à Lei nº 13.080, de 2 de janeiro de 2015, que definiu as diretrizes orçamentárias para o ano de 2015. Dessa forma, o orçamento da CELG D passou a seguir as orientações do Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (DEST), vinculado ao Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão.

Gestão da Qualidade – Compromisso com Melhoria Contínua

O Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ) vem ampliando o número de processos, sempre focando na melhoria contínua dos serviços prestados. O atual escopo do SGQ, certificado de acordo com a norma ABNT NBR ISO 9001:2008, abrange: Fornecimento de energia elétrica garantido pelos processos de Operação e Controle do Sistema Elétrico de Transmissão e Distribuição de Alta Tensão; Operação do Sistema Elétrico de Distribuição de Média e Baixa

Tensão e Serviços Técnicos e Comerciais na região da grande Goiânia; Medição, Eficiência Energética, Faturamento e Arrecadação; Gestão dos Indicadores de Continuidade do Sistema Elétrico; Licitações nas Diversas Modalidades; Relacionamento com o cliente envolvendo a Ouvidoria, a Central de Atendimento Telefônico e as Agências de Atendimento de Goiânia, Anápolis, Pirenópolis, Caldas Novas, Goiás, Mineiros, Quirinópolis, Santa Helena, Itumbiara, Jaraguá, Goianésia e Campos Belos.

No ano de 2015 o escopo do SGQ manteve sua certificação através da Auditoria de Manutenção efetuada pela Certificadora *Bureau Veritas Certification* com acreditação do INMETRO e ANAB. Não foram detectadas não-conformidades na amostragem auditada. Atualmente fazem parte do SGQ-CELG D os processos relacionados a 32 áreas da empresa.

7. Programa de Investimento do Sistema Elétrico

Em 2015, o total de investimentos da CELG D foi de R\$ 322,1 milhões ante os R\$ 256,7 milhões registrados em 2014, representando um aumento de 25,5%, com maior representatividade para os investimentos em distribuição de linhas e redes, conforme demonstrado a seguir:

ÁREA DE APLICAÇÃO	2015	2014	Var 2015-2014
Transmissão associada a distribuição de SE's	61.593	45.003	36,8%
Transmissão associada a distribuição a LT's	18.812	44.039	-57,3%
Distribuição – linhas e redes	187.610	118.705	58,1%
Outras	54.061	48.883	10,6%
Total	322.076	256.660	25,5%

Figura 7.1 – Investimento por área de aplicação – em R\$ mil

Não obstante todas as dificuldades econômico-financeiras enfrentadas pela empresa, sobretudo no que se refere à busca de captações no mercado financeiro, devido às condições adversas enfrentadas em 2015 sob os aspectos macroeconômicos e político, aliada à demora no processo de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, foi o melhor resultado de realização de investimentos verificado nos últimos anos, conforme a seguir:

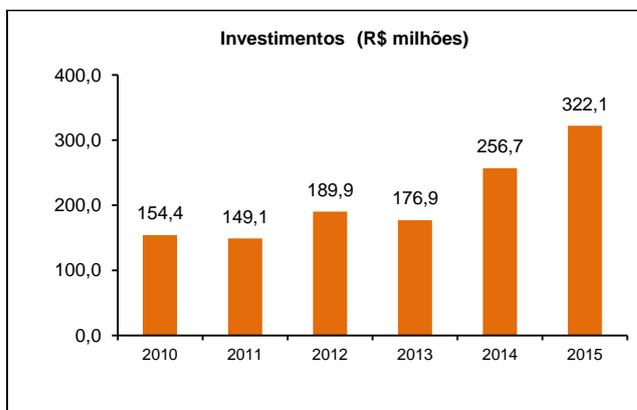


Figura 7.2 – Investimento 2010 a 2015 – em R\$ milhões

Expansão da Rede

A tabela seguinte demonstra o comportamento dos principais ativos elétricos em 2015 e 2014. Dentre eles se destacam a Potência Instalada e a Rede de Distribuição Urbana com as maiores variações, 3,1% e 2,1%, respectivamente.

PRINCIPAIS ATIVOS ELÉTRICOS	2015	2014	Var. 2015-2014
Linha de transmissão – LT (km)	5.695	5.695	0,00%
Subestações (un.)	328	327	0,30%
Potência instalada (MVA)	7.663	7.431	3,10%
Rede de distribuição urbana – RDU (Km)	58.513	57.323	2,10%
Rede de distribuição rural - RDR (Km)	149.454	146.621	1,90%
Transformadores de distribuição (un.)	220.166	217.486	1,20%

Figura 7.3 – Ativos do Sistema Elétrico 2014 e 2015

NOME	Tensão	Extensão (Km)	Valor R\$ Milhões
LDAT Palmeiras –Cezarina C2	69	32,5	4.595
LDAT Itaberai –Super Frango	69	5,4	1.166
LDAT Coletora Edéia – Votorantim Edealina	138	22,2	5.053
Total			10.814

Figura 7.4 – Linhas de Transmissão 69 e 138 kV concluídas em 2015

Na figura 7.5 estão listados os investimentos realizados em subestações e seus valores associados, totalizando R\$ 41,5 milhões em investimento no ano de 2015.

NOME	DESCRIÇÃO	Valor R\$ Milhões
SE Rio Vermelho	Ampliação: 2 vãos LT 138kV para Cristalina I e II, equipar vão 138kV para Samambaia e Marajoara, relocação do vão 138 kV para Friboi e instalação do TR 138/13,8 kV – 33 MVA com saída de 13,8 kV.	5.707
SE Rio Quente	Implantação: TR69/13,8 kV – 15 MVA	6.565
SE Cezarina	Ampliação: vão de chegada para SE Palmeira e equipar vão existente	1.886
SE Palmeiras	Ampliação: vão 69 kV para SE Cezarina	872
SE Niquelândia	Implantação: TR 69 / 34,5 kV – 20 MVA	6.091
SE Anhanguera	Ampliação: troca de Trafo 138/69 kV por 138/13,8kV – 33 MVA e construção de 3 saídas 13,8 kV	5.511
SE Campinas	Ampliação: construção de 3 saídas 13,8 kV	665
SE Piracanjuba	Ampliação: equipar vão de 69 kV para SE Cristianópolis e SE Rochedo e instalação de religadores 34,5 kV para Rural	1.009
SE Iporá	Ampliação: vão para conexão das PCHs Renic/Tamboril	1.943

SE Rio Verde	Ampliação: construção de 1 saída 13,8 kV	63
SE Nerópolis	Ampliação: substituição de transformador 69/13,8 kV de 12,5 MVA por Trafo de 20MVA	1.350
SE Real	Ampliação: substituição de transformadores 138/13,8 kV de 20MVA por Trafo de 33 MVA	1.609
SE Inhumas	Ampliação: substituição de transformador 69/13,8 kV de 12,5 MVA por Trafo de MVA	1.263
SE São João D´aliança	Ampliação: substituição de transformador 138/13,8 kV de 20MVA por Trafo de 33 MVA	1.447
SE Cabriuva	Ampliação: substituição de transformador 69/13,8 kV de 15 MVA por Trafo de 20 MVA	1.177
SE Uruaçu	Ampliação: instalação de transformador 69/13,8 kV de 20MVA	1.278
SE Rochedo	Ampliação: ampliação do barramento de 69 kV	236
SE Inhumas	Ampliação: construção de 2 vãos de 138 kV	900
SE Itaberaí	Ampliação: construção de 1 vão de 69 kV	650
SE Coletora Edeia	Ampliação: vão de 138 kV para atender Votorantim	1.331
Total		41.554

Figura 7.5 – Subestações concluídas – R\$ milhões

Universalização

O acesso à energia elétrica na zona rural do estado de Goiás é um desejo de muitos proprietários rurais. Para este atendimento a energia deve ter a qualidade suficiente para que as necessidades que a atividade requer sejam adequadamente supridas. Desta forma, é necessário oferecer uma energia eficiente e instalações elétricas seguras sem os problemas das oscilações de tensão que ocorrem em redes de distribuição rural de longa distância, principalmente se tratando da grande quantidade de motores elétricos e ferramentas utilizados nas atividades rurais.

Em rede de distribuição em zona rural, devido às 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.

Em relação ao Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica - Luz Para Todos (PLpT), a CELG D prosseguiu em 2015 com a execução do referido programa na zona rural do Estado de Goiás, representando investimento na ordem de R\$ 9,2 milhões, com 582 atendimentos e cobertura de 353 km de rede de Alta Tensão (13,8 kV, 34,5) e 0,446 km de rede de Baixa Tensão (220V, 440V). O programa apresenta um investimento acumulado até 31.12.2015, na ordem de R\$ 343 milhões, com um número de 44.190 atendimentos realizados.

Além disso, em 2015, a CELG D, em cumprimento ao artigo nº 47 da Resolução ANEEL 414/2010, realizou investimentos da ordem de R\$ 4 milhões para atendimento a 4.818 unidades habitacionais de loteamentos de interesse social.

8. Programa de Manutenção no Sistema Elétrico

O plano de manutenção do sistema, em 2015, priorizou as ações previstas no Plano de Resultados enviado a ANEEL com o objetivo de reduzir interrupções dos conjuntos elétricos considerados críticos. As ações voltadas para a recuperação de estruturas, revitalização dos circuitos de baixa tensão, limpeza de faixa e adequação da arborização com a rede elétrica foram efetuadas. O quadro abaixo mostra resumidamente a realização deste programa:

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
Quantidade de estruturas de redes mantidas (un.)	32.628
Adequação da arborização com a rede elétrica (un.)	397.022
Limpeza de faixa (km)	7.591
Circuitos de baixa tensão (un.)	2.528

Figura 8.1 – Programa de Manutenção do Sistema Elétrico

Cerca de R\$ 153 milhões do orçamento de 2015 foram aplicados para a manutenção das redes de média e baixa tensão.

Também ao longo de 2015 foram investidos R\$ 4,7 milhões na reforma de 2.106 transformadores de distribuição (classe de tensão até 36,2kV). Além disso, foram reformados 3.434 transformadores de distribuição a partir de 15 diferentes depósitos setoriais, não necessitando assim o encaminhamento destes primeiramente para o pátio central da CELG D para posterior encaminhamento para a empresa reformadora, diminuindo custos com transporte e armazenamento dos transformadores danificados, além de evitar possíveis autuações por parte dos órgãos fiscalizadores do Meio Ambiente.

Nosso banco de dados possui registradas as causas reais de avarias de aproximadamente 40.500 transformadores, tais como:

- Queima por sobrecarga: 27,02%;
- Queima por curto circuito na BT: 18,16%;
- Queima por descarga atmosférica: 28,28%.

Os transformadores com maior índice de avaria devido a curto circuito na BT são os de 75 kVA, 112,5 kVA e 150 kVA com 29,9 %, 25,8 % e 40,0 %, respectivamente. Da mesma forma, os transformadores com o maior índice de não avaria são os de 75 kVA, 112,5 kVA e 150 kVA com 10,7 %, 23,5 % e 30,0 %, respectivamente. A quantidade de transformadores com índice de não avaria chegou a 159 unidades, 5,1 % do total.

As ações visam continuamente manter os custos abaixo do valor de referência de mercado. Além disso, a contínua revisão do Plano de Manutenção e o empenho dos gestores, possibilitaram:

- Gerenciar o alto índice de transformadores de distribuição sucateados, oriundos de cooperativas e particulares;
- Gerar crédito de R\$ 317.934 a partir da alienação de 1.032 transformadores de distribuição.

9. Melhorias de Processos e Infraestrutura

Tecnologia da Informação (TI)

Ao longo de 2015, a CELG D realizou as seguintes aquisições e melhorias na Infraestrutura de TI:

- Aquisição de Servidores x86 para ambiente redundante VMware, do Servidor RISC para Banco de Dados redundante e *Switches Layer3* para interligação entre *datacenters*;
- Migração das máquinas virtuais Linux do servidor RISC para ambiente VMWare e do servidor RISC IBM P595 para o servidor RISC IBM S824, instalado dentro da sala cofre;
- Implantação de VPN (*Virtual Private Network*) entre CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e consumidores livres e da solução *Lync Skype for Business*;
- Manutenção, atualização e suporte técnico ao sistema de gestão comercial – CBill, atendendo novas funcionalidades definidas pelos órgãos reguladores, como ANEEL e SEFAZ e necessidades da gestão comercial;
- Implementação e manutenção do sistema de leituras automatizadas do grupo A;
- Implementação e manutenção do BI de Inadimplência na área comercial.

Gestão de Logística e Suprimento

Visando reduzir os custos com perdas de estoque por avaria e melhoria do planejamento de aquisição e gestão de armazenamento e movimentação de materiais, foram desenvolvidos os seguintes projetos: rebobinamento de cabos; criação do CPAM – Comitê de Planejamento e Aquisição de Materiais; Gestão Inteligente de Armazenamento e Movimentação de Materiais Utilizando RFID, IA e GPS.

Gestão de Licitações e de Contrato de Terceiros

O ano de 2015 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 174 licitações na modalidade pregão (para aquisição de materiais, contratações de serviços e registros de preços), com redução média 34,8 % nos preços (economia aproximada de R\$ 138 milhões); realização de 21 licitações nas modalidades carta convite, concorrência e tomada de preços, com redução média 7,8 % nos preços (economia aproximada de R\$ 2,1 milhões).

Gestão Patrimonial

Em 2015 foi iniciado o investimento em novo sistema de circuito fechado de televisão, inclusive com cobertura nas instalações da CELG D no interior do Estado, visando coibir a danificação do patrimônio da empresa.

Gestão de Pessoas

Carreira, Remuneração e Avaliação

O processo de avaliação de desempenho com foco em competências é realizado anualmente, desde 2006, visando progressão funcional e desenvolvimento de pessoas. No ano de 2015, a avaliação para fins de mérito e desenvolvimento de pessoal contemplou 674 por mérito, de um total de 1.951 empregados efetivos.

A metodologia está em constante aperfeiçoamento e para o próximo ciclo será efetivada a avaliação de metas após aprovação de alterações no PCR – Plano de Carreira e Remuneração, pelo DEST/ME.

Capacitação e Desenvolvimento

Em 2015, foram realizados 308 treinamentos, 43% a mais que o ano anterior, contemplando 4.107 empregados, com alguns participantes realizando mais de um curso neste ano, com destaque para treinamento na área de segurança do funcionário e da população.

Gestão Socioambiental

Os empreendimentos da CELG D incorporam a componente ambiental às etapas do planejamento, projeto, construção e operação e são elaborados e executados de acordo com a legislação e exigências dos órgãos ambientais, estaduais, municipais, federais e do Instituto do Patrimônio Histórico Artístico Nacional – IPHAN. Foram licenciadas 75 LDAT's e SE's, sendo classificadas como: Renovação de Licença de Funcionamento, Licença de Instalação e Licença de Supressão de Vegetação Nativa para Uso Alternativo do Solo.

Visando a mitigação dos impactos ambientais causados pela implantação de Linhas de Distribuição de Alta Tensão - LDAT's, como compensação ambiental no ano de 2015, foram fornecidas à Secretaria de Estado de Meio Ambiente, Recursos Hídricos, Infraestrutura, Cidades e Assuntos Metropolitanos – SECIMA, 20.796 mudas de espécies nativas protegidas por lei, para o plantio nas Unidades de Conservação Estaduais e em Programas Municipais de Recuperação de áreas Degradadas, 72 mudas nativas do cerrado protegidas por lei para a Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Aparecida de Goiânia – SEMMA.

Em 1.059.600 m² em áreas de faixa de servidão das LDAT's implantadas foram executados programas para mitigação dos impactos causados pela necessidade de supressão de vegetação.

Neste mesmo ano, ainda foram descontaminadas e encaminhadas para reciclagem 8.538 unidades de lâmpadas fluorescentes, 5.581 unidades de lâmpadas mista e 32 Kg de lâmpadas quebradas.

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 Tensão, Linhas de Distribuição de Baixa Tensão Urbanas e Rurais ou Subestações, primando sempre pela qualidade de vida das pessoas presentes e futuras.

10. Desempenho Comercial

A CELG D, com a finalidade de melhorar a relação com seus consumidores, conta com uma ampla estrutura de agências de atendimento e redes credenciadas, além de postos de atendimento, conforme demonstrado na tabela a seguir.

CANAL DE ATENDIMENTO	2015	2014
Número de locais de atendimento	627	627
Total de agência de atendimento	81	91
Total de postos de atendimento Vapt-Vupt	17	16
Total de postos de atendimento credenciados	161	162

Figura 10.1 – Canais de atendimento CELG D – 2014-2015

Venda de Energia

Embora a crise econômica afetou o consumo de energia elétrica no país com decréscimo médio de 2,1%, o mercado de vendas da CELG D apresentou crescimento de 2,5% em comparação a 2014.

O mercado cativo totalizou 12.004 GWh, em 2015, ante os 11.712 GWh verificados em 2014, perfazendo um crescimento de 2,5%.

A classe residencial, responsável por 37,3% do mercado cativo da CELG D, apresentou um aumento de 4,2% em 2015 e atingiu o montante de 4.472 GWh.

O mercado industrial reduziu 2,7% em relação ao ano anterior, influenciado pela crise econômica pela qual passa o país. Com esta retração a classe industrial, considerando-se apenas o consumo cativo, perdeu para a classe comercial a posição de segunda maior classe de consumo da CELG D.

Já a classe comercial cresceu 2,7% demonstrando também, ter o seu crescimento afetado pela queda no volume de vendas verificada no Brasil e em Goiás em 2015, em função da redução da atividade econômica e da perda do poder aquisitivo da população em geral.

A classe Rural apresentou um aumento do consumo de energia de 0,4%, sendo 5,1% na subclasse rural tradicional e uma redução de 9,3% da subclasse irrigação. É o segundo ano

consecutivo em que se registra uma redução no consumo de irrigação. Isto é reflexo da crise hídrica verificada em 2014 e 2015 no Estado de Goiás e em outras partes do Brasil.

As demais classes cresceram 8,1%, devido principalmente à iluminação pública, em função do projeto de recontagem de lâmpadas executado em todos os municípios atendidos pela CELG D.

O desempenho do consumo cativo faturado por classe, dos consumidores livres e suprimento, pode ser observado na figura a seguir.

CLASSE	2015	2014	Var. 2015-2014
Residencial	4.471.518	4.293.090	4,2%
Industrial	2.339.855	2.405.627	-2,7%
Comercial	2.397.834	2.335.631	2,7%
Rural	1.298.175	1.293.239	0,4%
Tradicional	911.875	867.458	5,1%
Irrigação	386.300	425.781	-9,3%
Demais classes	1.496.563	1.384.328	8,1%
Cativo total	12.003.945	11.711.915	2,5%
Suprimento	125.876	125.215	0,5%
Energia faturada	12.129.821	11.837.130	2,5%
Livre	968.430	942.179	2,8%
Cativo + suprimento + livre	13.098.251	12.779.309	2,5%

Figura 10.2 – Consumo faturado (MWh) por classe de consumo

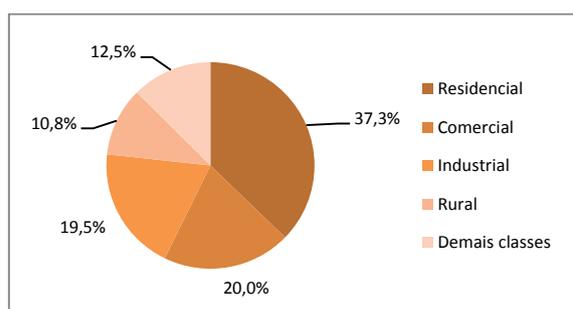


Figura 10.3 – Participação por classe no consumo cativo em 2015 (%)

Número de Clientes

No ano de 2015, o total de clientes no mercado cativo da CELG D foi de 2.801.309, ante 2.716.003 clientes em 2014, representando um incremento de 3,1% novos consumidores.

Como observado na figura abaixo, o aumento do quantitativo de consumidores da CELG D foi impulsionado, principalmente, pela classe residencial que registrou um crescimento de 3,7%.

CLASSE	2015	2014	Var. 2015-2014
Residencial	2.367.950	2.284.155	3,7%
Industrial	10.423	10.850	-3,9%
Comercial	222.932	222.787	0,1%
Rural	179.371	177.082	1,3%
Tradicional	176.974	174.713	1,3%
Irrigação	2.397	2.369	1,2%
Demais classes	20.633	21.129	-2,3%
Cativo total	2.801.309	2.716.003	3,1%
Suprimento	2	2	0,0%
Cativo + suprimento + livre	2.801.311	2.716.005	3,1%

Figura 10.4 – Número de consumidores cativos por classe de consumo

Com relação à gestão de Clientes Corporativos, dentre as ações desenvolvidas em 2015, 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.

Balanco de Energia Contratada e Energia Comprada para Revenda

A compra de energia realizada pela CELG D envolve o requisito necessário para atender aos consumidores cativos, ao suprimento a outras concessionárias, as perdas (técnicas e não técnicas) que ocorrem no sistema da distribuidora e ao rateio das perdas na rede básica (excluindo serviço auxiliar de subestação da rede básica e diferenças).

Em 2015, o requisito de compra de energia foi de 14.134.392 MWh, representando um acréscimo de 0,9% em relação a 2014, conforme figura a seguir:

DESCRIÇÃO	2015	2014	Var. 2015-2014
Recursos de compra	14.134.392	14.004.629	0,9%
Contratos no CCEE	13.409.702	12.730.606	5,3%
Compra de curto prazo	778.018	1.274.023	-38,9%
Venda no curto prazo	53.328		-
Requisitos de compra	14.134.391	14.004.629	0,9%
Requisitos da distribuição	13.899.110	13.790.385	0,8%
Consumidores cativos	12.003.945	11.711.915	2,5%
Suprimento	125.876	125.215	0,5%
Perda da distribuição	1.769.289	1.953.254	-9,4%
Requisitos da rede básica	235.281	214.244	9,8%
Rateio de perdas da rede básica	235.281	214.244	9,8%
Diferenças	0	0	-

Figura 10.5 – Balanço energético CELG D - MWh

Quanto à Energia Comprada para Revenda, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e o Decreto nº 5.563, de 30 de julho de 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. Para suprir sua demanda de energia em 2015, a CELG D participou do 14º Leilão de Energia Existente em 2014, não conseguindo, por falta de oferta, adquirir toda a energia necessária para cobrir toda sua exposição.

Com relação aos contratos de compra de energia registrados na CCEE com entrega em 2015, verificou-se um aumento de 1,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, enquanto o preço médio caiu 0,8%, como pode ser observado na tabela abaixo. Isto se deve à redução do PLD e da exposição da CELG D ao mercado de curto prazo.

DESCRIÇÃO	2015	2014	Var. 2015-2014
Energia comprada (MWh)	14.134.392	13.734.649	1,3%
Montante faturado (R\$ milhões)	3.248	2.973	0,5%
Preço médio anual (R\$/MWh)	229,81	216,5	-0,8%

Figura 11.4 – Energia comprada

Gestão de Perdas

Em 2015 foi concluída a execução do projeto de Recadastramento do Parque de Iluminação Pública e do Uso Compartilhado das Infraestruturas de Distribuição em toda a área de concessão da CELG D, exceto Goiânia.

Foi também concluída a licitação e contratação do projeto de Recadastramento do Parque de Iluminação Pública e do Uso Compartilhado das Infraestruturas de Distribuição em Goiânia, com sua conclusão prevista para janeiro de 2016.

A partir de ações de treinamento das equipes de campo e implementação de procedimentos de triagem dos serviços a serem executados, verificou-se elevação da média anual do índice de assertividade de inspeções, passando para 34,22%. Tal assertividade permitiu recuperar mais energia utilizando-se dos mesmos recursos operacionais, elevando a eficiência na execução desses serviços. Em 2015 foram executadas aproximadamente 10.000 inspeções em Unidades Consumidoras dos grupos A e B e 3.100 negociações de processos de irregularidade.

Foi iniciada a implantação de supervisão remota em 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.

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 2015 (33,2% em relação a 2014), obtivemos os seguintes resultados físicos e financeiros:

- Energia recuperada de aproximadamente 75 GWh, no valor de R\$ 20 milhões;
- Energia agregada de aproximadamente 82 GWh, no valor de R\$ 21 milhões;
- Redução de energia requerida de aproximadamente 2 GWh, no valor de R\$ 880 mil.

Cabe ressaltar que a manutenção desse patamar de perdas não técnicas para os anos subsequentes dependerá de ações de inspeção e negociação dos processos de irregularidades em larga escala, as quais já estão previstas em contrato e em fase final de mobilização.

11. Desempenho Operacional

11.1. DEC e FEC

A CELG D apresentou no indicador DEC (duração equivalentes de interrupções por unidade consumidora), em 2015, desempenhos inferiores em relação ao ano de 2014, com um aumento de 7,7%. Este aumento ocorreu principalmente a fatores climáticos e atrasos na contratação de equipes multifuncionais. Já no indicador FEC (frequência equivalente de interrupções por unidade consumidora) ocorreu uma melhora, passando de 27,2 vezes para 25,1 vezes, representando 8,0% de redução.

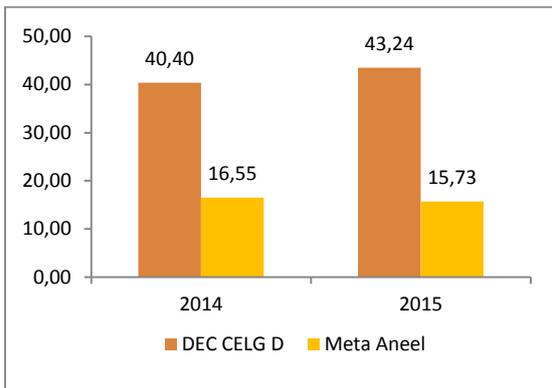


Figura 11.1 – DEC realizado CELG D - 2014-2015

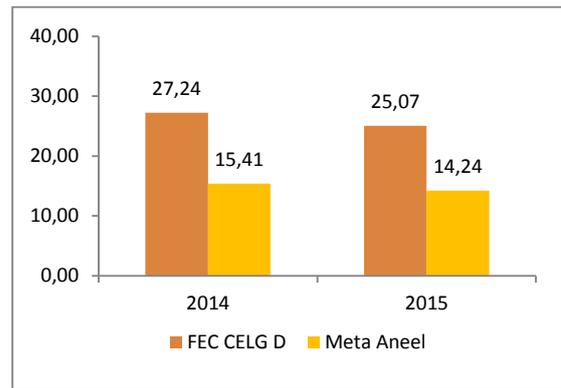


Figura 11.2 – FEC realizado CELG D 2014-2015

11.2. Perdas

O desempenho do indicador perdas totais em 2015 comparado com o resultado de 2014 apresentou uma melhora de 7,9%, passando de 12,94% para 11,91%, resultado inferior à meta ANEEL. A queda se deve a redução das perdas não técnicas em 33,2%, passando de 3,13% para 2,09%.

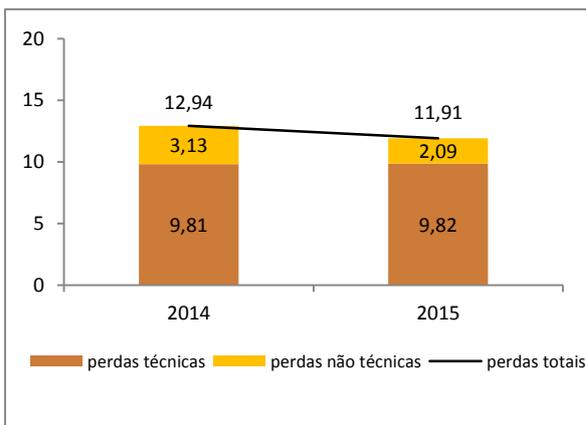


Figura 11.3 – Perdas % – 2014-2015

12. Programas de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética

Programa de Pesquisa e 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 2015 mediante a realização de Edital de Chamada Pública, foram contratados através de convênios 8 projetos de P&D representando um investimento de R\$ 11,98 milhões. Outro projeto contratado em 2015 está vinculado a chamada para pesquisa estratégica feita pela ANEEL com investimento de R\$ 2,5 milhões. Assim as novas contratações no ano foram da ordem de R\$ 14,48 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 mister, busca estar alinhado com a necessidade de disponibilizar ferramentas direcionadas a melhoria da qualidade do produto e dos serviços prestados. A título de exemplo, citamos alguns dos trabalhos ora em desenvolvimento:

- Sistema de monitoramento das variáveis ambientais para apoio à operação do sistema de distribuição;
- Atenuador de perdas técnicas e regulação do nível de voltagem na rede de distribuição de baixa tensão utilizando compensação magnética;
- Sistema inteligente de integração de dados e de apoio à decisão para o Setor Comercial da CELG D;
- Sistema solar fotovoltaico de microgeração distribuída conectada à rede de baixa tensão no conceito de redes elétricas inteligentes;
- Sistema preditivo de localização de faltas na média tensão.

Vale registrar também o andamento da produção de cabeças de série de dois projetos concluídos, um para desenvolver uma sonda para instalação em redes visando o registro de perturbações no sistema e outro, visa o controle da tensão em transformadores de distribuição através de tiristores que realizam a comutação automática dos tapes.

Programa de Eficiência Energética (PEE)

Em 2015, 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.
- Licitação do Diagnóstico Energético do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Campus Goiânia - IFG, através da contratação de prestação do Estudo da viabilidade técnica/econômica, identificando o conjunto de equipamentos elétricos que possam ser substituídos por outros mais eficientes energeticamente. Os principais usos finais que podem ser efficientizados são: sistemas de iluminação artificial, condicionamento ambiental, sistemas motrizes, sistemas de refrigeração; e Estudo de viabilidade técnica/econômica, contendo

adequação elétrica e civil, para implantação de sistema de geração de energia elétrica através de geração fotovoltaica para atender o IFG.

- Contratação de prestação de serviços de auditoria contábil, financeira e técnica para a análise e verificação dos valores apresentados nas contas contábeis e controles auxiliares, bem como a comprovação de sua devida aplicação, além da análise e verificação dos requisitos técnicos exigidos nos Programas em questão. Essa contratação visa a auditoria dos Programas de Eficiência Energética da CELG D, conforme exigência da ANEEL, em determinação constante na Resolução Normativa nº 618/2014.

13. Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado

A seguir os aspectos econômico e financeiro da CELG D, tornando evidentes os principais elementos do resultado e suas variações nos exercícios 2014/2015. Os dados aqui contidos foram obtidos das demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2015, elaboradas de acordo com as políticas contábeis vigentes no Brasil.

Descrição	2015	2014	Var. 2015-2014
Receita Bruta	8.284,0	5.456,5	51,8%
Deduções da Receita	3.736,7	1.826,7	104,6%
% carga tributária na conta de energia (s/ receita de construção)	36%	34%	-
Receita Líquida	4.547,3	3.629,9	25,3%
% Margem Bruta (s/ receita de construção)	-13%	-11%	-
Despesas - Parcela A	3.112,3	2.261,8	37,6%
Despesas com energia e transmissão	3.112,3	2.261,8	37,6%
Resultado Bruto após Parcela A	1.435,0	1.368,1	4,9%
Despesas - Parcela B	1.583,6	1.368,7	15,7%
PMSO (s/ penalidades)	880,0	786,5	11,9%
Depreciação/Amortização	174,6	112,7	54,9%
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	75,7	187,6	-59,6%
Penalidades contratuais e regulatórias	121,7	0,0	100,0%
Custo de Construção	327,5	256,2	27,8%
Provisão para contingência	9,2	32,9	-72,1%
Taxa de Fiscalização	0,0	4,3	-
Recuperação de despesas	-5,0	-11,5	-56,3%
Resultado do Serviço (EBIT)	-152,7	-0,6	-
Resultado Financeiro	-867,1	-561,1	54,5%
Variações cambiais Líquidas - (ECF 3002/2012)	-439,1	-110,0	299,2%
Variações cambiais Líquidas	-202,1	-5,7	-
Variações monetárias Líquidas	-150,3	10,0	-
Componentes regulatórios líquidos - CVA e IF's	48,7	0,0	-
Outras	-124,3	-455,5	-72,7%
Resultado Operacional	-1.019,8	-561,7	81,6%
IRPJ E ICSLL	0,0	0,0	0,0%
Lucro/prejuízo	-1.019,8	-569,5	79,1%
% Margem Líquida (s/ receita de construção)	-24%	-17%	-
EBITDA	21,8	112,1	-80,5%
Penalidades contratuais e regulatórias	121,7		
Depreciação/Amortização	61,9		
Provisão para demandas judiciais	9,2		
EBITDA Ajustado	214,6	112,1	91,3%

Figura 13.1 – Resumo Gerencial do Resultado – em R\$ milhões

Receita Operacional Bruta

Em 2015 a receita operacional bruta totalizou R\$ 8.284 milhões, representando um crescimento de 51,8%, ante o valor de R\$ 5.456 milhões verificado em 2014. Somente o sistema das bandeiras tarifárias incrementou a receita em R\$ 793 milhões, decorrente da necessidade de cobrir os custos com as usinas térmicas utilizadas na geração de energia até fevereiro e a partir de março, de todos os custos de geração que sofrem variações com o cenário hidrológico. Além das bandeiras, também contribuíram para a elevação da receita operacional bruta os seguintes fatores:

- Aplicação, no início de março de 2015, do resultado da RTE, mediante Resolução Homologatória nº 1.858/2015, que em média reajustou as tarifas finais dos consumidores em 27,71%;
- Reajuste Tarifário Anual médio de 6,89% com vigência a partir de 12 de setembro de 2015, conforme Resolução Homologatória nº 1.947/2015; e
- Crescimento de mercado de 2,5%, influenciando a geração de receita de fornecimento.

Deduções da Receita

As deduções apresentaram um aumento de 104,6% em relação ao exercício de 2014, com destaque para o aumento nas despesas com ICMS e da elevação da quota CDE cujo valor total recolhido no ano de 2015 foi de R\$ 850 milhões, dos quais:

- i) R\$656,4 milhões referentes ao valor de CDE-uso e R\$ 98,4 milhões de CDE-Energia, para recomposição do fundo CDE utilizado nos anos de 2013 e 2014 para custear o risco hidrológico e as exposições involuntárias das distribuidoras;
- ii) R\$ 95,2 milhões referente a CDE-Energia (Conta-ACR) para amortização das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em 2014 e 2015, na gestão da Conta no ambiente de contratação regulada – Conta-ACR.

Receita Operacional Líquida - ROL

A ROL registrou um aumento de 25,3% em relação ao ano de 2014, passando de R\$ 3.630 milhões para R\$ 4.547 milhões.

Custos e Despesas operacionais

No exercício de 2015, nos custos e despesas operacionais foi verificado aumento de 29,3% em relação a 2014, impulsionado principalmente pelos custos com energia comprada para revenda e gastos gerenciáveis (Pessoal, Material, Serviços e Outros), que correspondem à Parcela B, que registraram crescimento de 38,6% e 28,5%, respectivamente, em relação ao ano anterior.

A elevação do custo da energia comprada para revenda pode ser explicada pelo acréscimo da energia adquirida de Itaipu (aumento da tarifa de potência e desvalorização cambial), além do incremento dos custos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, decorrentes da hidrologia desfavorável, risco hidrológico das cotas de garantias físicas e de Itaipu, além da elevada quantidade de ações judiciais.

Cumpramos ressaltar que, a partir de 2015, com o novo Manual do Plano de Contas do Setor Elétrico, as compensações com DIC/FIC/DMIC, que anteriormente eram registradas na conta de despesas financeiras, passaram a ser contabilizadas como Outras Despesas Operacionais, o que fez aumentar os gastos operacionais em R\$ 121,7 milhões.

O incremento de praticamente 100% das compensações com DIC/FIC/DMIC em relação a 2014, deve-se ao expressivo aumento dos custos da Parcela A, decorrente principalmente da majoração do custo de energia comprada e dos valores dos encargos de CDE, conforme figura abaixo

ENCARGOS CDE	2015	2014
CDE - USO (Resoluções nº 1.417/2013 e 1.699/2014)	NA	56.849.386
CDE - USO (Resolução 1.857/2015)	656.374.678	NA
CDE - Energia (Dec. nº 7945/2013) - Resolução (1.857/2015)	98433367	NA
CDE - TE (Conta-ACR) - (Resolução 1.863/2015)	95.231.350	NA
TOTAL (R\$)	850.039.395	56.849.386

Figura 13.2 – Evolução de encargos de CDE

A Figura 13.3 - Comparativo de Compensações - demonstra que o impacto do aumento dos custos da Parcela A representou 84,3% do total aumentado, e demonstra ainda que do total do valor aumentado de 2014 para 2015, 48,9% deveu-se única e exclusivamente ao aumento tarifário.

DESCRIÇÃO	2015	2014	%
DIC/FIC/DMIC (R\$)	121.670.077	60.669.657	100,5
TARIFA MÉDIA S/IMPOSTOS (R\$/MWh)	348,58	263,06	32,5
PARCELA A (R\$/MWh)	264,22	177,04	49,2
PARCELA B (R\$/MWh)	84,36	86,02	-1,9
Compensações (MWh)	349.045	230.630	51,3
Compensação Parcela A (R\$)	92.224.648	40.830.679	125,9
Compensação Parcela B (R\$)	29.444.159	19.838.978	48,4
Impacto do aumento Parcela A (R\$)		51.393.969	84,3
Impacto do aumento Parcela B (R\$)		9.605.181	15,7

DESCRIÇÃO	2015 (R\$)	%
Impacto da qualidade	31.150.099	51,1
Impacto da tarifa	29.850.321	48,9
Aumento total	61.000.420	100,0

Figura 13.3 – Comparativo de Compensações

Vale destacar também o incremento de 10,1% nas Despesas com Serviços de Terceiros ocorridas no período, sobretudo nas despesas com manutenção do sistema elétrico.

Despesas de Pessoal tiveram aumento de 13,7% no período, devido a contratação de empregados por concurso público, além do reajuste salarial referente ao acordo coletivo de trabalho, que acompanhou a variação do IPCA.

Com relação aos provisionamentos para créditos de liquidação duvidosa – PCLD, ainda que tenha sido registrado um valor inferior em relação a 2014, o mesmo é elevado e gerou impacto na despesa operacional em R\$ 75,7 milhões, devido ao efeito da elevação das tarifas aliado a perda do poder aquisitivo diante do cenário macroeconômico adverso.

EBIT / EBITDA

Em 2015, o EBITDA (Lucro antes dos juros, impostos, depreciações e amortizações) foi de R\$ 21,8 milhões, representando uma redução de 80,5% em relação ao resultado de R\$ 112,1 milhões verificado em 2014, demonstrando uma redução na geração de caixa da empresa.

A redução verificada no EBITDA em 2015 deve-se, principalmente, à mudança na classificação das penalidades contratuais e regulatórias de despesas financeiras para despesas operacionais, conforme o novo Manual do Plano de Contas do Setor Elétrico, impactando negativamente o EBITDA em R\$ 121,7 milhões, quando comparado ao exercício de 2014.

Dessa forma, se retirado do EBITDA de 2015 o efeito das penalidades contratuais e regulatórias em comparação ao EBITDA de 2014, o EBITDA seria de R\$ 143,5 milhões, significativamente mais positivo.

Cumprе ressaltar os eventos não recorrentes que ocorreram em 2015 e que reduziram o EBITDA, tais como: (i) o impacto ocasionado pelo incremento de R\$ 61,9 milhões nas despesas com depreciação/amortização, que pode ser explicado sobretudo pela bifurcação do ativo em intangível e financeiro, decorrente da assinatura do 5º Termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 063/2000; e (ii) provisões de contingências judiciais no valor de R\$ 9,2 milhões.

Caso esses eventos não recorrentes não tivessem ocorrido em 2015 e se mantivessem as penalidades contratuais e regulatórias como despesa financeira, o EBITDA ajustado da CELG D seria de R\$ 214,6 milhões.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro da CELG D em 2015 fechou negativo em R\$ 867,1 milhões, piora de 54,5% em relação ao mesmo período de 2014. Cumprе ressaltar que, ao longo de 2015, este resultado foi diretamente impactado pela despesa com variação cambial, em virtude principalmente da dívida de repasse de Itaipu (ECF-3002/2012), instrumento dolarizado, que impactou o resultado em R\$ 439 milhões.

Caso a repactuação da dívida do repasse de Itaipu tivesse ocorrido em 2015, nos termos do Despacho ANEEL nº 310/2016 e com base na Lei nº 13.182/2015, a empresa não teria apresentado o impacto dessa variação cambial em seu resultado financeiro, além de ter uma redução no saldo devedor de R\$ 418 milhões.

Isto ocorreria na medida em que, conforme anuência da Aneel, mediante Despacho nº 310/2016, o saldo devedor remanescente do Contrato ECF 3002/2012, em 30.10.2015, de US\$ 334,94 milhões seria convertido em moeda nacional, nos termos da Lei 13.182/2015, mediante a utilização da taxa de conversão do dólar americano no valor de R\$ 2,6929, divulgada pelo Banco Central para o dia 02 de janeiro de 2015, totalizando R\$ 901,95 milhões.

Adicionalmente, conforme o Despacho 310/2016, os valores pagos após 30.10.2015, relativos ao Contrato ECF-3002/2012, no valor de R\$ 47,21 milhões seria abatido do saldo devedor inicial da repactuação.

Assim, o valor da repactuação, em 30.10.2015, é de R\$ 854,73 milhões e atualizados, pela SELIC, para 31.12.2015 resultaria em um saldo devedor de R\$ 874,25 milhões ante o valor de R\$ 1.292,22 milhões, conforme o registro contábil pelas regras do contrato ECF 3002/2012, ou seja, uma redução da ordem de R\$ 418 milhões.

Cumprе ressaltar que, a perspectiva da assinatura da nova repactuação nos termos do Despacho 310/2016 ocorra em abril de 2016.

Análise do Resultado

A CELG D, em 2015, apresentou um prejuízo líquido de R\$ 1.019,8 milhões antes do Imposto de renda e Contribuição Social, ante o prejuízo de R\$ 569,5 milhões registrados em 2014.

A piora desse resultado em 2015, deve-se principalmente às despesas com variação cambial/encargos da dívida em moeda estrangeira que registraram aumento de 231,9%, bem como o aumento de 29,3% nos custos e despesas operacionais.

Endividamento

Em 2015, o endividamento bruto da CELG D foi de R\$ 2.956,4 milhões, registrando um aumento de 27,2% em relação aos R\$ 2.325 milhões do ano de 2014. Já o endividamento líquido societário fechou em 2.874,2 milhões e o endividamento líquido regulatório foi de R\$ 2.865,8 milhões representando uma elevação de 31% e 46,6%, respectivamente, em relação a posição de 2014, conforme demonstrado na Figura 13.4.

Descrição	2015	2014	Var. 2015-2014
Itaipu (ECF 3.002/2012)	1.292,2	928,3	39,2%
Bancos Moeda Nacional	894,4	720,8	24,1%
Bancos Moeda Estrangeira	22,1	30,3	-27,1%
ELETROBRAS (ECF's e Fundos Setoriais)	406,8	297,9	36,6%
ELETRA	131,6	137,7	-4,4%
CELGPAR	117,1	109,5	6,9%
Tributos e Contribuições. Sociais	33,3	81,7	-59,3%
Outros	58,8	18,7	214,9%
Dívida Bruta Total	2.956,4	2.325,0	27,2%
Caixa e Bancos	66,2	71,6	-7,5%
Aplicações Financeiras	15,9	60,1	-73,5%
Dívida Líquida Societária	2.874,2	2.193,3	31,0%
Ativos Reg. Líquidos	85,1	224,8	-62,1%
Subvenção CDE	25,2	102,1	-75,3%
Suprimento Curto Prazo	102,0	88,4	15,3%
Dívida Líquida Regulatória	2.865,8	1.954,8	46,6%
Dívida Líquida Societária/EBITDA	131,6	19,6	573,0%
Dívida Líquida Regulatória/EBITDA	131,3	17,4	652,9%

Figura 13.4 – Dívida bruta e líquida – em R\$ milhões

Não obstante a elevação do nível de endividamento da empresa cumpre ressaltar que a CELG D conseguiu melhorar o perfil do endividamento, conforme pode ser visualizado na figura 13.5 a seguir.

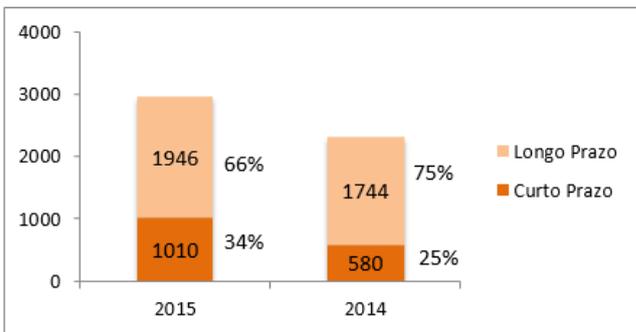


Figura 13.5 – Endividamento bruto de Curto e Longo Prazo – em R\$ milhões

Em busca da melhoria do perfil do endividamento da empresa e redução do custo do serviço da dívida, embora a CELG D não tenha conseguido registrar a repactuação da dívida de Itaipu no exercício de 2015, nos termos do Despacho 310/2016, o efeito desta repactuação em 2015 seria de uma redução da ordem de R\$ 420 milhões no endividamento da CELG D, o que levaria o endividamento bruto ser reduzido de R\$ 2.956 milhões para R\$ 2.548 milhões, conforme pode ser visualizado na Figura 13.4. De toda a forma, este expressivo ganho será registrado em 2016.

Portanto, além de equacionar a exposição cambial deste instrumento, a repactuação também permitirá um importante alívio no fluxo de caixa da empresa pelo alongamento do prazo, estabelecido em 96 parcelas, após o período de carência de 24 meses, totalizando 120 meses, reduzindo o endividamento de curto prazo de 34% para 25%, também demonstrado na Figura 13.6.

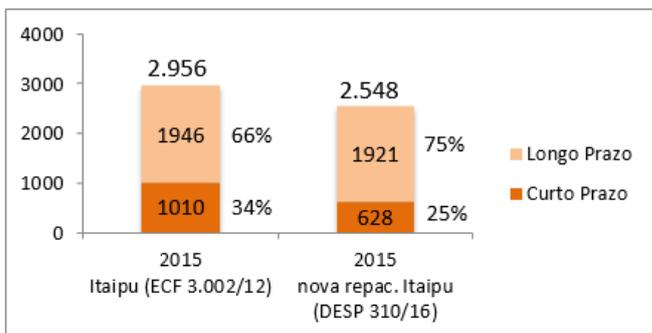


Figura 13.6 – Simulação do impacto da nova repactuação da dívida de Itaipu em dez/2015 no Endividamento bruto de Curto e Longo Prazo – em R\$ milhões

Em 2015, a CELG D conseguiu equacionar a dívida junto ao Banco *Credit Suisse*, por meio da emissão de quotas de FIDC, reduzindo o custo financeiro de CDI+7,44%a.a. para CDI+3,00% a.a., da dívida representada por Debêntures, no valor de R\$ 290 milhões. A operação permitiu, ainda, remanejar passivo do curto para longo prazo, por meio do alongamento do prazo de vencimento de 48 meses para 96 meses.

Por outro lado, conseguiu ampliar o limite do FIDC nas mesmas condições acima pactuadas, emitindo quotas adicionais do FIDC, no valor de R\$ 200 milhões.

Cumpre ressaltar também que a elevação do endividamento da CELG D em 2015 deve-se, em parte, aos elevados compromissos relativos à Parcela A verificados no período. Mesmo após a majoração das tarifas de energia, sobretudo por meio da RTE e aplicação das bandeiras tarifárias, a partir de janeiro de 2015, com a consequente criação da Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias – CCRBT, o setor de distribuição continuou enfrentando dificuldades financeiras, sobretudo no primeiro semestre de 2015.

Uma dessas dificuldades consiste no expressivo aumento das diferenças entre custo de compra de energia e cobertura tarifária acumuladas na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA.

No caso da CELG D o saldo de CVA homologado pela ANEEL no reajuste tarifário de 2015, mediante Resolução Homologatória nº 1947/2015 foi de R\$ 273 milhões, o que na prática significa que a concessionária financiou até o reajuste tarifário de setembro de 2015, custos que não deveriam comprometer significativamente seu fluxo de caixa e, conseqüentemente, seus planos de investimentos na expansão e modernização dos serviços da principal da atividade concedida.

Patrimônio Líquido

Em 2015, o Patrimônio Líquido da CELG D ficou negativo em R\$ 951,2 milhões, ante o resultado positivo de R\$ 71,9 milhões registrados em 2014.

Esta piora verificada em 2015, em termos do Patrimônio Líquido, se deve aos seguintes itens:

- Expressiva depreciação, ocorrida no ano, do Real frente ao Dólar, impactando em R\$ 439 milhões as despesas financeiras pelo atrelamento da correção do contrato ECF 3002/2012, referente a dívida de Itaipu, à variação cambial;
- As compensações financeiras DIC/FIC/DMIC, ou seja, ressarcimentos aos consumidores pela violação dos indicadores individuais de continuidade, que totalizaram R\$ 121,7 milhões no ano, elevando as despesas operacionais;
- Acréscimo nas despesas com pessoal, material e serviço de terceiros no montante de R\$ 90,2 milhões, refletindo a elevação dos índices de preços, notadamente IPCA e IGP-M;
- Elevação nas despesas com depreciação/amortização de R\$ 61,9 milhões, ocasionada pela bifurcação do ativo em intangível e financeiro, decorrente da assinatura do 5º Termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 063/2000;
- Saldo das provisões para crédito de liquidação duvidosa de R\$ 75,7 milhões;

14. Auditores Independentes

Em cumprimento à Instrução CVM nº 381/2003, a CELG D informa que em 2015 suas Demonstrações Financeiras foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes.

A KPMG Auditores Independentes executou os serviços de auditoria no primeiro, segundo e terceiro e quarto trimestre de 2015.

15. Agradecimentos

A CELG D agradece a seus clientes, fornecedores, colaboradores e, sobretudo ao Governo Federal e ao Governo Estadual Federal, este que por meio da parceria com a ELETROBRAS, que em 2015 dedicou grandes esforços para sanear as finanças da empresa e recuperar a capacidade operacional da CELG D.

Por fim, um especial agradecimento a todos *Celgueanos* que demonstram diariamente o comprometimento com os objetivos e metas da Companhia.

Goiânia, 11 de março de 2016.

A Administração.

Balanço Social Anual / 2015



EMPRESA: CELG DISTRIBUIÇÃO S.A

1 - Base de Cálculo	2015 Valor (Mil reais)			2014 Valor (Mil reais)		
Receita líquida (RL)	4.547.271			3.629.854		
Resultado operacional (RO)	(1.019.822)			(561.749)		
Folha de pagamento bruta (FPB) ²	388.299			348.525		
2 - Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	27.104	6,98%	0,60%	18.863	5,41%	0,52%
Encargos sociais compulsórios	82.244	21,18%	1,81%	71.776	20,59%	1,98%
Previdência privada	14.495	3,73%	0,32%	10.262	2,94%	0,28%
Saúde	12.079	3,11%	0,27%	9.950	2,85%	0,27%
Segurança e saúde no trabalho	243	0,06%	0,01%	342	0,10%	0,01%
Educação	594	0,15%	0,01%	0	0,00%	0,00%
Cultura	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	938	0,24%	0,02%	237	0,07%	0,01%
Creches ou auxílio-creche	3.118	0,80%	0,07%	2.431	0,70%	0,07%
Participação nos lucros ou resultados	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros ³	15.867	4,09%	0,35%	14.796	4,25%	0,41%
Total - Indicadores sociais internos	156.682	40,35%	3,45%	128.659	36,92%	3,54%
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)	3.795.106	-	83,46%	1.879.453	-	51,78%
Total - Indicadores sociais externos	3.795.106	-	83,46%	1.879.453	-	51,78%
4 - Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a operação da empresa	641	-	0,01%	1.606	-	0,04%
Investimento no Programa Luz para Todos	9.298	-	0,20%	17.336	-	0,48%
Programas de pesquisa e eficiência energética	9.151	-	0,20%	23.138	-	0,64%
Total dos investimentos em meio ambiente	19.090	-	0,42%	42.079	-	1,16%
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	2015			2014		
Nº de empregados(as) ao final do período ³	2.095			1.870		
Nº de admissões durante o período	283			3		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	4.873			4.967		
Nº de estagiários(as)	698			788		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	1.026			945		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	265			231		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	26,8%			26,7%		
Nº de afrodescendente que trabalha na empresa	963			795		
% de cargos de chefia ocupado por afrodescendente	38,50%			35,48%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	94			84		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2015			2014		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	17,0			17,5		
Número total de acidentes de trabalho	29			33		
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 1465.335	no Procon 338	na Justiça 8.148	na empresa 196.322	no Procon 445	na Justiça 7.765
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 101,95%	no Procon 10%	na Justiça 10%	na empresa 97,06%	no Procon 10%	na Justiça 10%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2015: 4.405.760			Em 2014: 2.419.558		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	86,14% governo 7,04% colaboradores(as) 0,00% acionistas 29,97% terceiros -23,15% retido			77,68% governo 11,70% colaboradores(as) 0,00% acionistas 34,16% terceiros -23,54% retido		

7 - Outras Informações

Notas:

¹ Informações não auditadas;

² A Folha de Pagamento Bruta referente a 2015 foi de R\$ 388.299 mil, sendo R\$ 379.008 mil de quadro próprio, inclusive despesas rescisórias com o PDV e R\$ 9.291 mil de estagiários e comissionados

³ O nº de empregados(as) ao final do período do Ano de 2015 foi de 2.095, sendo 1.951 empregados do quadro próprio, 107 menores aprendizes e 37 aprendizes legal

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Balancos patrimoniais em 31 de dezembro 2015 e 31 de dezembro de 2014

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	31/12/2015	31/12/2014
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	82.182	131.719
Clientes	5	1.082.905	670.020
Tributos e contribuições sociais	6	40.382	5.292
Serviços em curso	7	32.551	67.870
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros	8	141.398	114.325
Subvenção CDE - Desconto tarifário	9	25.506	95.161
Almoxarifado		36.538	33.433
Outros ativos	11	188.157	91.514
Total ativo circulante		1.629.619	1.209.334
Ativo não circulante			
Clientes	5	29.564	44.673
Tributos e contribuições sociais	6	130.058	142.022
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros	8	-	110.497
Cauções e depósitos vinculados	10	136.761	89.405
Ativo financeiro - Bens da concessão	12.a	58.099	1.846.679
Outros ativos	11	570.840	601.173
Investimentos		2.666	2.666
Intangível	12.a	1.908.127	89.367
Imobilizado	12.a / 14	43.328	61.731
Total ativo não circulante		2.879.443	2.988.213
Total do Ativo		4.509.062	4.197.547

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CELG Distribuição S.A.

Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro 2014

(Em milhares de reais)

Passivo	Nota	31/12/2015	31/12/2014
Passivo circulante			
Fornecedores	15	1.057.313	593.783
Tributos e contribuições sociais	16	350.370	195.282
Debentures	17	-	57.151
Empréstimos e financiamentos	18	509.371	302.884
Encargos setoriais	19	306.027	228.413
Entidade de previdência privada	28	37.216	30.863
Provisões trabalhistas		36.257	28.477
Outros passivos	20	524.091	322.167
Total do passivo circulante		2.820.645	1.759.020
Passivo não circulante			
Fornecedores	15	926.577	874.025
Tributos e contribuições sociais	16	10.183	30.486
Debentures	17	-	228.195
Empréstimos e financiamentos	18	795.132	332.988
Encargos setoriais	19	122.305	168.169
Entidade de previdência privada	28	109.584	118.162
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros	8	56.264	-
Provisão para demandas judiciais	21	568.100	595.445
Outros passivos	20	51.496	19.119
Total do passivo não circulante		2.639.641	2.366.589
Patrimônio líquido	22		
Capital social		3.475.679	3.475.679
Reserva de reavaliação		183.366	192.486
Prejuízos acumulados		(4.610.269)	(3.596.227)
Total do patrimônio líquido		(951.224)	71.938
Total do passivo e patrimônio líquido		4.509.062	4.197.547

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações de resultados

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Nota	2015	2014
Receita líquida	23	4.547.271	3.629.854
Custo com energia elétrica	24		
Custo energia elétrica comprada para revenda		(2.946.392)	(2.125.592)
Custo encargo de uso do sistema de distribuição		(165.904)	(136.185)
Total custo com energia elétrica		(3.112.296)	(2.261.777)
Outros custos	25		
Pessoal e administradores		(203.928)	(181.296)
Entidade de previdência privada		(9.192)	(7.857)
Materiais		(8.598)	(6.282)
Serviço de terceiros		(418.047)	(355.192)
Depreciação e amortização		(165.160)	(104.463)
Tributos		(1.134)	(2.666)
Perdas no recebimento de clientes		(75.706)	(187.579)
Taxa de fiscalização		-	(4.284)
Recuperação de despesas		2.984	5.771
Penalidades contratuais e regulatórias		(121.670)	-
Custo de construção		(327.462)	(256.153)
Outros		(3.636)	(27.679)
Total outros custos		(1.331.549)	(1.127.680)
Lucro bruto		103.426	240.397
Despesas operacionais			
Despesas gerais e administrativas	25	(256.164)	(248.790)
Total das despesas operacionais		(256.164)	(248.790)
Resultado antes dos efeitos financeiros e dos impostos		(152.738)	(8.393)
Resultado financeiro líquido	26	(867.084)	(561.146)
Resultado antes dos impostos		(1.019.822)	(569.539)
Imposto de renda e contribuição social		-	-
Resultado do exercício		(1.019.822)	(569.539)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações de resultados abrangentes

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	2015	2014
Resultado do exercício	<u>(1.019.822)</u>	<u>(569.539)</u>
Perda atuarial com benefício pós-emprego	<u>(3.340)</u>	<u>(9.431)</u>
Resultado abrangente do exercício	<u><u>(1.023.162)</u></u>	<u><u>(578.970)</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de reavaliação	Prejuízos acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro 2013	1.794.979	226.094	(3.050.865)	(1.029.792)
Aumento de capital	1.680.700	-	-	1.680.700
Realização da reserva de reavaliação	-	(50.921)	50.921	-
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação	-	17.313	(17.313)	-
Ganhos e perdas atuariais - benefício pós emprego	-	-	(9.431)	(9.431)
Resultado do exercício	-	-	(569.539)	(569.539)
Saldos em 31 de dezembro 2014	3.475.679	192.486	(3.596.227)	71.938
Realização da reserva de reavaliação	-	(13.819)	13.819	-
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação	-	4.699	(4.699)	-
Ganhos e perdas atuariais - benefício pós emprego	-	-	(3.340)	(3.340)
Resultado do exercício	-	-	(1.019.822)	(1.019.822)
Saldos em 31 de dezembro 2015	3.475.679	183.366	(4.610.269)	(951.224)

CNPJ Nº 01.543.032/0001-04

CELG Distribuição S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa – Método indireto

Exercícios findos em 31 de dezembro 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	2015	2014
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Resultado do exercício	(1.019.822)	(569.539)
Ajustes de:		
Depreciação e amortização	174.624	112.740
Variação monetária e cambial	742.791	105.692
Resultado financeiro	124.294	284.996
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	71.574	187.579
Outras provisões	(32.910)	(8.696)
Variações nos ativos e passivos		
Clientes	(469.350)	(49.359)
Estoques	(3.105)	3.602
Tributos e contribuições sociais ativos	(23.126)	(65.075)
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros ativos	83.424	(224.822)
Subvenção CDE - Desconto tarifário	69.655	(36.765)
Cauções e depósitos vinculados	(47.356)	-
Outros ativos	(30.991)	(72.740)
Fornecedores	(226.709)	29.346
Encargos setoriais	31.750	(1.354.672)
Tributos e contribuições sociais passivos	134.785	(164.995)
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros passivos	56.264	-
Outros passivos	242.081	150.939
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais	(122.127)	(1.671.769)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição do ativo financeiro - concessões de serviço público	(186.401)	(280.251)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(186.401)	(280.251)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Ingressos de financiamentos e empréstimos	905.399	565.660
Amortização do principal de financiamentos e empréstimos	(646.408)	(232.458)
Aumento de capital	-	1.680.700
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento	258.991	2.013.902
Aumento / (Redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	(49.537)	61.882
Caixa e equivalente de caixa no início do exercício	131.719	69.837
Caixa e equivalente de caixa no fim do exercício	82.182	131.719
Aumento / (Redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	(49.537)	61.882

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), Sociedade Anônima de capital fechado, é concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição e seu acionista controlador a partir de 30 setembro 2014 é a Centrais Elétricas Brasileiras S.A – ELETROBRAS.

Seus principais objetivos sociais são as atividades de execução dos empreendimentos constantes do Plano de Eletrificação do Estado de Goiás e a realização de estudos, projetos, construção e operação de linhas de transmissão e subestações inferiores a 230 KV e redes de distribuição de energia elétrica, bem como a prática dos atos de comércio decorrentes dessas atividades.

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 237 municípios, 391 distritos e povoados no Estado de Goiás, com 2.801.331 consumidores, abrangendo uma área de 336.871 km², regulada pelo 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 63/2000-ANEEL, de 25 de agosto de 2000, publicado em 30 de dezembro 2015.

A ANEEL editou em 08 de setembro de 2015 a Resolução Homologatória nº 1.947, a qual publicou resultado do reajuste tarifário anual da Companhia, informando que as tarifas de fornecimento de energia elétrica foram reajustadas em média 6,89% a partir de 12 de setembro de 2015.

1.2 Plano de reestruturação financeira

As ações indicadas no Protocolo de Intenções firmado entre o Estado de Goiás e ELETROBRAS, com a interveniência da CELGPAR e Controlada CELG D, convergiram para a assinatura em 17 de setembro de 2014 da PROMESSA DE COMPRA E VENDA DE AÇÕES, MEDIANTE CESSÃO DE DIREITO DE PREFERÊNCIA, entre COMPANHIA CELG DE PARTICIPAÇÕES - CELGPAR e CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A – ELETROBRAS, com interveniência do ESTADO DE GOIÁS e CELG DISTRIBUIÇÃO S/A –CELG D. Nessa mesma data foi liberado pela CAIXA ECONOMICA FEDERAL – CEF à CELGPAR o empréstimo no montante de R\$ 1.900.000 mil, o qual foi na totalidade destinado à CELG D, sendo R\$ 1.680.700 mil para aumento de capital, R\$ 107.800 mil para pagamento de débitos existentes entre partes relacionadas e R\$ 111.500 mil, repassados como operação de mútuo.

1.3 Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

Em de outubro de 2012, a CELG Distribuição manifestou seu interesse na prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 63/2000 – ANEEL, vencido em julho de 2015, por um período adicional de 30 anos.

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 (“MME”) a prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo artigo 7º da Lei número 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por 30 (trinta) anos, estabeleceu que deverão ser observados os seguintes critérios:

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.

Tais critérios deverão ser alcançados por meio de métricas de melhoria contínua estabelecidas pelo Poder Concedente, detalhadas no quinto termo aditivo ao contrato de concessão (vide nota explicativa nº 33), assinado pela CELG Distribuição em 29 de dezembro de 2015, sob pena de extinção da concessão.

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.

Em 30 de dezembro de 2015, foi publicado o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 63/2000 – ANEEL, de 25 de agosto de 2000, que prorroga a Concessão até 07 de julho de 2045.

1.4 Programa de desestatização

O Decreto nº 8.449 de 13 de maio de 2015, incluiu a CELG Distribuição no Programa Nacional de Desestatização – PND, para os fins da Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997.

Foram designados para execução e acompanhamento do processo de desestatização, bem como para contratar os serviços necessários, o Ministério de Minas e Energia (MME) e Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Em 30 de dezembro de 2015, foi publicado no Diário Oficial da União (DOU) aviso dando ciência ao público em geral dos termos do manual de procedimento de diligência dos interessados e do cronograma do programa, definindo para março de 2016 a realização do leilão.

2. Apresentação das informações contábeis

a) Declaração de conformidade

As informações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A Diretoria Executiva da Companhia, em 22 de março de 2016, autorizou a conclusão destas informações contábeis.

b) Base de preparação e apresentação

As informações 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 informações 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 exijam.

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 23;**
- (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) Provisão para demandas judiciais – **Nota explicativa nº 21;** e
- (v) Provisão para passivo atuarial decorrente de benefícios a empregados – **Nota explicativa nº 28.**

3. 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**

A receita de fornecimento é mensurada com base no regime de competência de acordo com a leitura estabelecida pela Companhia, e registrada à medida que as faturas são emitidas. A receita decorrente do consumo de energia elétrica entre a data da leitura e o encerramento de cada mês é registrado com base em estimativa que considera o histórico passado (fornecimento não faturado).

(ii) **Receita de construção**

A ICPC 01 estabelece que a concessionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica) como componentes separados do mesmo contrato de concessão.

Em atendimento ao CPC 17, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. No negócio de distribuição no Brasil, não há margem nos serviços de construção. Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, considerando que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária, a remuneração com margem diferente de zero, sobre os serviços de construção.

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.

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.

(iii) 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 classificadas 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**;
- Contas a receber - **Nota explicativa nº 5**; e
- Outros ativos – **Nota explicativa nº 12**.

Passivos financeiros

Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são:

- Fornecedores - **Nota explicativa nº 15**; e
- Empréstimos e financiamentos - **Nota explicativa nº 18**.

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	Idade do vencimento
Residencial	60 dias
Industrial	180 dias
Comercial, Rural	90 dias
Poder Público	150 dias
Serviço Público	120 dias
Suprimento, Consumidor Livre e Produtor Independente de energia elétrica	60 dias

Consumidores de alta tensão:

Classe de consumo	Idade do vencimento
Residencial	90 dias
Industrial, Rural, Poder Público e Serviço Público	180 dias
Comercial e Iluminação Pública	150 dias

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.

Renda não faturada: O entendimento da Administração é que os valores apresentados nas demonstrações financeiras são cobráveis e que os riscos de não realização estão sendo considerados nas estimativas de cálculo da PECLD.

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 financeiro – Parcela A - CVA

A ANEEL decidiu, em 25 de novembro de 2014, aditar os contratos de concessão das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras para garantir que, no caso de extinção do contrato de concessão, qualquer que seja a razão, os saldos remanescentes (ativos e passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa também devam ser considerados pelo poder concedente para fins de indenização.

A Orientação Técnica – OCPC 08 teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que eliminou, a partir da adesão (assinatura) das Concessionárias aos referidos contratos, as eventuais incertezas quanto à probabilidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo desses itens originados das discussões tarifárias entre as entidades e o regulador, e que até então eram consideradas impeditivas para o reconhecimento desses ativos e passivos.

Assim, a partir da assinatura do aditamento em 10 de dezembro de 2014, a CELG Distribuição passou a reconhecer o saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) e de outros componentes financeiros, acumulados até esta data, de maneira prospectiva. O reconhecimento inicial foi realizado em contas de ativo ou passivo financeiro, conforme o caso, em contrapartida ao resultado do exercício corrente (receita operacional líquida).

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 21).

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 28).

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 mil, 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 a 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 18).

3.15 Taxas regulamentares

- 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, alterações de normas e interpretações serão efetivas para os próximos exercícios e não foram adotadas na preparação destas demonstrações financeiras. Aquelas que podem ser relevantes para a Companhia estão mencionadas abaixo. A Companhia não planeja adotar estas normas de forma antecipada.

Alteradas e novas normas	Resumo das alterações	Possível impacto nas demonstrações financeiras
IFRS 9 - Instrumentos Financeiros	A IFRS 9, publicada em julho de 2014, substitui a orientação existente no IAS 39 - Instrumentos Financeiros Reconhecimento e Mensuração. Essa IFRS inclui orientações revistas para a classificação e a mensuração dos instrumentos financeiros, incluindo um novo modelo de perda esperada de crédito para o cálculo de imparidade nos ativos financeiros e os novos requisitos de contabilidade de cobertura geral. Ela também leva adiante a orientação sobre o reconhecimento e a baixa de instrumentos financeiros a partir do IAS 39. A IFRS 9 é efetiva para períodos anuais iniciando em ou após 1º de janeiro de 2018, com adoção antecipada permitida.	A Companhia está avaliando o potencial impacto sobre as suas demonstrações financeiras decorrentes de novas normas, quando for emitido pronunciamento contábil correspondente pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis.
IFRS 15 - Receita com contratos de Clientes	A IFRS 15 estabeleceu um quadro abrangente para determinar se, quanto e quando a receita é reconhecida. Ele substitui a orientação de reconhecimento de receita existente, incluindo IAS 18, IAS 11 - Contratos de Construção e IFRIC 13 - Programas de Fidelização de Clientes. A IFRS 15 é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2017, com adoção antecipada permitida.	
IFRS 16 - Leasing	A IFRS 16 estabelece regra para reconhecimento de todos os arrendamentos mercantis nas demonstrações financeiras IFRS 15 é efetiva para períodos anuais com início em 1º de janeiro de 2019.	

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a estas normas. Adoção antecipada não é permitida.

4. Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2015	31/12/2014
Caixa e bancos	66.244	71.639
Aplicações financeiras	15.938	60.080
Total	82.182	131.719

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

Instituição	Tipo de aplicação	Taxa (%)	31/12/2015	31/12/2014
Santander	CDB	101% CDI	1.106	977
Bradesco	CDB	20% CDI	528	1516
CEF	Fundos/CDB-FLEX	Cotas	2	3
CEF	Títulos privados	101% CDI	-	10.197
ITAÚ	Fundos	Cotas	14.302	30.267
Credit Suisse	CDB	100% CDI	-	12.886
Credit Suisse	CDB	97,5% CDI	-	4.234
Total			15.938	60.080

5. Clientes

	31/12/2015	31/12/2014
Circulante		
Consumidores		
• Faturados	874.073	546.537
• Não faturados	216.001	151.436
• Acréscimos moratórios	24.533	14.818
• Parcelamentos	394.642	345.281
• Contribuição iluminação pública - CIP	27.409	17.002
• Outros créditos	25.382	19.007
• (-) PECLD	(482.563)	(424.150)
Subtotal	1.079.477	669.931
Concessionárias		
• Suprimento	3.428	89
Subtotal	3.428	89
Total circulante	1.082.905	670.020
Não circulante		
Consumidores		
• Prefeituras	29.564	44.673
Subtotal	29.564	44.673
Total não circulante	29.564	44.673
Total clientes	1.112.469	714.693

5.1 Composição de clientes

Clientes	31/12/2015						31/12/2014
	Vincendos	Vencidos	Vencidos	Total	PECLD	Saldo	Saldo
		Até 90 dias	Há mais De 90 dias				
Residencial	178.874	99.086	38.978	316.938	(51.454)	265.484	170.847
Industrial	96.576	25.644	17.522	139.742	(20.148)	119.594	71.893
Com., serv. e outras atividades	98.323	40.873	26.650	165.846	(34.603)	131.243	78.896
Rural	25.205	20.553	11.974	57.732	(14.780)	42.952	23.326
Poderes públicos	25.635	17.724	22.457	65.816	(29.709)	36.107	24.298
Iluminação pública	27.563	23.326	34.154	85.043	(49.880)	35.163	16.351
Serviço público	18.819	17.194	6.943	42.956	(10.041)	32.915	23.755
Subtotal	470.995	244.400	158.678	874.073	(210.615)	663.458	409.366
Não faturado	216.001	-	-	216.001	(7.014)	208.987	150.836
Acréscimos moratórios	26.596	-	-	26.596	-	26.596	14.818
Parcelamentos	74.764	9.948	312.183	396.895	(263.044)	133.851	61.291
Contr. iluminação pública	15.679	8.611	3.119	27.409	-	27.409	17.002
Outros créditos	21.066	-	-	21.066	(1.890)	19.176	16.618
Subtotal	354.106	18.559	315.302	687.967	(271.948)	416.019	260.565
Total consumidores	825.101	262.959	473.980	1.562.040	(482.563)	1.079.477	669.931
Concessionárias	-	-	-	-	-	-	-
Suprimento	3.428	-	-	3.428	-	3.428	89
Total circulante	828.529	262.959	473.980	1.565.468	(482.563)	1.082.905	670.020
Parcelamento - Poder público	29.564	-	-	29.564	-	29.564	44.673
Total não circulante	29.564	-	-	29.564	-	29.564	44.673
Total	858.093	262.959	473.980	1.595.032	(482.563)	1.112.469	714.693

5.2 Composição das perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa

Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	31/12/2015	31/12/2014
Clientes (nota 5.1)	(482.563)	(424.150)
Subvenção CDE - Desconto tarifário (nota 9)	(6.913)	(6.913)
Outros (nota 11)	(11.458)	(7.354)
Total	(500.934)	(438.417)

5.3 Movimentação das perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa

	31/12/2015	31/12/2014
Saldo inicial	(438.417)	(272.445)
Baixa por perda no período (a)	13.160	22.843
Reversão	7.801	25.525
Provisão do período	(62.509)	(104.666)
Provisão do parcelamento (b)	(20.969)	(109.674)
Total	(500.934)	(438.417)

- a) No exercício corrente foi baixado do saldo de contas a receber o montante de R\$ 13.160, decorrente de saldos em atraso, cujos esforços para recebimento foram substancialmente aplicados e a Concessionária não obteve sucesso.
- b) Refere-se às contas de energia elétrica de diversos clientes que parcelaram seus débitos, os quais não estão honrando o pactuado, voltando a ficarem inadimplentes. Do total dos parcelamentos provisionados, destaca-se o Poder Público Municipal, tendo em vista que várias prefeituras conseguiram na justiça, decisões liminares para suspender o pagamento.

6. Tributos e contribuições sociais (ativos)

Descrição	31/12/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
IRRF Art.34 da Lei nº 10.833	948	-	562	-
COFINS Art. 34 da Lei nº 10.833	2.295	-	1.405	-
CSLL Art.34 da Lei nº 10.833	785	-	468	-
PIS Art. 34 da Lei nº 10.833	498	-	304	-
INSS CONVENIOS	34	-	19	-
IRRF S/Aplicações financeiras	755	-	1.123	-
ICMS Lei complementar nº 102 (a)	11.161	73.773	-	80.225
ICMS Faturas canceladas (b)	23.790	56.285	-	61.797
ICMS Faturas com liminar	116	-	1.411	-
Total	40.382	130.058	5.292	142.022

- a) Refere-se a créditos de ICMS sobre aquisição de bens destinados ao uso na concessão.
- b) Em 2014, através do despacho nº 972-A/2014-GSF, o Secretário da Fazenda do Estado de Goiás – SEFAZ-GO reconheceu o indébito tributário de R\$ 63.183 bem como autorizou a compensação de R\$ 23.426 mil. Em 2015, conforme despacho nº 4213/2015-SRE autorizou a compensação de R\$ 15.425 com débitos tributários vencidos e o saldo remanescentes com débitos tributários correntes compensados em quatro parcelas.

7. Serviços em curso

Descrição	31/12/2015	31/12/2014
Programa de eficiência energética (a)	10.365	57.129
Programa de pesquisa e desenvolvimento (a)	20.174	8.797
Outros	2.012	1.944
Total	32.551	67.870

- 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 19 b.

Movimentação	31/12/2014	Adições	Baixas	31/12/2015
Programa de eficiência energética	57.129	518	(47.282)	10.365
Programa de pesquisa e desenvolvimento	8.797	11.377	-	20.174
Outros	1.944	25.643	(25.575)	2.012
Total	67.870	37.538	(72.857)	32.551

8. Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros

i. Composição da CVA

Descrição	31/12/2015			31/12/2014		
	Ativo		Saldo	Ativo		Saldo
	Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante	
Parcela A						
CVA Rede Básica	16.645	1.326	17.971	3.356	13.908	17.264
CVA ESS	(92.583)	(41.049)	(133.632)	(20.185)	(102.902)	(123.087)
CVA CDE	34.179	42.453	76.632	8.832	2.110	10.942
CVA Proinfa	(543)	8	(535)	4.961	798	5.759
CVA Energia	186.973	(66.293)	120.680	67.077	72.378	139.455
CVA Transporte Itaipu	1.512	1.033	2.545	25	132	157
Outros itens financeiros						
CUSD	119	73	192	(91)	86	(5)
Neutralidade da Parcela A	(3.930)	(12.374)	(16.304)	(8.208)	(4.358)	(12.566)
Energia exposição submercado	7.526	(2.335)	5.191	(5.858)	(4.438)	(10.296)
Sobrecontratação de Energia	(12.313)	20.467	8.154	62.298	132.239	194.537
Diferencial eletronuclear	2.936	-	2.936	1.225	-	1.225
Outros	877	427	1.304	893	544	1.437
Total	141.398	(56.264)	85.134	114.325	110.497	224.822

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.

ii. Movimentação da CVA

	Componentes CVA		Componentes financeiros		Total
	CVA Compra de Energia	CVA Outros	Subcontratação	Outros componentes	
Saldo em 31/12/2014	139.454	(88.964)	194.537	(20.205)	224.822
(+) Constituição	265.461	22.943	50.059	8.611	347.074
(+/-) Atualização	28.412	(6.455)	1.164	1.617	24.738
(+/-) Amortização	(67.237)	3.060	(62.298)	16.614	(109.861)
(-) Recebimento de bandeira	(153.986)	(43.366)	-	-	(197.352)
(-) Recebimento de ACR	(16.759)	-	(108.362)	-	(125.121)
(+/-) Ajustes homologação	87.657	63.533	(93.570)	4.625	62.245
(=) Saldo homologado ANEEL RTA/15	283.002	(49.249)	(18.470)	11.262	226.545
(+/-) Constituição	78.372	79.792	154.606	(13.609)	299.161
(+/-) Atualização	8.722	(1.363)	17.374	(579)	24.154
(+/-) Amortização	(107.189)	10.524	6.157	(3.754)	(94.262)
(-) Recebimento de bandeira	(140.612)	(64.993)	(128.001)	-	(333.606)
(+/-) Recebimento de real CCBRT	(1.616)	(11.730)	(23.512)	-	(36.858)
(=) Saldo em 31/12/2015	120.679	(37.019)	8.154	(6.680)	85.134

9. Subvenção CDE – Desconto tarifário

Descrição	31/12/2015	31/12/2014
Baixa Renda (a)	11.944	24.132
Subvenção Resolução homologatória nº 1.613 (b)	20.475	77.942
(-) Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD	(6.913)	(6.913)
Total	25.506	95.161

- a) Valor a ser repassado pela ELETROBRAS, 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.
- b) Valor a ser repassado pela ELETROBRAS, 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, conforme Lei nº 10.604 de 17 de dezembro de 2002 e Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.

10. Cauções e depósitos vinculados

Descrição	31/12/2015	31/12/2014
Cauções e depósitos	63.441	32.199
Cauções e depósitos - Trabalhistas	23.810	20.971
Cauções e depósitos - Cíveis	37.370	24.095
Cauções e depósitos - Fiscais	12.140	12.140
Total	136.761	89.405

Refere-se às cauções e depósitos vinculados efetuados em garantia do cumprimento das obrigações, bem como em decorrência de disposição legal.

11. Outros ativos

Descrição	31/12/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Adiantamentos a empregados	733	-	712	-
Adiantamentos a fornecedores	9.362	-	19.070	-
Dispêndios a reembolsar em curso	6.869	-	5.508	-
Alienações de bens e direitos	9.964	-	10.972	-
Estado de Goiás- FUNAC (a)	107.330	558.929	25.967	595.445
Bens e direitos destinados a alienação	3.176	-	-	3.176
Alienações em curso	1.926	-	977	-
Desativações em curso	5.919	-	5.361	-
Serviços prestados a terceiros	1.861	-	1.830	-
Ressarcimento de clientes (b)	13.046	-	-	-
Outros créditos - diversos	37.677	11.182	26.719	70
Despesas antecipadas	1.752	729	1.752	2.482
(-) Outras- PECLD	(11.458)	-	(7.354)	-
Total	188.157	570.840	91.514	601.173

- 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 ELETROBRAS, 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.

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 - ESTADO DE GOIAS- FUNAC DEC. 7.732 DE 28/09/2012.

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 encontra-se registrado no passivo contingente (nota explicativa 21).

O fundo possui como recursos aportes do Estado de Goiás e créditos recebido de ações ganhas pelas CELG-D que são repassadas ao Fundo.

- 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 e à orientação OCPC 05 contratos de concessão.

a) Composição

Descrição	31/12/2015			31/12/2014		
	Valor líquido			Valor líquido		
	Ativo imobilizado	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo imobilizado	Ativo intangível	Ativo financeiro
Em serviço						
Distribuição	-	5.359.093	55.646	-	2.796.388	2.348.947
Administração	149.856	46.260	-	150.912	36.062	-
Obrigações vinculadas à concessão	(4.447)	(1.139.483)	-	(3.931)	(175.510)	(841.809)
Total do Custo	145.409	4.265.870	55.646	146.981	2.656.940	1.507.138
(-) Amortização / Depreciação						
Distribuição	-	(2.884.199)	-	-	(2.706.901)	-
Administração	(106.836)	(33.978)	-	(107.277)	(28.711)	-
Obrigações vinculadas à concessão	3.326	232.444	-	2.486	151.855	-
Total da amortização / Depreciação	(103.510)	(2.685.733)	-	(104.791)	(2.583.757)	-
Total em serviço	41.899	1.580.137	55.646	42.190	73.183	1.507.138
Em curso						
Distribuição	-	318.613	2.453	-	8.236	339.541
Administração	1.429	9.377	-	19.541	7.948	-
Total	43.328	1.908.127	58.099	61.731	89.367	1.846.679

Em 2014 a Companhia tinha o contrato de concessão vigente até 07 de julho 2015 conforme CPC01 e mantinha a Bifurcação o Ativo Intangível R\$ 89.367 e o Ativo Financeiro R\$ 1.846.679.

Em 31/12/2015 foi assinado o 5º Termo Aditivo Contrato de Concessão prorrogando por mais trinta anos, fato que motivou a reclassificação do Ativo Financeiro para o Ativo Intangível, resultando em um saldo de R\$ 58.099 mil e R\$ 1.908.127 respectivamente.

b) Movimentação do Intangível

Descrição	31/12/2014	Adições	Amortização	Baixas	Transferências	31/12/2015
Intangível em serviço	96.839	58.472	(219.788)	(495)	2.552.148	2.487.176
Obrigações especiais	(23.656)	(12.664)	42.156	-	(912.875)	(907.039)
Total em serviço	73.183	45.808	(177.632)	(495)	1.639.273	1.580.137
Intangível em curso	16.184	328.690	-	(8.236)	(8.648)	327.990
Total	89.367	374.498	(177.632)	(8.731)	1.630.625	1.908.127

13. Créditos fiscais

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	31/12/2015			31/12/2014		
	CSLL	IR	Total	CSLL	IR	Total
Base negativa e prejuízo fiscal líquidos a utilizar	2.982.434	3.221.465		3.056.703	3.292.769	
(+) Adições intertemporais - Ativas	540.546	540.546		496.955	496.955	
(+) Adições intertemporais - Passivas	77.336	77.336		77.981	77.981	
(=) Base de cálculo	3.600.316	3.839.347		3.631.639	3.867.705	
	9%	25%		9%	25%	
Total de crédito tributário	324.028	959.837		326.848	966.926	
(-) Crédito tributário não constituído (limite passivo)	(293.660)	(875.482)		(286.436)	(854.671)	
Total do ativo fiscal diferido	30.368	84.355	114.723	40.412	112.255	152.667

b) Movimentação do ativo fiscal diferido

	2015	2014
Saldo inicial	152.667	116.473
(-) Utilização/baixa	(37.944)	-
(+) Constituição	-	36.194
Saldo final	114.723	152.667

c) Passivo fiscal diferido

	2015	2014
Base passivo diferido sobre reavaliação	242.071	291.646
Base outros passivos diferidos	95.350	157.376
Alíquota aplicável - IRPJ e CSLL	34%	34%
Impostos diferidos passivos	114.723	152.667

d) Compensação entre ativo e passivo

	2015	2014
Ativo fiscal diferido	114.723	152.667
Passivo fiscal diferido	(114.723)	(152.667)
Saldo líquido	-	-

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

	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Resultado antes dos impostos	(1.019.822)	(1.019.822)	(569.540)	(569.540)
Alíquota fiscal combinada	25%	9%	25%	9%
Expectativa de IR e CSLL	(254.956)	(91.784)	(142.385)	(51.259)
Adições e exclusões permanentes e diferenças temporárias:				
Despesas não dedutíveis	101	-	51	-
Ajustes Lei nº 11.941/2009 (RTT)	-	-	(117.214)	(42.197)
Efeito líquido das provisões não dedutíveis	46.467	16.728	99.446	35.801
Variações cambiais - Art.30 MP 1.858-10/1999	102.930	37.055	22.383	8.058
Receitas diferidas CVA realizadas	251.804	90.650	-	-
Depreciação - Dif.IPC/BTN Art. 3º Lei 8200/91	-	303	-	349
Depreciação - Reavaliação	3.455	1.244	12.730	4.583
Receitas diferidas CVA a realizar	(216.882)	(78.078)	(56.206)	(20.234)
Outras deduções	(33.438)	(12.038)	(11.513)	(4.145)
Ativo fiscal não constituído	100.519	35.920	192.708	69.044
Crédito/(Despesa) de IR/CSLL líquida	-	-	-	-

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.%	31/12/2015			31/12/2014		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
<i>Em serviço</i>						
Terrenos	4.720	-	4.720	4.720	-	4.720
Edificações, obras civis e benfeitorias	0,83% 19.469	(5.523)	13.946	19.302	(4.788)	14.514
Máquinas e equipamentos	2,18% 104.416	(82.711)	21.705	105.171	(84.087)	21.084
Veículos	5,00% 2.998	(2.920)	78	3.879	(3.787)	92
Móveis e utensílios	1,64% 13.806	(12.356)	1.450	13.908	(12.128)	1.780
Subtotal	145.409	(103.510)	41.899	146.980	(104.790)	42.190
<i>Em curso</i>						
Máquinas e equipamentos	756	-	756	9.462	-	9.462
A ratear	31	-	31	465	-	465
Material em depósito	642	-	642	4.712	-	4.712
Adiantamento a fornecedores	-	-	-	4.902	-	4.902
Subtotal	1.429	-	1.429	19.541	-	19.541
Total	146.838	(103.510)	43.328	166.521	(104.790)	61.731

b) **Movimentação do imobilizado**

Descrição	dez/14	Adições	Baixas	Transferências	dez/15
Imobilizado em serviço	150.912	5.658	(5.446)	(1.268)	149.856
(-) Depreciação	(107.278)	(5.557)	4.680	1.319	(106.836)
Obrigações especiais	(3.930)	(549)	-	32	(4.447)
(-) Amortização	2.486	872	-	(32)	3.326
Total em serviço	42.190	424	(766)	51	41.899
Imobilizado em curso	19.541	5.490	(23.602)	-	1.429
Total	61.731	5.914	(24.368)	51	43.328

15. Fornecedores

Descrição	30/12/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
ITAIPU (a)	527.997	926.577	139.632	874.025
ELETROBRAS (b)				
FURNAS	21.622	-	22.237	-
CHESF	3.869	-	4.124	-
ELETROSUL	1.643	-	1.802	-
ELETRONORTE	10.425	-	15.978	-
ELETRONUCLEAR	6.045	-	5.681	-
CGTEE	741	-	2.341	-
CELG GT	1.779	-	1.082	-
Fornecedores de energia elétrica (c)	160.496	-	153.189	-
Subtotal	734.617	926.577	346.066	874.025
Fornecedores de energia elétrica - CCEE (d)	73.942	-	77.165	-
- Outros (d)	74.221	-	36.819	-
Subtotal	882.780	926.577	460.050	874.025
Materiais e Serviços	174.533	-	133.733	-
Total	1.057.313	926.577	593.783	874.025

- a) Refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívidas celebrado entre CELG D e ELETROBRAS, assinado em 29 de junho de 2012 e ao contrato de suprimento de energia elétrica firmado com ITAIPU. O mencionado Termo foi aditivado em setembro de 2014, com cronograma de amortização da dívida em 48 parcelas mensais, vencíveis a partir de 30 de setembro de 2015.
- b) Refere-se aos contratos de suprimento de energia elétrica firmados com geradoras do grupo.
- c) Refere-se ao custo de energia das demais 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 (passivos)

Descrição	31/12/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
ICMS (a)	176.596	-	100.033	-
INSS	6.864	-	6.621	-
PIS	21.221	-	4.440	-
COFINS	94.945	-	21.259	822
Imposto de Renda Serviços de Terceiros	11.101	-	364	-
PAEX (b)	22.263	10.183	50.435	29.664
ISS	6.826	-	6.070	-
Outros	10.554	-	6.060	-
Total	350.370	10.183	195.282	30.486

- 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 e não recolhidos até o encerramento do balanço deste período.

- b) Refere-se Parcelamento Excepcional - PAEX, tributos vencidos até 28 de fevereiro de 2003, parcelados em 130 meses; os débitos com vencimentos entre 1º de março de 2003 e 31 de dezembro de 2005 parcelados em 120 meses e os débitos vencidos após 31 de dezembro de 2005 parcelados em 60 meses. Com a opção ao PAEX, a Companhia mantém atualmente três parcelamentos junto à União, os quais se encontram na fase de consolidação dos débitos por parte da Receita Federal do Brasil.

17. Debentures

Emissão

Em 3 de abril de 2014 a CELG D efetuou a 1ª emissão de Debentures simples, em série única, com garantia real, não conversíveis em ações, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, no montante total de R\$ 290.000.000,00 (duzentos e noventa milhões de reais), com vencimento em 3 de abril de 2019 e remuneradas pela variação da taxa de 100% do CDI, acrescida de 7,44% a.a. com base em um ano de 252 dias úteis.

Liquidação

Até 30/06/2015 haviam sido subscritas e integralizadas 06 tranches, com o valor nominal total de R\$ 290.000 e custo de transação de R\$ 8.550.

A continuidade da operação, nos prazos originalmente pactuados, estava condicionada à prorrogação por mais 30 anos, do Contrato de Concessão nº 63/2000 até 15/06/2015. Como não ocorreu, a CELG D resgatou antecipadamente a totalidade debentures em circulação, através da emissão de quotas de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC (vide nota explicativa nº 18).

18. Empréstimos e financiamentos

a) Composição por saldo devedor e instituição financeira

Descrição	31/12/2015			31/12/2014		
	Principal			Principal		
	Encargos	Circulante	Não circulante	Encargos	Circulante	Não circulante
<i>Em moeda nacional</i>						
Eletrobras (i)	379	179.341	35.857	-	9.341	45.198
Santander S/A (ii)	1.003	6.082	-	950	9.648	5.623
China Construction Banc Corporat - (Bic banco S/A) (ii)	5.242	34.583	-	24.170	98.083	37.500
Banco do Brasil S/A (ii)	-	-	-	25	3.478	-
Banco Bracce S.A ex Lemon (ii)	1.286	625	-	1.654	625	625
Banco Daycoval S.A (ii)	154	17.167	8.000	229	24.000	25.167
Banco Intermedium S.A (ii)	124	3.734	1.697	93	3.735	5.771
Banco Panamericano S.A.(ii)	46	16.667	-	47	11.333	16.666
Banco ABC Brasil S.A (ii)	1.108	52.000	36.000	549	61.183	-
Banco de Créd e Varejo S.A (ii)	3.343	96.954	141.566	998	35.193	68.119
FIDC - Celg D (iii)	9.168	-	457.884	-	-	-
CelgPar Mutuo (iv)	9.166	-	107.914	-	1.623	107.913
Celg GT Mutuo (v)	484	48.600	-	-	-	-
Outras Instituições	-	-	6.214	-	-	5.853
Celgmed	-	-	-	-	154	-
Total em Moeda Nacional	31.503	455.753	795.132	28.715	258.396	318.435
<i>Em moeda estrangeira</i>						
O.E.C.F. (vi)	223	21.892	-	312	15.461	14.553
Total em moeda estrangeira	223	21.892	-	312	15.461	14.553
Total geral	31.726	477.645	795.132	29.027	273.857	332.988

Moeda nacional por indexador

Natureza	Indexador	31/12/2015	31/12/2014
Empréstimos bancários	CDI	427.381	435.464
	IPCA	-	-
	UFIR	45.198	54.539
ELETROBRAS	Sem indexador	6.214	5.853
	CDI	170.379	-
Celgmed	INPC	-	154
	Sem indexador	117.080	109.536
CELGPARGT	CDI	49.084	-
FIDIC	CDI/IPCA	467.052	-
Total		1.282.388	605.546

Moeda estrangeira

Moeda	31/12/2015			31/12/2014		
	Taxa	Moeda/Mil	R\$Mil	Taxa	Moeda/Mil	R\$Mil
YENE(¥)	0,03243	681.930	22.115	0,0223	1.359.865	30.326
Total			22.115			30.326

- (i) Refere-se a contratos de empréstimos e financiamentos tomados com a finalidade de viabilizar projeto de eletrificação rural.
- (ii) Compreende contratos de 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 conforme art. 2º item VI Inst. CVM 356. 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 – CELG D. Os custos

O Prazo de duração do Fundo iniciou-se na data de emissão das quotas Seniores e encerrar-se-á no prazo 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 CELG DISTRIBUIÇÃO - FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS da CELG D tem como valor inicial de emissão R\$ 100.000, 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					(16.848)
(=) Total					458.658

Conforme Contrato de Promessa de Subscrição e Integralização de Quotas Subordinadas da CELG DISTRIBUIÇÃO - Fundo de Investimento em Direitos Creditórios, o Administrador aprovou a realização de 150 quotas Subordinadas, a serem Subscritas e Integralizadas exclusivamente pelo cedente perfazendo um total de R\$ 15.000 (quinze milhões). Estas cotas terão como valor inicial de emissão de R\$ 100 (cem mil) e 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, 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.
- (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 será amortizado em 37 parcelas semestrais e consecutivas, tendo início em setembro de 1998 e término em setembro de 2016.

b) Cronograma de pagamentos

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

31/12/2015					
Ano	Empréstimos bancários	FIDC	Eletrobras	CELGPAR	Total
2016	-	-	-	-	-
2017	160.767	37.633	9.341	1.798	209.539
2018	32.709	75.269	8.335	10.791	127.104
2019	-	75.269	3.306	10.791	89.366
2020	-	75.269	3.306	10.791	89.366
2021	-	75.269	3.306	10.791	89.366
2022	-	75.269	3.306	10.791	89.366
2023	-	43.906	3.306	10.791	58.003
2024	-	-	1.652	10.791	12.443
2025	-	-	-	10.791	10.791
2026	-	-	-	10.791	10.791
2027	-	-	-	8.997	8.997
Total	193.476	457.884	35.858	107.914	795.132

c) 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).

19. Encargos setoriais

Descrição	31/12/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Taxa de Fiscalização – ANEEL	419	-	386	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (a)	97.537	-	5.147	-
Pesquisa & Desenvolvimento - P & D (b)	45.365	-	36.055	-
Programa de Eficiência Energética – PEE (b)	116.842	-	134.494	-
Programa de Inc. Fontes Alternativas - PROINFA (c)	45.864	122.305	52.331	168.169
Total	306.027	122.305	228.413	168.169

- a) Refere-se às quotas mensais da CDE, conforme resolução homologatória nº 1.857, de 27 de fevereiro de 2015.
- 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 0,5% em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e 0,5% em programa de eficiência energética. Desse montante a empresa já investiu em Pesquisa e Desenvolvimento R\$ 20.174 mil e em Eficiência Energética R\$ 10.365 mil, conforme nota 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 CELG D e ELETROBRAS, assinado em 29 de junho de 2012. O montante foi parcelado em 60 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. O valor da parcela de amortização é calculado mediante a divisão do saldo devedor pelo número de prestações devidas.

20. Outros passivos

Descrição	31/12/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Salários e Benefícios	12.760	-	10.723	-
Rentabilidade de obras executadas p/consumidores (a)	195.361	-	176.841	-
Devolução a consumidores (b)	24.320	-	28.040	-
Empregados (c)	3.285	398	12.199	2.622
Secretaria de Estado da Fazenda	2.871	-	2.871	-
Convênio ICMS-Estado/Prefeituras/Celg (d)	4.367	-	2.765	-
Contribuição iluminação pública (e)	60.952	-	34.285	-
Recursos destinados a obras de terceiros (a)	5.128	-	4.974	-
Autos Infração /ANEEL TAC 28/2015 (f)	59.818	1.549	10.779	7.744
CELG GT (g)	1.926	-	1.271	-
Penalidades contratuais e regulatórias	58.027	-	8.530	-
FUNAC - Conta grafica (h)	57.487	-	-	-
Ultrapassagem de demanda, diferença perdas regulatórias e excedente de reativos	-	40.600	-	-
Outros	37.789	8.949	28.889	8.753
Total	524.091	51.496	322.167	19.119

- a) Refere-se aos valores a devolver para consumidores que executaram obras de seus interesses, às quais não se enquadraram nos termos dos parágrafos I e II do art. 14 da Lei n° 10.438 de 28 de abril de 2002. Os valores foram calculados conforme estabelecido na Resolução Normativa expedida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL n° 250 de 13 de fevereiro de 2007.
- b) Refere-se a pagamentos indevidos realizados por consumidores e às multas de indicadores de continuidade.
- 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 CELG D, Prefeituras Municipais, Estado de Goiás e Caixa Econômica Federal para realização de encontro de contas entre a CELG D e os Municípios, 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 CELG D 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) Trata-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 ELETROBRAS 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.

21. Provisão para demandas judiciais

Descrição	31/12/2015					31/12/2014		
	Valor da provisão no período					Valor da provisão no período		
	Baixa	Provisão	Provisão Funac	Provisão Sociedade	Provisão acumulada	Baixa	Provisão	Provisão acumulada
Não circulante								
Trabalhistas	32.788	40.217	93.907	2.988	96.895	1.365	37.297	89.466
Cíveis	9.181	22.046	430.356	6.183	436.539	771	266.477	360.540
Total trabalhistas e cíveis	41.969	62.263	524.263	9.171	533.434	2.136	303.774	450.006
Fiscais:								
Notificações fiscais - INSS	-	-	2.518	-	2.518	-	-	6.828
Nulidade de convênio do ICMS - Prefeituras	7.901	9.197	17.950	-	17.950	183.713	8.073	16.654
Autos de infração-SEFAZ-GO	-	-	-	-	-	-	-	3.934
Autos de infração-AGR/ANEEL	-	-	-	-	-	2.631	-	37.322
Outros valores contingenciados	-	-	-	-	-	800	-	17.568
Total fiscais	7.901	9.197	20.468	-	20.468	187.144	8.073	82.306
Regulatórias	72.357	23.422	14.198	-	14.198	-	63.133	63.133
Total - Não circulante	122.227	94.882	558.929	9.171	568.100	189.280	374.980	595.445

A Celg Distribuição S.A.-CELG D 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 CELG D, no final de 2015, respondia por 8.486 (oito mil quatrocentos e oitenta e seis) processos judiciais de natureza trabalhista, cível e fiscal, interpostas contra a companhia. Neste sentido, todas as causas foram avaliadas individualmente pela área jurídica, e os valores estimados de prováveis perdas foram provisionados com base em valores julgados suficientes para cobertura das contingências. Destes 8.486 processos, 710 foram classificados com possibilidade de perda remota; 5.662 com possibilidade de perda possível e 2.114 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.

- **Contingências classificadas como risco provável**

Natureza	31/12/2015			31/12/2014		
	Quantidade	Valor da Causa	Valor do Risco	Quantidade	Valor da Causa	Valor do Risco
Fiscal	21	181.782	20.467	18	33.942	19.172
Regulatórios	7	14.199	14.199	18	60.462	63.134
Cível	979	434.167	428.554	972	419.027	411.976
Procon	59	397	395	-	-	-
Trabalhista	1048	94.943	80.292	854	82.121	67.525
Total	2.114	725.488	543.907	1.862	595.552	561.807

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 conforme descrito na Nota Explicativa nº 11, sempre que a contingência for decorrente de fato gerador anterior à data de aquisição do controle acionário da CELG D pela ELETROBRÁS a Companhia será ressarcida pelo Fundo, portanto é reconhecido o mesmo valor como contas a receber na rubrica Estado de Goiás - FUNAC.

- **Contingências Passivas com possibilidade de perda possível, não provisionados**

Natureza	31/12/2015			31/12/2014		
	Quantidade	Valor da Causa	Valor do Risco	Quantidade	Valor da Causa	Valor do Risco
Fiscal	135	743.556	741.842	121	895.261	895.261
Cível	108	1.462.939	1.310.212	3.164	2.243.916	1.199.609
Procon	1.368	209	177	-	-	-
Trabalhista	4.049	106.239	95.691	1.387	120.706	115.305
Total	5.660	2.312.943	2.147.922	4.672	3.259.883	2.210.175

Em 31 de dezembro de 2015 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 declaratória proposta pela ASPAC - Associação de Proteção aos Consumidores visando a restituição em dobro a todos os consumidores do Estado de Goiás, no valor de R\$ 500.000, e solicitações de reparações de danos por interrupções no fornecimento de energia.

- **Prescrição Fiscal**

Os lançamentos dos principais tributos pendentes de homologação futura pela Fazenda Nacional, sujeitam-se à extinção completa da obrigação fiscal, transcorrido o prazo de prescrição de cinco anos, contados da data do lançamento.

22. Patrimônio líquido

Capital social

O capital subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 3.475.679, representado por 150.711.576 ações ordinárias, sem valor nominal.

Em 31 de dezembro de 2015 e 2014, a composição do capital social por acionistas era a seguinte:

Acionistas	31/12/2015		31/12/2014	
	Quantidade de ações ordinárias	% do capital	Quantidade de ações ordinárias	% do capital
Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobras	76.761.267	50,9326	-	-
Companhia CELG de Participações	73.848.672	49,0000	150.711.576	100,0000
Outros	101.637	0,0674	-	-
Total	150.711.576	100	150.711.576	100

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral e fará jus a um dividendo mínimo obrigatório de 50% (cinquenta por cento) do lucro ajustado nos termos da Lei nº 11.638/07.

23. Receita operacional líquida

Descrição	2015	2014
Fornecimento de energia elétrica (a)	7.114.080	4.693.953
Suprimento	32.162	26.365
Receita de construção (b)	327.462	256.153
CVA – Itens financeiros (c)	504.359	224.822
Outras receitas (d)	305.915	255.220
	8.283.978	5.456.513
(-) Dedução à receita operacional bruta (e)	(3.736.707)	(1.826.659)
Receita operacional líquida	4.547.271	3.629.854

a) Fornecimento de energia elétrica

Classes	2015	2014
Residencial	2.869.219	1.966.625
Industrial	1.337.233	909.692
Com. serv. outras atividades	1.482.741	1.027.911
Rural	510.889	337.222
Poderes públicos	323.988	174.155
Iluminação pública	357.803	145.934
Serviço público	229.639	130.085
Consumo próprio	2.568	2.329
Total fornecimento	7.114.080	4.693.953

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 2015 e 2014 totalizou R\$ 327.462 mil e R\$ 256.153 mil, 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	2015	2014
Subvenção baixa renda Lei nº 10.604/02	191.803	152.509
Serviços taxados	75.692	66.998
Arrendamentos e aluguéis	175	220
Renda de prestação de serviços	38.245	35.265
Outras	-	228
Total	305.915	255.220

e) **Dedução à receita operacional bruta**

Descrição	2015	2014
ICMS	(2.090.627)	(1.282.244)
PIS	(134.456)	(82.096)
COFINS	(619.312)	(378.141)
ISS	(957)	(927)
Programa de eficiência energética	(18.277)	(13.201)
Pesquisa e desenv.e eficiência energética	(18.277)	(13.201)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(850.039)	(56.849)
Taxa de fiscalização	(4.762)	-
Total	(3.736.707)	(1.826.659)

24. Custo com energia comprada para revenda

a) **Energia comprada por MWh**

Fornecedores	2015 MWh	2014 MWh	2015 R\$Mil	2014 R\$Mil
Energia comprada para revenda	13.258.483	12.179.795	2.494.830	1.835.500
Programa incentivo às fontes alternadas - Proinfa	258.651	280.517	76.122	77.597
Créditos - Lei 10.833	-	-	(283.571)	(214.792)
	<u>13.517.134</u>	<u>12.460.312</u>	<u>2.287.381</u>	<u>1.698.305</u>
Comercialização no âmbito CCEE	537.450	1.542.650	659.011	427.287
Total de energia comprada para revenda	14.054.584	14.002.962	2.946.392	2.125.592

b) **Composição da energia comprada**

	2015	2014
Itaipu	666.272	312.201
CCEARs - nova (quantidade)	287.640	211.882
CCEARs - nova (disponibilidade)	602.674	619.826
Comercialização na CCEE - COMPRA (i)	219.182	145.244
CCEARs - Velha, Bilaterais, PROINFA, MSDC e Leilão de ajuste	983.961	769.188
Encargos CCEE (ii)	470.473	282.043
Sub total	<u>3.230.202</u>	<u>2.340.384</u>
Créditos Lei 10.833	(283.810)	(214.792)
Total	2.946.392	2.125.592

(i) Exposição involuntária em função de geradores que não entraram em operação, forçando a Companhia a adquirir esta energia no mercado de curto prazo.

(ii) A baixa hidrologia em 2015 resultou em baixo armazenamento nos reservatórios aumentando as despesas com encargos de serviço do sistema – ESS e com risco hidrológico das cotas de garantias físicas e Itaipu. Outro fator que contribuiu com o aumento dos custos na CCEE foi a elevada quantidade de ações judiciais.

25. Outros custos e despesas operacionais

Composição dos custos e despesas operacionais	Custo do serviço				Despesas gerais e adm.		Total	
	com energia elétrica		de operação		2015	2014	2015	2014
	2015	2014	2015	2014				
Energia elétrica comprada para revenda	2.946.392	2.125.592	-	-	-	-	2.946.392	2.125.592
Encargos de uso do sistema de transmissão	165.904	136.185	-	-	-	-	165.904	136.185
Pessoal e administradores (a)	-	-	203.928	181.296	119.019	102.754	322.947	284.050
Entidade de previdência privada	-	-	9.192	7.857	5.157	4.785	14.349	12.642
Material	-	-	8.598	6.282	9.798	6.886	18.396	13.168
Serviços de terceiros (b)	-	-	418.047	355.192	66.834	85.326	484.881	440.518
Depreciação e amortização	-	-	165.160	104.463	9.464	8.277	174.624	112.740
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	-	-	75.706	187.579	-	-	75.706	187.579
Provisão para demandas judiciais	-	-	-	-	9.171	32.889	9.171	32.889
Taxa de fiscalização	-	-	-	4.284	-	-	-	4.284
Tributos	-	-	1.134	2.666	776	55	1.910	2.721
Recuperação de despesas/custos	-	-	(2.984)	(5.771)	(2.024)	(5.698)	(5.008)	(11.469)
Custo de construção	-	-	327.462	256.153	-	-	327.462	256.153
Penalidades contratuais e regulatórias (*)	-	-	121.670	-	-	-	121.670	-
Outras/Despesas Operacionais	-	-	3.636	27.679	37.969	13.516	41.605	41.195
TOTAL	3.112.296	2.261.777	1.331.549	1.127.680	256.164	248.790	4.700.009	3.638.247

(*) Referente a penalidades DIC, FIC, DEC e FEC que em 2014, conforme plano de contas da ANEEL, eram registradas em despesas financeiras e correspondiam a R\$ 60.657.

a) Pessoal e administradores

	2015	2014
Empregados		
Atividade fim	199.552	169.697
Administração central	85.148	68.519
Administradores	4.163	4.482
Benefícios	33.716	38.146
Programa de demissão voluntária - PDV	368	3.206
Total	322.947	284.050

b) Serviços de terceiros

Serviços terceiros	2015	2014
Vigilância	8.665	8.206
Manutenção conservação	279	546
Mão de obra contratada	5.793	12.235
Limpeza conservação prédio	6.669	7.277
Manutenção conserv. equipamentos	276.841	233.841
Leitura medidores	49.936	26.969
Comunicação	24.968	26.464
Publicações legais	1.171	1.933
Processamento de dados	16.640	15.317
Consultoria/Auditoria	6.113	3.824
Fretes e passagens	1.307	1.121
Tarifas Bancárias	-	27.677
Serviços de apoio técnico	32.123	19.190
Contribuição ONS.	6.984	6.412
Demais serviços realizados no ponto de entrega	27.421	26.456
Outros serviços	19.971	23.050
Total	484.881	440.518

26. Resultado financeiro

Descrição	2015	2014
Receitas		
Variações cambiais	149.046	122.291
Variações monetárias	10.130	21.099
Atualização do contas a receber – Fornecimento	86.755	37.130
Ressarcimentos energia elétrica	8.640	36.708
Parcelamento de consumidores	19.593	8.076
Rendas - Prefeituras	8.402	16.822
Componentes regulatórios - CVA e itens financeiros	158.872	-
Fornecedor	14	4.632
Atualização Se Carajás	-	4.194
Outras	2.297	14.233
Totais – Receitas	443.749	265.185
Despesas		
Variações cambiais	(790.207)	(237.968)
Variações monetárias	(160.477)	(11.114)
Encargos de dívidas	(47.975)	(48.497)
Encargos s/ emprést. bancários de curto prazo	(75.725)	(95.171)
Encargo s/ Dívida ELETROBRAS	(30.654)	(244.067)
Atualização PAEX	(2.545)	(105.655)
Componentes Regulatórios - CVA e itens financeiros	(110.155)	-
Outras	(93.095)	(83.859)
Totais – Despesas	(1.310.833)	(826.331)
Total geral - Resultado financeiro	(867.084)	(561.146)

27. Seguros

A Companhia, em 31 de dezembro de 2015, não possuía apólice de seguro de seus bens e instalações.

28. Entidade de previdência privada

Descrição	31/12/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Contribuição da patrocinadora - Eletra	2.402	-	1.903	-
Previdência privada Eletra (a)	34.814	96.813	28.960	108.731
Plano de saúde CelgMED (b)	-	12.771	-	9.431
Total	37.216	109.584	30.863	118.162

(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.

(i) *Plano de Previdência Privada*

A Sociedade 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:

A quantificação dos montantes encontra-se em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, aprovado na Deliberação nº 695, de 12 de dezembro de 2012, emitida pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

(ii) *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.

(iii) *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.

(iv) *Descrição do plano de benefício definido*

Características

Os benefícios deste Plano, abaixo relacionados, 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:

- Suplementação de aposentadoria por tempo de serviço ou de contribuição
- Suplementação de aposentadoria por tempo de serviço proporcional
- Suplementação de aposentadoria Especial
- Suplementação de Aposentadoria por idade
- Suplementação antecipada de Aposentadoria
- Suplementação de aposentadoria por invalidez
- Suplementação de auxílio-doença
- Suplementação de pensão
- Suplementação de abono anual
- Pecúlio especial
- Reserva de poupança
- Benefício proporcional diferido

Resumo dos dados cadastrais dos dois planos

	Plano CD		Plano BD	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Participantes				
Número	1.747	1.514	1	1
Idade Média (anos)	45	45	65	64
Valor do Salário Médio (R\$)	6.444,54	8.494,03	6.312,40	6.214,37
Assistidos (aposentados válidos)				
Número	622	545	96	100
Benefício Médio (R\$)	7.226	71,71	70,75	69,42
	3.111	2.656,54	4.432,37	3.984,11
Assistidos (aposentados inválidos)				
Número	202	194	13	13
Idade Média (anos)	66	65	68,92	67,92
Benefício Médio (R\$)	1.403,00	1.315,14	963,92	889,72
Assistidos (pensionistas)				
Número	342	328	20	16
Benefício Médio (R\$)	1.545,91	1.424,77	2.111,69	1.984,97
Total dos Benefícios Mês (R\$)	2.747.410,46	2.170.273,05	480.272,28	441.736,95
Total dos Benefícios Continuados Anual (R\$) (13X)	35.716.335,98	28.213.549,65	6.243.539,64	5.742.580,35

(v) *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 são os seguintes:

- Suplementação de Aposentadoria
- Suplementação de Aposentadoria por Invalidez
- Suplementação de Pensão
- Suplementação do Abono Anual

(vi) *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

	31/12/2015	31/12/2014
Taxa de Juros de desconto real atuarial anual	7,31% a.a.	6,13% a.a.
Projeção de aumentos salariais médios anual	5,50% a.a.	8,46% a.a.
Projeção de aumentos dos benefícios médio anual	5,50% a.a.	5,72% a.a.
Taxa de inflação média anual	5,50% a.a.	5,72% a.a.
Expectativa de retorno dos ativos do plano	13,21% a.a.	12,20% a.a.

Premissas demográficas

	31/12/2015	31/12/2014
Taxa de Rotatividade	2,80% a.a.	2,08% a.a.
Tábua de mortalidade/sobrevivência de ativos	AT-2000 MALE	AT-2000 MALE
Tábua de mortalidade/sobrevivência de aposentados	AT-2000 MALE	AT-2000 MALE
Tábua de mortalidade/sobrevivência de inválidos	MI - 85	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	Família Média - Informações da Entidade

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 2015.

(vii) Custo do Patrocinador

No exercício de 2015 o montante de contribuições da CELG D para a ELETRA foi de R\$ 36.418.

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.

O mais recente estudo atuarial elaborado pela GAMA Consultores Associados, realizado em 31 de dezembro de 2015, considerando o que determina o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados, identificou um passivo atuarial no montante de R\$ 12.771 mil, sendo que foram reconhecidos R\$9.431 em 2014, e R\$ 3.340 em 2015.

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.

29. REMUNERAÇÃO DOS DIRETORES E EMPREGADOS

Categoria	31/12/2015	
	Maior	Menor
Diretores	38	31
Empregados	28	2

30. Instrumentos financeiros e riscos operacionais

a) Classificações dos instrumentos financeiros

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

Ativos financeiros em 31 de dezembro de 2015

	Valor contábil		
	Passivo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado	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
Debentures	-	-	-
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

Ativos financeiros em 31 de dezembro de 2014

	Valor contábil	
	Empréstimos e recebíveis	Total
Ativos financeiros não mensurados ao valor justo		
Caixa e equivalentes de caixa	131.719	131.719
Clientes	714.693	714.693
Componentes regulatórios – CVA e Itens Financeiros	224.822	224.822
Outros créditos	692.687	692.687
Ativo financeiro – bens da concessão	1.846.679	1.846.679

Ativos financeiros em 31 de dezembro de 2014

	Valor contábil		
	Passivo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado	Outros passivos financeiros	Total
Passivos financeiros não mensurados ao valor justo			
Empréstimos e financiamentos	-	635.872	635.872
Fornecedores	-	1.467.808	1.467.808
Debentures	-	285.346	285.346
Componentes regulatórios – CVA e Itens	-	-	-
Encargos setoriais	-	396.582	396.582
Entidade de previdência privada	-	149.025	149.025
Outros	-	341.286	341.286

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.

b) Considerações sobre os 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:

i) 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 fazer hedge contra tal risco.

ii) 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.

iii) 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.

iv) Risco quanto à escassez de energia

A energia vendida é gerada por usinas hidrelétricas não pertencentes à Companhia. Um período prolongado de escassez de chuva pode reduzir o volume de água dos reservatórios das usinas e resultar em perdas em função do aumento na aquisição de energia ou redução de receitas com adoção de um novo programa de racionamento. Devido ao nível atual dos reservatórios e quantidade de chuva registrada no ano de 2014, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS não prevê um novo programa de racionamento.

v) Risco quanto ao vencimento antecipado de obrigações e recálculo de valores devidos

Conforme descrito na nota 16 com relação aos valores inseridos no Programa PAEX, a eventual exclusão da Companhia desse programa implica na exigibilidade imediata da totalidade do débito confessado e ainda não pago, recálculo dos valores devidos e automática execução das garantias prestadas. A Administração da Companhia entende ser remota a possibilidade de exclusão desse programa, pois os valores das parcelas estão sendo pagos no vencimento.

31. 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. A Companhia é uma controlada do Grupo Eletrobrás e o controlador final é o Governo Federal.

a) Remuneração dos administradores

No período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2015, a remuneração dos administradores (pessoal-chave) totalizou R\$ 4.163 mil e R\$ 4.482 mil em 2014, sendo registrada como despesas administrativas no resultado.

b) Outras transações com partes relacionadas

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

	31/12/2015	2015	31/12/2014	2014
	Passivo	Custo	Passivo	Custo
ELETROBRAS				
Emprést. e financiamentos				
Circulante	9.341	3.051	9.341	-
Não Circulante	35.858	-	45.198	-
ECF 3003/2012 Itaipu	23.048	3.566	29.334	-
PROINFA	168.169	24.037	214.033	-
	<u>236.416</u>	<u>30.654</u>	<u>297.906</u>	<u>-</u>
CHESF (Nota 15)				
Encargos de uso do sistema	751	7939	851	6.542
Contrato de cotas de garantia física-CCGF	3.118	39.133	3.273	39.806
	<u>3.869</u>	<u>47.072</u>	<u>4.124</u>	<u>46.348</u>
FURNAS (Nota 15)				
Suprimento de energia	16.185	170.245	17.802	177.093
Contrato de cotas de garantia física-CCGF	2.038	20.892	1.491	17.544
Encargos de uso do sistema	3.399	31.488	2.944	26.347
	<u>21.622</u>	<u>222.625</u>	<u>22.237</u>	<u>220.984</u>
ELETROBRAS ELETRONUCLEAR (Nota 15)				
Suprimento de energia	6.045	77.042	5.681	17.221
CGTEE (Nota 15)				
Suprimento de energia	741	6.940	2.341	13.008
ELETRONORTE (Nota 15)				
Suprimento de energia	6.421	82.237	14.787	144.818
Encargos de uso do sistema	1.199	11.502	1.191	10.170
Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficit - MCSD	2.805	2.805	-	-
	<u>10.425</u>	<u>96.544</u>	<u>15.978</u>	<u>154.988</u>
ELETROSUL (Nota 15)				
Suprimento de energia	887	8.303	860	7.724
Encargos de uso do sistema	756	8.475	942	7.636
	<u>1.643</u>	<u>16.778</u>	<u>1.802</u>	<u>15.360</u>
CELG Geração e Transmissão GT (Notas 15 e 20)				
Suprimento de energia	14	129	1	13
Encargos de uso do sistema	1.765	13.493	1.081	10.629
Mútuo	49.084	484	-	-
Transferências de Imóveis	1.271	-	1.271	-
	<u>52.134</u>	<u>14.106</u>	<u>2.353</u>	<u>10.642</u>
Companhia CELG de Participações (Nota 20)				
Mútuo				
Circulante	9.166	7.543	1.623	-
Não Circulante	107.914	-	107.914	-
Sub Total	117.080	7.543	109.537	-
Total geral	<u>449.975</u>	<u>519.304</u>	<u>461.959</u>	<u>478.551</u>

32. Análise de sensibilidade

Na Tabela abaixo está demonstrado o saldo devedor bruto das dívidas da Companhia:

Descrição	2014	2015
Curto Prazo	580.531	1.010.037
Longo Prazo	1.744.486	1.946.345
Total	2.325.017	2.956.382

Do endividamento financeiro total em 31 de dezembro de 2015, 34,16% concentra-se no curto prazo e 65,84% no longo prazo.

Riscos de taxas de juros

A CELG D possui empréstimos relevantes remunerados pela variação de indexadores macroeconômicos, acrescidos de juros pré-fixados que variam de 0,3% a 1% ao mês, sendo que os indexadores representam fator de maior risco à Companhia dado a sua volatilidade.

Indexador	Saldo Devedor dez/15 R\$ mil	Juros % a.m Média Simples	% dívida / indexador
CDI	951.260	0,5%	32,18%
Dólar	1.292.220	1,0%	43,71%
Iene	22.115	0,3%	0,75%
INPC	131.627	0,5%	4,45%
IPCA	162.636	0,8%	5,50%
SELIC	206.205	0,3%	6,97%
TJLP	190.318	0,3%	6,44%
Total Geral	2.956.382	0,5%	100%

Considerando que a maior parte da dívida está vinculada ao câmbio e ao CDI, estes indicadores são os que oferecem maior risco ao resultado da CELG D.

Análise de sensibilidade ao risco

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores de maior relevância na dívida da Companhia na posição de 31/12/2015, foram definidos os cenários de CDI e variação cambial para dez/2015.

Para o CDI considerou-se a expectativa de variação, partindo da taxa de 14,14% a.a. de 21/12/2015, oscilando conforme os cenários definidos pela holding ELETROBRAS, considerando o cenário provável como a própria taxa de 14,14% 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/15 R\$ mil	Cenário Provável 14,14%	Cenário I -25% 10,6%	Cenário II -50% 7,1%
CDI	951.260	134.508	100.881	67.254
	Impacto			

Quadro 2 – Análise de sensibilidade – aumento da taxa CDI

Indexador	Posição dez/15 R\$ mil	Cenário Provável 14,14%	Cenário I +25% 17,7%	Cenário II +50% 21,2%
CDI	951.260	134.508	168.135	201.762
	Impacto			

Com relação ao câmbio, considerou-se a expectativa do dólar projetado pelo BACEN, posição 31/12/2015, periodicidade anual, fim de período, 4,25 R\$/US\$, oscilando conforme os cenários definidos pela holding ELETROBRAS, considerando o cenário provável como a própria cotação de 4,25 R\$/US\$, 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 cotação do dólar

Posição dez/15 U\$ 327.655	Cenário Provável R\$ 4,25/U\$	Cenário I -25% R\$ 3,19/U\$	Cenário II -50% R\$ 2,13/U\$
Impacto	100.312	- 247.821	- 595.954

Quadro 4 – Análise de sensibilidade – pelo aumento da cotação do dólar

Posição dez/15 U\$ 327.655	Cenário Provável R\$ 4,25/U\$	Cenário I +25% R\$ 5,31/U\$	Cenário II +50% R\$ 6,38/U\$
Impacto	100.312	448.445	796.578

Risco da Moeda

A Companhia está exposta ao risco de variação cambial, atrelado ao dólar norte- americano, através dos pagamentos de energia comprada de Itaipu e da dívida repactuada através da ECF 30002/2012 (Itaipu), sendo que este último representa maior risco para o resultado financeiro da empresa. Já com relação à energia comprada, a variação cambial tem o risco minimizado devido ao repasse ao consumidor na tarifa, através do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA.

Risco de preço

Reajuste Tarifário Anual 2015

Em 08 de setembro de 2015, a ANEEL autorizou o Reajuste Tarifário Anual – RTA da CELG D conduzindo a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 6,89%, sendo de 7,23%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 6,71%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, a ser aplicado nas tarifas da companhia a partir de 12 de setembro de 2015.

Esse reajuste ficou composto conforme itens a seguir:

Quadro 5 – Efeito Médio dos Reajustes Tarifários (RTA/14, RTE/15 e RTA/15)

Resultado	Reajuste Tarifário Anual 2014	Revisão Tarifária Extraordinária 2015	Reajuste Tarifário Anual 2015
Receita Requerida	3.576.708	4.609.922	4.969.107
Parcela A	2.509.994	3.543.208	3.825.678
Encargos Setoriais	256.516	984.391	1.308.938
Transporte De Energia	148.817	148.817	152.127
Compra De Energia	2.104.662	2.410.001	2.364.613
Parcela B	1.066.714	1.066.714	1.143.429
Receita Requerida Liquida	3.576.708	4.609.922	4.969.107
Receita Verificada	3.018.698	3.018.698	3.669.134
Componentes Financeiros	186.322	186.322	273.791
Índice Econômico	18,49%	28,89%	35,43%
Índice Financeiro	5,79%	0,00%	7,26%
Índice e Reposicionamento Total	24,27%	28,89%	42,69%
Efeito Médio ao Consumidor	21,64%	27,71%	6,89%

O efeito médio de 6,89% decorreu:

- ✓ Do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculado conforme Índice de Reajuste Tarifário estabelecido no contrato de concessão;
- ✓ Da retirada dos componentes financeiros estabelecidos na RTE 2015, que vigoraram até a data do reajuste em processamento;
- ✓ Da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes;
- ✓ Da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário anual de 2014, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

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, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

Risco de contratação de energia

O portfólio de contratos de energia até 31/12/2015 consiste nos seguintes componentes:

Quadro 06 – 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 (CCEARs) será estabelecida pelo próprio MME.

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 cem por cento dos 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 5 e 3 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do 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 Déficit), opção por redução dos CCEARs de energia existente 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.

Apesar de participarem dos leilões de energia solicitando o seu crescimento de mercado e a reposição de contratos que findaram as distribuidoras, dentre elas a CELG D, tiveram suas compras frustradas decorrentes de empreendedores que, apesar de terem vencido o leilão não construíram seus empreendimentos ou tiveram seu cronograma atrasado. Esta situação deixou as distribuidoras subcontratadas e expostas ao mercado de curto prazo. Por ser involuntária os custos desta exposição tem repasse garantido à tarifa e não implicam e penalização por não atendimento ao índice de 100% de contratação.

Nos últimos dois anos, o custo de geração de energia foi significativamente elevado, dado as condições hidrológicas desfavoráveis e o nível de exposição da companhia no mercado de curto prazo e, para garantir o equilíbrio total ou parcialmente dos custos com compra de energia, o Poder Concedente publicou o Decreto nº 7.891/13 e o Decreto nº 8.221/14, garantindo o repasse de recursos pela Conta CDE e Conta ACR para:

- Neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo;
- Cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

Com a escassez de recursos provenientes dessas contas e para mitigar os custos que possam ocorrer dadas as circunstâncias desfavoráveis de geração de energia, o Poder Concedente publicou o Decreto nº 8.401/15, criando o mecanismo das bandeiras tarifárias que deverão ser acionadas, sempre que os custos de geração sejam considerados elevados.

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 2015, 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.

Conforme mencionado na nota explicativa nº 1.3, em consequência da assinatura do quinto termo aditivo ao contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia, 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

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

Para atendimento as metas definidas pelo 5º Termo Aditivo do Contrato de Concessão, a Companhia, além das ações já em andamento contempladas no Plano de Resultados, enviado à ANEEL em abril de 2015, definiu um elenco adicional de ações incluídas nos Planos Operacionais e consolidados no Plano de Negócios 2016/2020, aprovado pela Diretoria Executiva e Conselho de Administração, em janeiro de 2016.

34. Eventos subsequentes

Repactuação da dívida de Itaipu

A Medida Provisória 677 que dispõe sobre contratos de concessão do setor elétrico, convertida em lei, permite às empresas incluídas no Programa Nacional de Desestatização – PND a partir de 2015, repactuar dívida em moeda estrangeira no prazo de 120 meses considerando os períodos de carência e amortização.

Caso a repactuação da dívida do repasse de Itaipu tivesse ocorrido em 2015, nos termos do Despacho ANEEL nº 310/2016 e com base na Lei nº 13.182/2015, a empresa não teria registrado no resultado variação cambial no total de R\$418 milhões, e consequentemente o seu passivo seria reduzido em igual valor.

Conselho da Administração: Marcos Aurélio Madureira da Silva, Sinval Zaidan Gama, Pedro Carlos Hosken Vieira, Claudio Sebastião de Almeida Machado, José Fernando Navarrete Pena e Simão Cirineu Dias.

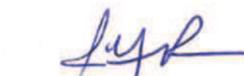
DIRETORIA



Sinval Zaidan Gama
Diretor Presidente
CPF-034.022.663-34



Cláudio Rubens Pinho Nilo
Diretor Econômico Financeiro
CPF - 263.229.786-91



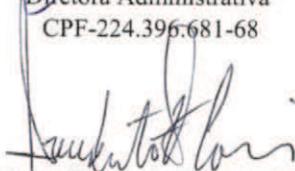
Auria Neiva Pereira
Diretora Administrativa
CPF-224.396.681-68



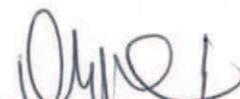
Francisco de Assis Soares
Diretor Distribuição
CPF- 131.106.916-04



Elie Issa El Chidiac
Diretor de Regulação
CPF-704.619.021-68



Humberto Eustáquio Tavares Corrêa
Diretor Técnico
CPF-061.055.481-68



Orion Andrade de Carvalho
Diretor Comercial
CPF- 189.252.271-34



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

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos
Acionistas, Conselheiros e Diretores da
CELG Distribuição S.A - CELG D
Goiás - GO

Examinamos as demonstrações financeiras da CELG Distribuição S.A. - CELG D (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para a obtenção de evidência a respeito de valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e a adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

Opinião sobre as demonstrações financeiras

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. - CELG D em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfases

Continuidade operacional

A Companhia apresenta histórico de deficiência de capital de giro, baixa rentabilidade e patrimônio líquido negativo e, em razão das características inerentes à sua atividade operacional e por exigência dos órgãos concedente e regulador, existe a necessidade de constantes e relevantes investimentos para manutenção e desenvolvimento das suas atividades, que não vem sendo supridos pelos resultados auferidos. Esses fatos indicam a existência de incerteza significativa, que pode levantar dúvida substancial quanto à continuidade operacional da Companhia. As demonstrações financeiras foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios, assim, não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos, que seriam requeridos na impossibilidade da Companhia continuar operando. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

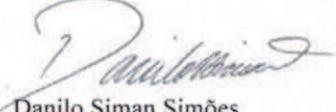
Fundo de Aporte

Conforme descrito na Nota Explicativa 11 foi criado o Fundo de Aporte à CELG D 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 originários decorrentes de ações ganhas pela CELG D que são transferidas para o Fundo. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Goiânia, 22 de março de 2016

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-SP

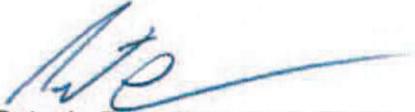
PARECER DO CONSELHO FISCAL

Examinamos o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Financeiras e respectivos documentos complementares da Celg Distribuição S.A. - CELG D ("Celg D"), referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, em cumprimento à Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e às disposições estatutárias. Fundamentado nos exames efetuados e, considerando, ainda, o Parecer dos Auditores Independentes sobre as respectivas Demonstrações Financeiras, emitido pela KPMG Auditores Independentes, em 22 de março de 2016, observadas as respectivas ênfases, bem como as informações e esclarecimentos recebidos da Administração da Celg D, opinamos que os referidos documentos estão em condições de serem apreciados na Assembleia Geral Ordinária de acionistas da Celg D.

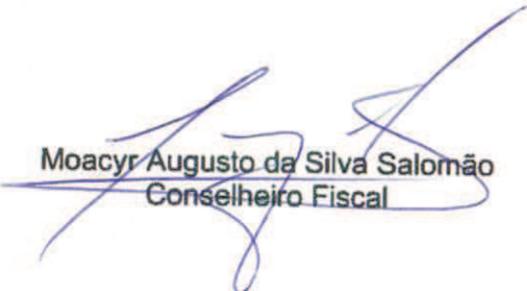
Goiânia, 22 de março de 2016.



Rodrigo Vilella-Ruiz
Presidente do Conselho Fiscal



Arthur Octavio Pinto Barreto de Mello
Conselheiro Fiscal



Moacyr Augusto da Silva Salomão
Conselheiro Fiscal

DECLARAÇÃO 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 2015.

Goiânia, 22, de março de 2016.



Sinval Zaidan Gama
Diretor Presidente
CPF-034.022.663-34



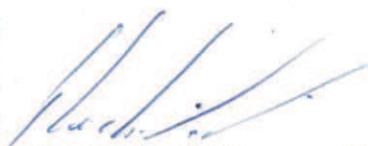
Cláudio Rubens Pinho Nilo
Diretor Econômico Financeiro
CPF - 263.229.786-91



Auria Neiva Pereira
Diretora Administrativa
CPF-224.396.681-68



Francisco de Assis Soares
Diretor Distribuição
CPF- 131.106.916-04



Elie Issa El Chidiac
Diretor de Regulação
CPF-704.619.021-68



Humberto Eustáquio Tavares Corrêa
Diretor Técnico
CPF-061.055.481-68



Orion Andrade de Carvalho
Diretor Comercial
CPF- 189.252.271-34

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 22.03.2016, emitido pela KPMG Auditores Independentes, referente às Demonstrações Financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2015.

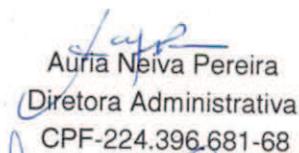
Goiânia, 22 de março de 2016.



Sinval Zaldan Gama
Diretor Presidente
CPF-034.022.663-34



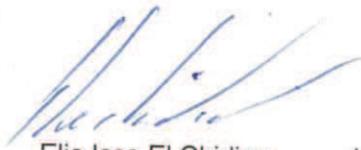
Cláudio Rubens Pinho Nilo
Diretor Econômico Financeiro
CPF - 263.229.786-91



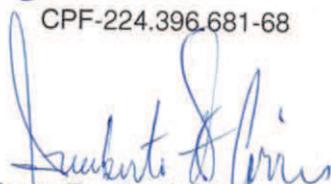
Auria Neiva Pereira
Diretora Administrativa
CPF-224.396.681-68



Francisco de Assis Soares
Diretor Distribuição
CPF- 131.106.916-04



Elie Issa El Chidiac
Diretor de Regulação
CPF-704.619.021-68



Humberto Eustáquio Tavares Corrêa
Diretor Técnico
CPF-061.055.481-68



Orion Andrade de Carvalho
Diretor Comercial
CPF- 189.252.271-34