

São Paulo, 13 de novembro de 2017 – A CPFL Energia S.A. (B3: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 3T17**. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação aplicável. As comparações referem-se ao 3T16, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 3T17

Indicadores (R\$ Milhões)	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	15.933	13.454	18,4%	48.748	41.504	17,5%
Mercado Cativo	10.770	9.549	12,8%	33.894	30.240	12,1%
Cliente Livre	5.162	3.905	32,2%	14.854	11.264	31,9%
Receita Operacional Bruta	11.073	7.377	50,1%	28.960	22.189	30,5%
Receita Operacional Líquida	7.784	4.783	62,7%	19.285	13.600	41,8%
EBITDA ⁽¹⁾	1.275	1.120	13,8%	3.498	3.121	12,1%
Lucro Líquido	390	269	44,9%	745	742	0,5%
Investimentos ⁽²⁾	544	636	-14,4%	1.923	1.595	20,6%

Notas:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório;

(2) Inclui investimento relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros da Concessão" (ativo não circulante). Não inclui obrigações especiais.

DESTAQUES 3T17

- **Aumento da carga** na área de concessão **(+4,2%)**;
- Redução da **demanda contratada: -0,9%** Fora Ponta e **-1,3%** Ponta (set/17 x set/16);
- Aumentos de **62,7%** na **Receita Operacional Líquida** e de **13,8%** no **EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 544 milhões**;
- Dívida líquida *pro forma* de **R\$ 13,7 bilhões** e alavancagem de **3,24x Dívida Líquida/EBITDA pro forma**;
- **Reajuste tarifário da CPFL Piratininga**, em out/17, com um **efeito médio de +17,28%** a ser percebido pelos consumidores;
- **Status atual da transação State Grid**: OPA de Tag Along registrada pela CVM; leilão ocorrerá em 30/nov, conforme Edital divulgado em 31/out;
- Lançamento do **CPFL Inova**, programa de inovação aberta criado pela CPFL Energia em parceria com a Endeavor Brasil.

Teleconferência em Português com Tradução Simultânea para o Inglês (Q&A Bilingue)

- Quinta-feira, 23 de novembro de 2017 – 11h00 (Brasília), 08h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)

Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083
ri@cpfl.com.br
www.cpfl.com.br/ri

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	5
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	5
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	6
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo	6
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres).....	7
2.2) Demanda Contratada (% - alta tensão)	8
2.3) Capacidade Instalada da Geração.....	8
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	9
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	11
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	11
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	11
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	12
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	12
4.2) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão	13
4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	13
4.4) Receita Operacional	14
4.5) Custo com Energia Elétrica	14
4.6) Custos e Despesas Operacionais	16
4.7) EBITDA.....	18
4.8) Resultado Financeiro.....	19
4.9) Lucro Líquido.....	21
5) ENDIVIDAMENTO.....	22
5.1) Dívida (IFRS).....	22
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	23
5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	23
5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	24
5.3) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem	25
6) INVESTIMENTOS	26
6.1) Investimentos realizados	26
6.2) Investimentos projetados	26
7) MERCADO DE CAPITAIS.....	27
7.1) Desempenho das Ações	27
7.2) Volume Médio Diário	28
8) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	28
9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	29
9.1) Transação State Grid	30
10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	31
10.1) Segmento de Distribuição	31
10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	31
10.1.1.1) Reclassificação da Atualização do Ativo Financeiro da Concessão.....	31
10.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	31
10.1.1.3) Receita Operacional.....	32
10.1.1.4) Custo com Energia Elétrica.....	33
10.1.1.5) Custos e Despesas Operacionais	35
10.1.1.6) EBITDA.....	37
10.1.1.7) Resultado Financeiro	37

10.1.1.8) Lucro Líquido.....	39
10.1.2) Eventos tarifários.....	40
10.1.3) Indicadores Operacionais.....	41
10.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	43
10.2.1) Segmento de Comercialização	43
10.2.2) Segmento de Serviços	43
10.3) Segmento de Geração Convencional	44
10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	44
10.3.1.1) Receita Operacional.....	44
10.3.1.2) Custo com Energia Elétrica.....	44
10.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais	45
10.3.1.4) Equivalência Patrimonial	46
10.3.1.5) EBITDA.....	47
10.3.1.6) Resultado Financeiro	47
10.3.1.7) Lucro Líquido.....	48
10.4) CPFL Renováveis.....	48
10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	48
10.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis.....	48
10.4.1.2) Receita Operacional.....	49
10.4.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	49
10.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais	49
10.4.1.5) EBITDA.....	50
10.4.1.6) Resultado Financeiro	50
10.4.1.7) Lucro Líquido.....	51
10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	51
11) ANEXOS.....	52
11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	52
11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	53
11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	54
11.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	55
11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional.....	56
11.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	57
11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	58
11.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (sem RGE Sul)	59
11.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	60
11.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	63
11.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	64
11.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	65

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O grupo CPFL continuou bastante ativo no terceiro trimestre deste ano, promovendo melhorias em suas operações e gestão, participando ativamente nas discussões sobre aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico e acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do 3T17 refletiram tais avanços e as condições de mercado no período. O segmento de distribuição apresentou expressiva alta nas vendas de energia (+4,2%), desconsiderando-se o efeito positivo da aquisição da RGE Sul. As classes residencial, industrial e comercial registraram crescimento de 4,4%, 2,8% e 1,0%, respectivamente, refletindo a baixa base comparativa de 2016 e a retomada da atividade econômica. A aquisição da RGE Sul, consolidada desde novembro de 2016, adicionou 2.045 GWh aos volumes vendidos no 3T17.

A geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 1.275 milhões no 3T17, um aumento de 13,8%, refletindo principalmente a contribuição da consolidação integral da RGE Sul e a melhora nos resultados dos segmentos de Geração Convencional, Geração Renovável, Comercialização e Serviços. A alavancagem consolidada da CPFL Energia alcançou 3,24x dívida líquida/EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, estável em relação aos trimestres anteriores. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros verificadas ao longo do ano estão beneficiando a Companhia, que tem cerca de 3/4 de sua dívida atrelada ao CDI.

A Companhia apresentou avanços e conquistas ao longo do trimestre. Continuamos a promover revisões organizacionais com objetivo de simplificar nossos processos e estrutura, sempre visando maior foco nos negócios. Vale destacar o elevado valor de investimentos na base de ativos das distribuidoras CPFL Paulista, RGE e RGE Sul, que passarão pelo processo de revisão tarifária em 2018.

Além disso, tivemos o lançamento do programa “CPFL Inova” no dia 19 de outubro, quando se comemorou o Dia da Inovação. A iniciativa é um programa de inovação aberta criado pela CPFL Energia em parceria com a Endeavor Brasil, ONG global de fomento ao empreendedorismo. O projeto terá sete meses de duração e pretende acelerar até 12 empresas que ofereçam soluções aplicáveis ao setor de energia e infraestrutura.

Em relação ao processo de venda do controle da CPFL Energia, tivemos um desfecho em relação à OPA Mandatória da Companhia. Em 26 de outubro, a CVM aprovou formalmente todos os documentos relevantes e a continuidade da OPA por alienação de controle. Em 31 de outubro, a Companhia divulgou um Fato Relevante informando sobre a publicação, naquela data, do Edital da Oferta. O leilão ocorrerá em 30 de novembro.

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor para nossos acionistas e em nosso plano de investimentos (cerca de R\$ 2,8 bilhões para 2017 e mais de R\$ 10 bilhões para os próximos 5 anos), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes e a confiança de nossos acionistas controladores, reforçando o compromisso do grupo CPFL com sua estratégia de desenvolvimento de longo prazo.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, estando cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios do país.

Andre Dorf

Presidente da CPFL Energia

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Mercado Cativo	10.770	9.549	12,8%	33.894	30.240	12,1%
Cliente Livre	5.162	3.905	32,2%	14.854	11.264	31,9%
Total	15.933	13.454	18,4%	48.748	41.504	17,5%

Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul) - GWh						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Mercado Cativo	9.260	9.549	-3,0%	28.704	30.240	-5,1%
Cliente Livre	4.628	3.905	18,5%	13.317	11.264	18,2%
Total	13.888	13.454	3,2%	42.021	41.504	1,2%

Nota: A RGE Sul passou a ser consolidada em novembro de 2016. Para mais informações, vide item 3.2 deste relatório.

No 3T17, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 15.933 GWh, um aumento de 18,4%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas na área de concessão totalizariam 13.888 GWh, um aumento de 3,2%.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 10.770 GWh no 3T17, um aumento de 12,8% devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 9.260 GWh, uma redução de 3,0%, ainda refletindo a migração de clientes para o mercado livre. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 5.162 GWh no 3T17, um aumento de 32,2%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, a quantidade de energia faturada por meio da TUSD atingiria 4.628 GWh, um aumento de 18,5%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	3T17	3T16	Var.	Part.	9M17	9M16	Var.	Part.
Residencial	4.538	3.755	20,8%	28,5%	14.256	12.023	18,6%	29,2%
Industrial	6.221	5.338	16,5%	39,0%	18.030	15.802	14,1%	37,0%
Comercial	2.478	2.171	14,1%	15,6%	8.102	7.173	13,0%	16,6%
Outros	2.696	2.189	23,2%	16,9%	8.360	6.506	28,5%	17,1%
Total	15.933	13.454	18,4%	100,0%	48.748	41.504	17,5%	100,0%

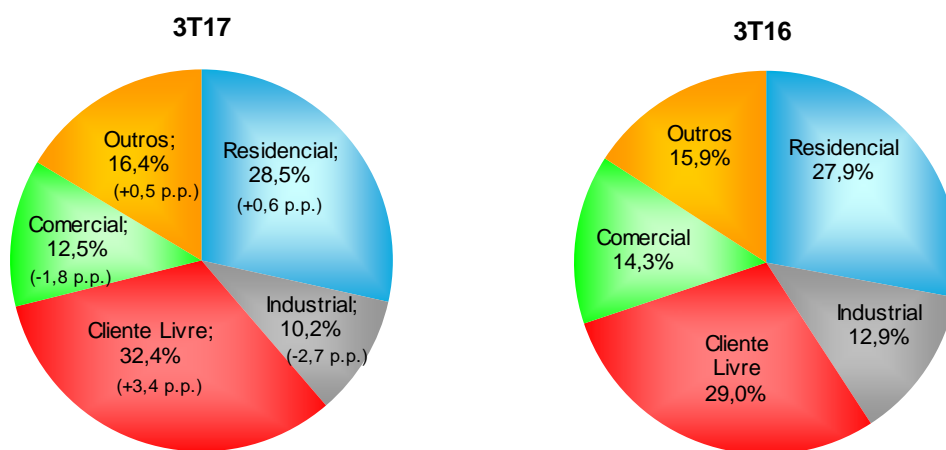
Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul) - GWh								
	3T17	3T16	Var.	Part.	9M17	9M16	Var.	Part.
Residencial	3.921	3.755	4,4%	28,2%	12.227	12.023	1,7%	29,1%
Industrial	5.487	5.338	2,8%	39,5%	15.908	15.802	0,7%	37,9%
Comercial	2.194	2.171	1,0%	15,8%	7.143	7.173	-0,4%	17,0%
Outros	2.287	2.189	4,5%	16,5%	6.742	6.506	3,6%	16,0%
Total	13.888	13.454	3,2%	100,0%	42.021	41.504	1,2%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.10.

Destacam-se no 3T17, na área de concessão:

- Classes residencial e comercial (28,5% e 15,6% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 20,8% e 14,1%, respectivamente, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos aumentos de 4,4% e 1,0%, respectivamente. Destaque na classe residencial para o crescimento do CPC (Consumo por Consumidor - kWh/UC/mês), em 2,2%, incremento de 2,0% no volume de unidades consumidoras, maior número de dias do ciclo de faturamento, em 0,8%, e temperaturas mais amenas neste ano, em -0,6%;
- Classe industrial (39,0% das vendas totais):** aumento de 16,5%, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos um aumento de 2,8%, refletindo o desempenho das principais atividades industriais na área de concessão da CPFL Energia, que apresentam o segundo crescimento consecutivo na margem.

2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 3T16 para o 3T17.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	4.538	3.755	20,8%	14.256	12.023	18,6%
Industrial	1.631	1.738	-6,1%	4.939	5.415	-8,8%
Comercial	1.988	1.922	3,4%	6.584	6.447	2,1%
Outros	2.613	2.134	22,4%	8.116	6.355	27,7%
Total	10.770	9.549	12,8%	33.894	30.240	12,1%

Vendas no Mercado Cativo (sem RGE Sul) - GWh						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	3.921	3.755	4,4%	12.227	12.023	1,7%
Industrial	1.396	1.738	-19,6%	4.241	5.415	-21,7%
Comercial	1.739	1.922	-9,6%	5.735	6.447	-11,0%
Outros	2.205	2.134	3,3%	6.501	6.355	2,3%
Total	9.260	9.549	-3,0%	28.704	30.240	-5,1%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.11.

O aumento de 12,8% (1.221 GWh) nas vendas para o mercado cativo, de 9.549 GWh no 3T16 para 10.770 GWh no 3T17, foi influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 9.260 GWh no 3T17, representando uma redução de 3,0%, decorrente principalmente do desempenho das classes industrial (-19,6%) e comercial (-9,6%), refletindo a migração de clientes para o mercado livre, como explicado no item 2.1.

2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

Cliente Livre - GWh						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Industrial	4.590	3.601	27,5%	13.092	10.387	26,0%
Comercial	489	249	96,6%	1.518	726	109,1%
Outros	83	55	50,8%	244	151	61,6%
Total	5.162	3.905	32,2%	14.854	11.264	31,9%

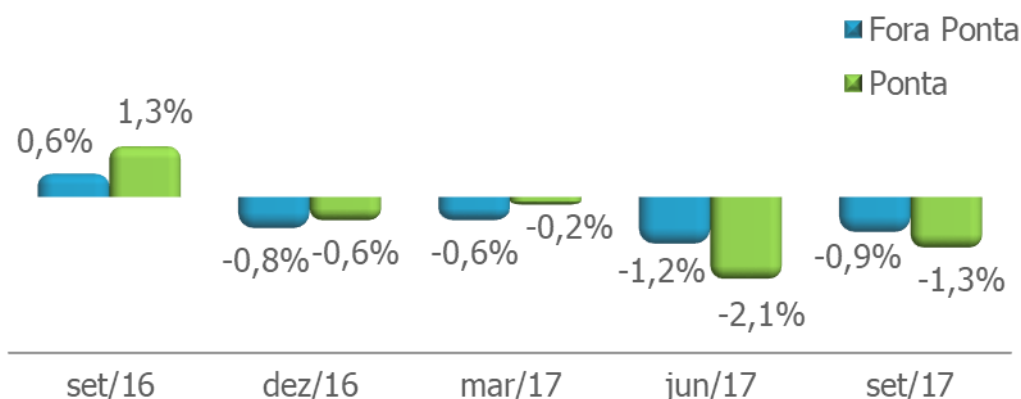
Cliente Livre (sem RGE Sul) - GWh						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Industrial	4.090	3.601	13,6%	11.667	10.387	12,3%
Comercial	455	249	83,0%	1.409	726	94,0%
Outros	82	55	48,6%	241	151	59,6%
Total	4.628	3.905	18,5%	13.317	11.264	18,2%

Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
CPFL Paulista	2.421	2.067	17,1%	6.950	5.910	17,6%
CPFL Piratininga	1.478	1.232	20,0%	4.274	3.652	17,0%
RGE	596	523	13,9%	1.725	1.455	18,6%
CPFL Santa Cruz	35	16	118,2%	93	41	125,6%
CPFL Jaguari	48	24	99,2%	135	76	78,9%
CPFL Mococa	10	7	46,1%	27	21	25,5%
CPFL Leste Paulista	15	14	7,3%	44	42	6,2%
CPFL Sul Paulista	25	22	15,0%	69	68	2,0%
RGE Sul (*)	534	-	-	1.538	-	-
Total	5.162	3.905	32,2%	14.854	11.264	31,9%

Nota: (*) Considera a quantidade de energia faturada por meio da TUSD do 3T17 e 9M17.

2.2) Demanda Contratada (% - alta tensão)

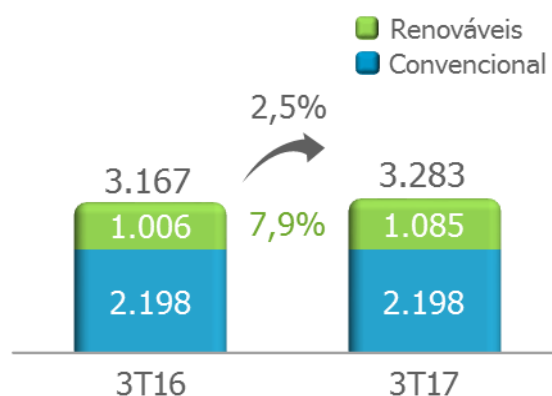
Evolução da Demanda Contratada | % em relação ao mesmo mês do ano anterior



2.3) Capacidade Instalada da Geração

No 3T17, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcança 3.167 MW, representando uma expansão de 2,5% em relação ao 3T16. Esse aumento deve-se ao início da operação comercial dos Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa.

Capacidade Instalada da Geração | MW



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,61%.

3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As participações societárias detidas pela CPFL Energia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas nas tabelas a seguir. Com exceção: (i) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA, que a partir de 1º de janeiro de 2013, deixaram de ser consolidadas e passaram a ser registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 30 de setembro de 2017 e de 2016, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

Desde 1º de novembro de 2016 a CPFL Energia passou a fazer a consolidação integral da RGE Sul.

Distribuição de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.366	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.710	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	255	1.477	30 anos	Novembro de 2027
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	118	1.333	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	212	30 anos	Julho de 2045
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	58	30 anos	Julho de 2045
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	41	30 anos	Julho de 2045
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	86	30 anos	Julho de 2045
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	47	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	1 Hidrelétrica, 3 PCHs (a)	1.295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") (b)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (c)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs (d)	4	4

Notas:

- (a) PCH - Pequena Central Hidrelétrica;
- (b) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral;
- (c) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total);
- (d) CGH - Central Geradora Hidrelétrica;

Comercialização de energia	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%

Prestação de serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda. ("Nect")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi") (e)	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD") (f)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

- (e) Em setembro de 2014 a controlada direta TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi"), foi constituída com o objetivo de prestar serviços de informática, manutenção em tecnologias da informação, atualização de sistema, desenvolvimento e customização de programas e manutenção de computadores e equipamentos periféricos;
- (f) Em agosto de 2015 foi constituída a empresa CPFL GD S.A., controlada integralmente pela CPFL Eficiência Energética S.A., com o objetivo principalmente de prestação de serviços e consultoria em geral no mercado de energia elétrica e comercialização de bens relacionados a centrais de geração de energia elétrica;

Outros	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda. ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda. ("Jaguarí Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo") (g)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

(g) Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional ("SIN").

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de setembro de 2017, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,61% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

A CPFL Renováveis é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de agosto de 2011, de forma integral (100%) linha a linha, sendo a parcela dos acionistas não-controladores destacada após o fechamento do lucro líquido na Demonstração de Resultados, em "lucro líquido atribuído aos acionistas não-controladores" e no Patrimônio Líquido, em linha de mesmo nome.

3.2) Consolidação da RGE Sul

Em 30 de setembro de 2017, a CPFL Energia detinha participação indireta de 100% do capital social da RGE Sul por meio da CPFL Jaguariúna. A RGE Sul é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de novembro de 2016, de forma integral (100%) linha a linha.

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro

De acordo com a orientação da SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*) e conforme os itens 100(a) e (b) da *Regulation G*, com a divulgação dos resultados do 4T16/2016, a fim de evitar a divulgação de medidas *non-GAAP*, passamos a não mais divulgar o desempenho econômico-financeiro considerando a consolidação proporcional dos projetos de geração e o ajuste dos números por itens não-recorrentes, focando a divulgação no critério do IFRS. Apenas no capítulo 5, do Endividamento, é que continuamos apresentando as informações no critério dos *covenants* financeiros, considerando que a devida conciliação com os números no critério do IFRS estão apresentadas no item 11.12 deste relatório.

4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	11.073	7.377	50,1%	28.960	22.189	30,5%
Receita Operacional Líquida	7.784	4.783	62,7%	19.285	13.600	41,8%
Custo com Energia Elétrica	(5.246)	(2.771)	89,4%	(12.205)	(7.963)	53,3%
Custos e Despesas Operacionais	(1.738)	(1.277)	36,1%	(4.978)	(3.654)	36,2%
Resultado do Serviço	800	735	8,8%	2.102	1.983	6,0%
EBITDA¹	1.275	1.120	13,8%	3.498	3.121	12,1%
Resultado Financeiro	(343)	(417)	-17,6%	(1.198)	(1.000)	19,8%
Lucro Antes da Tributação	546	387	41,3%	1.157	1.185	-2,3%
Lucro Líquido	390	269	44,9%	745	742	0,5%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório.

4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
3T17								
Receita operacional líquida	6.140	293	597	986	130	14	(376)	7.784
Custos e despesas operacionais	(5.652)	(73)	(189)	(944)	(110)	(8)	376	(6.600)
Depreciação e amortização	(190)	(31)	(158)	(1)	(5)	(0)	-	(385)
Resultado do serviço	299	189	250	41	15	5	-	800
Equivalência patrimonial	-	90	-	-	-	-	-	90
EBITDA	488	310	408	42	21	6	-	1.274
Resultado financeiro	(130)	(64)	(120)	(9)	0	(20)	-	(343)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	168	215	130	32	16	(15)	-	546
Imposto de renda e contribuição social	(77)	(41)	(24)	(12)	(3)	1	-	(156)
Lucro (prejuízo) líquido	91	175	106	21	13	(14)	-	390
3T16 (Reapresentado)								
Receita operacional líquida	3.613	257	508	561	118	30	(303)	4.783
Custos e despesas operacionais	(3.182)	(46)	(163)	(505)	(94)	(45)	303	(3.731)
Depreciação e amortização	(142)	(31)	(138)	(1)	(4)	(1)	-	(317)
Resultado do serviço	289	180	206	54	21	(16)	-	735
Equivalência patrimonial	-	69	-	-	-	-	-	69
EBITDA	431	280	345	55	24	(15)	-	1.120
Resultado financeiro	(194)	(113)	(132)	5	2	15	-	(417)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	95	135	75	59	22	(1)	-	387
Imposto de renda e contribuição social	(44)	(22)	(23)	(20)	(5)	(4)	-	(117)
Lucro (prejuízo) líquido	52	113	52	39	18	(4)	-	269
Variação								
Receita operacional líquida	69,9%	14,2%	17,6%	75,9%	10,2%	-54,9%	23,9%	62,7%
Custos e despesas operacionais	77,6%	60,1%	16,3%	86,8%	16,8%	-82,8%	23,9%	76,9%
Depreciação e amortização	33,6%	-0,1%	14,0%	-25,1%	44,6%	-50,7%	-	21,5%
Resultado do serviço	3,3%	5,0%	21,1%	-23,9%	-25,2%	-	-	8,8%
Equivalência patrimonial	-	30,8%	-	-	-	-	-	30,8%
EBITDA	13,3%	10,8%	18,2%	-23,9%	-15,0%	-	-	13,8%
Resultado financeiro	-32,7%	-44,0%	-8,7%	-	-73,1%	-	-	-17,6%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	76,1%	59,1%	73,6%	-45,8%	-28,8%	2400,8%	-	41,3%
Imposto de renda e contribuição social	76,2%	83,1%	4,5%	-41,8%	-34,5%	-	-	33,0%
Lucro (prejuízo) líquido	76,0%	54,4%	104,2%	-47,8%	-27,3%	246,8%	-	44,9%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 10.

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
9M17								
Receita operacional líquida	15.343	830	1.416	2.370	353	68	(1.095)	19.285
Custos e despesas operacionais	(13.777)	(179)	(549)	(2.252)	(293)	(86)	1.095	(16.041)
Depreciação e amortização	(569)	(92)	(462)	(2)	(14)	(2)	-	(1.142)
Resultado do serviço	997	559	406	115	46	(21)	-	2.102
Equivalência patrimonial	-	253	-	-	-	-	-	253
EBITDA	1.566	904	867	117	61	(19)	-	3.497
Resultado financeiro	(478)	(266)	(376)	(30)	2	(50)	-	(1.198)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	520	546	29	85	49	(71)	-	1.157
Imposto de renda e contribuição social	(235)	(97)	(50)	(29)	(11)	11	-	(412)
Lucro (prejuízo) líquido	284	449	(21)	56	38	(60)	-	745
9M16 (Reapresentado)								
Receita operacional líquida	10.708	740	1.164	1.478	298	49	(837)	13.600
Custos e despesas operacionais	(9.235)	(146)	(440)	(1.374)	(237)	(85)	837	(10.680)
Depreciação e amortização	(422)	(93)	(407)	(3)	(10)	(3)	-	(937)
Resultado do serviço	1.051	501	317	101	51	(38)	-	1.983
Equivalência patrimonial	-	201	-	-	-	-	-	201
EBITDA	1.473	795	724	104	61	(35)	-	3.121
Resultado financeiro	(350)	(284)	(394)	14	3	10	-	(1.000)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	701	418	(77)	115	54	(28)	-	1.185
Imposto de renda e contribuição social	(274)	(74)	(40)	(36)	(13)	(5)	-	(443)
Lucro (prejuízo) líquido	427	344	(117)	79	41	(33)	-	742
Variação								
Receita operacional líquida	43,3%	12,1%	21,6%	60,4%	18,5%	37,5%	30,9%	41,8%
Custos e despesas operacionais	49,2%	22,3%	24,6%	63,9%	23,5%	2,1%	30,9%	50,2%
Depreciação e amortização	35,1%	-0,7%	13,5%	-16,3%	44,8%	-9,4%	-	22,0%
Resultado do serviço	-5,1%	11,5%	28,0%	14,0%	-9,3%	-44,6%	-	6,0%
Equivalência patrimonial	-	25,8%	-	-	-	-	-	25,8%
EBITDA	6,4%	13,7%	19,8%	13,1%	-0,5%	-47,1%	-	12,1%
Resultado financeiro	36,5%	-6,3%	-4,4%	-	-25,2%	-	-	19,8%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	-25,9%	30,5%	-	-26,0%	-10,2%	158,2%	-	-2,3%
Imposto de renda e contribuição social	-14,2%	30,6%	25,6%	-18,5%	-17,5%	-	-	-7,0%
Lucro (prejuízo) líquido	-33,5%	30,4%	-82,3%	-29,4%	-7,9%	85,2%	-	0,5%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 10.

4.2) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão

A Companhia e suas controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho.

Conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado do 3T16.

4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 3T17, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.245 milhões, comparado a um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 558 milhões no 3T16, uma variação de R\$ 1.803 milhões.

Em 30 de setembro de 2017, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 107 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 1.254 milhões em 30 de junho de 2017 e um saldo negativo de R\$ 435 milhões em 30 de setembro de 2016.

Conforme estabelecido pela regulação aplicável, eventuais ativos ou passivos financeiros setoriais devem ser incorporados à tarifa das distribuidoras nos seus respectivos eventos tarifários anuais.

4.4) Receita Operacional

No 3T17, a receita operacional bruta atingiu R\$ 11.073 milhões, representando um aumento de 50,1% (R\$ 3.696 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.289 milhões no 3T17, representando um aumento de 26,8% (R\$ 695 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 7.784 milhões no 3T17, registrando um aumento de 62,7% (R\$ 3.001 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 2.527 milhões, devido principalmente à aquisição da RGE Sul (para maiores detalhes, vide item 10.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 425 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no montante de R\$ 89 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 36 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 12 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 73 milhões, devido a eliminações;
- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 17 milhões.

4.5) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	596	462	28,8%	1.764	1.513	16,6%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	114	80	42,2%	316	170	86,1%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	4.541	2.169	109,4%	10.366	5.960	73,9%
Crédito de PIS e COFINS	(478)	(246)	94,4%	(1.134)	(698)	62,5%
Total	4.773	2.466	93,6%	11.312	6.945	62,9%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	492	198	147,8%	988	602	64,1%
Encargos de Transporte de Itaipu	66	13	395,7%	97	39	149,7%
Encargos de Conexão	31	22	39,8%	91	57	57,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	8	9	-19,0%	30	28	5,0%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(76)	85	-	(224)	282	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	(0)	6	-	(0)	107	-
Crédito de PIS e COFINS	(47)	(29)	65,4%	(87)	(97)	-10,3%
Total	473	305	55,3%	894	1.018	-12,2%
Custo com Energia Elétrica	5.246	2.771	89,4%	12.205	7.963	53,3%

Custo com Energia Elétrica (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	497	462	7,4%	1.469	1.513	-2,9%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	108	80	34,2%	266	170	56,6%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	3.979	2.169	83,4%	9.074	5.960	52,2%
Crédito de PIS e COFINS	(418)	(246)	69,8%	(986)	(698)	41,3%
Total	4.165	2.466	68,9%	9.823	6.945	41,4%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	403	198	103,3%	816	602	35,5%
Encargos de Transporte de Itaipu	55	13	313,3%	81	39	108,1%
Encargos de Conexão	21	22	-5,0%	62	57	7,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	8	9	-19,0%	30	28	5,0%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(76)	85	-	(224)	282	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	13	6	132,0%	32	107	-70,2%
Crédito de PIS e COFINS	(37)	(29)	30,6%	(67)	(97)	-31,0%
Total	387	305	27,0%	728	1.018	-28,4%
Custo com Energia Elétrica	4.552	2.771	64,3%	10.552	7.963	32,5%

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

No 3T17, o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 5.246 milhões, registrando um aumento de 89,4% (R\$ 2.476 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 4.773 milhões no 3T17, um aumento de 93,6% (R\$ 2.307 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação no 3T17. O custo total da energia comprada para revenda com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação no 3T16) totalizou R\$ 607 milhões no 3T17;
 - (ii) Aumento de 83,4% (R\$ 1.810 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido aos aumentos de 65,9% no preço médio de compra (R\$ 275,23/MWh no 3T17 vs. R\$ 165,91/MWh no 3T16) e de 10,6% (1.383 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 7,4% (R\$ 34 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 10,8% no preço médio de compra (R\$ 200,53/MWh no 3T17 vs. R\$ 180,93/MWh no 3T16), parcialmente compensado pela redução de 3,1% (79 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iv) Aumento de 34,2% (R\$ 27 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de 69,8% (R\$ 172 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 473 milhões no 3T17, um aumento de 55,3% (R\$ 169 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação no 3T17. Os encargos totais de uso do sistema de transmissão e distribuição com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação no 3T16) totalizaram R\$ 86 milhões no 3T17;
 - (ii) Aumento de 103,3% (R\$ 205 milhões) nos encargos da rede básica;

- (iii) Aumento de 313,3% (R\$ 42 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;
- (iv) Aumento de 132,0% (R\$ 7 milhões) nos Encargos de Energia de Reserva – EER;

Parcialmente compensados por:

- (v) Variação de R\$ 160 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, passando de uma despesa de R\$ 85 milhões no 3T16 para uma receita de R\$ 76 milhões no 3T17;
- (vi) Aumento de 30,6% (R\$ 9 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (vii) Aumento de R\$ 3 milhões nos encargos de conexão e de uso do sistema de distribuição.

4.6) Custos e Despesas Operacionais

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.738 milhões no 3T17, comparado a R\$ 1.277 milhões no 3T16, um aumento de 36,1% (R\$ 461 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

PMSO

O item PMSO atingiu R\$ 726 milhões no 3T17, comparado a R\$ 613 milhões no 3T16, um aumento de 18,5% (R\$ 113 milhões).

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	3T17	3T16	Variação		9M17	9M16	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(329)	(261)	(68)	26,0%	(998)	(773)	(225)	29,1%
Material	(69)	(65)	(5)	7,2%	(182)	(144)	(38)	26,6%
Serviços de Terceiros	(174)	(157)	(17)	11,0%	(548)	(463)	(85)	18,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(154)	(131)	(23)	17,8%	(543)	(470)	(73)	15,6%
<i>PDD</i>	(33)	(34)	1	-3,9%	(119)	(130)	11	-8,6%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(14)	(29)	15	-51,9%	(128)	(138)	11	-7,6%
<i>Outros</i>	(107)	(67)	(40)	59,1%	(296)	(201)	(95)	47,1%
Total PMSO Reportado	(726)	(613)	(113)	18,5%	(2.271)	(1.850)	(421)	22,8%
PMSO RGE Sul								
Pessoal	(36)				(117)			
Material	(7)				(23)			
Serviços de Terceiros	(31)				(93)			
Outros Custos/Despesas Operacionais	(4)				(60)			
<i>PDD</i>	(8)				(22)			
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	30				6			
<i>Outros</i>	(26)				(44)			
Total PMSO RGE Sul	(78)				(294)			
PMSO (-) RGE Sul								
Pessoal	(293)	(261)	(32)	12,3%	(881)	(773)	(108)	13,9%
Material	(62)	(65)	3	-4,0%	(159)	(144)	(15)	10,5%
Serviços de Terceiros	(143)	(157)	14	-8,7%	(455)	(463)	8	-1,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(150)	(131)	(19)	14,8%	(482)	(470)	(13)	2,8%
<i>PDD</i>	(25)	(34)	9	-26,1%	(97)	(130)	33	-25,5%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(44)	(29)	(14)	49,2%	(134)	(138)	4	-3,2%
<i>Outros</i>	(81)	(67)	(14)	20,7%	(252)	(201)	(51)	25,1%
Total PMSO (-) RGE Sul	(648)	(613)	(35)	5,7%	(1.978)	(1.850)	(128)	6,9%

(i) **Pessoal** - aumento de 26,0% (R\$ 68 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 36 milhões);
- ✓ Aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, Nect, CPFL Total, Authi e CPFL Eficiência (R\$ 22 milhões);
- ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 13 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Outros efeitos (R\$ 3 milhões);

- (ii) **Material** - aumento de 7,2% (R\$ 5 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 7 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Outros efeitos (R\$ 2 milhões);
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 11,0% (R\$ 17 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 31 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 7 milhões);
 - ✓ Serviços ligados a transportes (R\$ 6 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 1 milhão);
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – aumento de 17,8% (R\$ 23 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 4 milhões);
 - ✓ Aumento da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (R\$ 15 milhões);
 - ✓ Aumento de 49,2% nas despesas legais e judiciais (R\$ 14 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 1 milhão);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Redução de 26,1% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 9 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.012 milhões no 3T17, comparado a R\$ 664 milhões no 3T16, registrando um aumento de 52,3% (R\$ 347 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 149 milhões);
- Aumento de 50,2% (R\$ 163 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 10,0% (R\$ 2 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2017;
- Aumento de 12,7% (R\$ 32 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- Aumento de 1,2% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

4.7) EBITDA

No 3T17, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.275 milhões, registrando um aumento de 13,8% (R\$ 154 milhões). O EBITDA é calculado conforme a Instrução CVM 527/12 e demonstrado na tabela abaixo:

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Lucro Líquido	390	269	44,9%	745	742	0,5%
Depreciação e Amortização	385	317		1.143	937	
Resultado Financeiro	343	417		1.198	1.000	
Imposto de Renda / Contribuição Social	156	117		412	443	
EBITDA	1.275	1.120	13,8%	3.498	3.121	12,1%

4.8) Resultado Financeiro

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado. No entanto, os impactos causados pela aquisição da RGE Sul no resultado da CPFL Energia (em função de redução de Caixa e aumento de Endividamento para *funding* da aquisição, entre outros) não foram excluídos em nossas análises.

No 3T17, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 343 milhões, uma redução de 17,6% (R\$ 73 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 417 milhões, registrada no 3T16.

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	94	187	-49,6%	384	485	-20,9%
Acréscimos e Multas Moratórias	61	58	4,8%	204	175	16,4%
Atualização de Créditos Fiscais	10	10	3,5%	15	27	-45,3%
Atualização de Depósitos Judiciais	14	9	49,1%	40	27	48,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	21	30	-	50	132	-61,9%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	4	2	93,6%	9	13	-31,0%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	(1)	(6)	-81,4%	-	51	-100,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(10)	(23)	-55,8%	(37)	(45)	-17,0%
PIS e COFINS sobre JCP	(2)	(0)	11006,8%	(2)	(1)	36,1%
Outros	15	20	-23,2%	46	69	-32,8%
Total	206	286	-28,2%	709	932	-24,0%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(393)	(448)	-12,1%	(1.321)	(1.316)	0,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(98)	(227)	-56,6%	(436)	(515)	-15,3%
(-) Juros Capitalizados	8	18	-56,4%	42	52	-19,5%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(30)	(1)	2950,6%	(81)	(17)	368,1%
Uso do Bem Público - UBP	(1)	(4)	-75,0%	(5)	(12)	-62,6%
Outros	(34)	(42)	-19,7%	(106)	(124)	-14,5%
Total	(549)	(703)	-21,9%	(1.907)	(1.932)	-1,3%
Resultado Financeiro	(343)	(417)	-17,6%	(1.198)	(1.000)	19,8%

Resultado Financeiro (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	91	187	-51,2%	371	485	-23,5%
Acréscimos e Multas Moratórias	49	58	-15,1%	161	175	-7,9%
Atualização de Créditos Fiscais	10	10	3,5%	15	27	-45,3%
Atualização de Depósitos Judiciais	13	9	40,6%	38	27	40,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	21	30	-	50	132	-62,2%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	4	2	93,6%	9	13	-31,0%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	(1)	(6)	-81,4%	-	51	-100,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(10)	(23)	-55,8%	(37)	(45)	-17,0%
PIS e COFINS sobre JCP	(2)	(0)	11006,8%	(2)	(1)	36,1%
Outros	14	20	-28,2%	42	69	-39,0%
Total	190	286	-33,7%	647	932	-30,6%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(362)	(448)	-19,2%	(1.212)	(1.316)	-7,9%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(89)	(227)	-60,9%	(419)	(515)	-18,7%
(-) Juros Capitalizados	7	18	-60,6%	40	52	-24,2%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(25)	(1)	2402,7%	(62)	(17)	262,0%
Uso do Bem Público - UBP	(1)	(4)	-75,0%	(5)	(12)	-62,6%
Outros	(27)	(42)	-36,2%	(92)	(124)	-25,5%
Total	(496)	(703)	-29,5%	(1.751)	(1.932)	-9,4%
Resultado Financeiro	(306)	(417)	-26,5%	(1.104)	(1.000)	10,4%

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 28,2% (R\$ 81 milhões), passando de R\$ 286 milhões no 3T16 para R\$ 206 milhões no 3T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 51,2% (R\$ 96 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
 - (ii) Redução de 15,1% (R\$ 9 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iii) Redução de 28,2% (R\$ 8 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido às reduções: (a) de R\$ 13 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (b) de R\$ 10 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL; parcialmente compensadas pelos aumentos: (c) de R\$ 13 milhões no ganho com derivativo *zero-cost collar*¹; e (d) de R\$ 2 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais;
 - (iv) Redução de 28,2% (R\$ 6 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (v) Aumento de R\$ 2 milhões no **PIS e COFINS sobre JCP** (reduzidor de receita);
Parcialmente compensado por:
 - (vi) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação no 3T17. A receita financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 3T16) totalizou R\$ 16 milhões no 3T17;
 - (vii) Redução de 55,8% (R\$ 13 milhões) no **PIS e COFINS sobre Outras Receitas**

¹ Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.

Financeiras (reduzidor de receita);

- (viii) Redução de 81,4% (R\$ 5 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial** (reduzidor de receita);
 - (ix) Aumento de 40,6% (R\$ 4 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
 - (x) Redução de 93,6% (R\$ 2 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**.
- Despesas Financeiras: redução de 21,9% (R\$ 154 milhões), passando de R\$ 703 milhões no 3T16 para R\$ 549 milhões no 3T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 60,9% (R\$ 138 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 87 milhões);
 - (b) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 43 milhões);
 - e (c) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 9 milhões);
 - (ii) Redução de 19,2% (R\$ 86 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;
 - (iii) Redução de 36,2% (R\$ 15 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (iv) Redução de 75,0% (R\$ 3 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
 - Parcialmente compensado por:
 - (v) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação no 3T17. A despesa financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 3T16) totalizou R\$ 53 milhões no 3T17;
 - (vi) Aumento de R\$ 24 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**;
 - (vii) Redução de 60,6% (R\$ 11 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa).

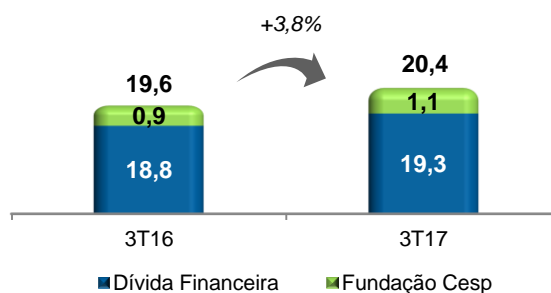
4.9) Lucro Líquido

No 3T17, o **lucro líquido** foi de R\$ 390 milhões, registrando um aumento de 44,9% (R\$ 121 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 269 milhões observado no 3T16.

5) ENDIVIDAMENTO

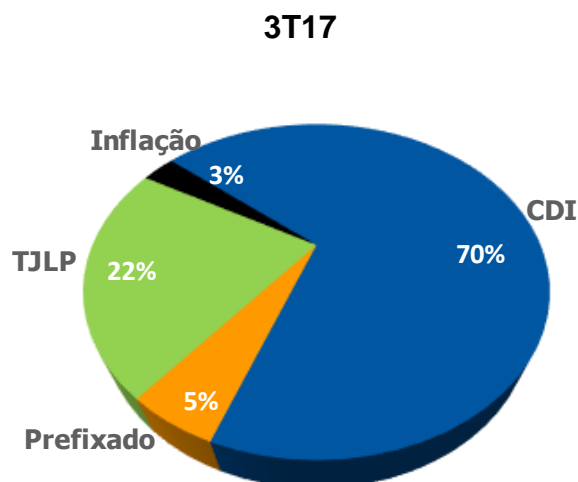
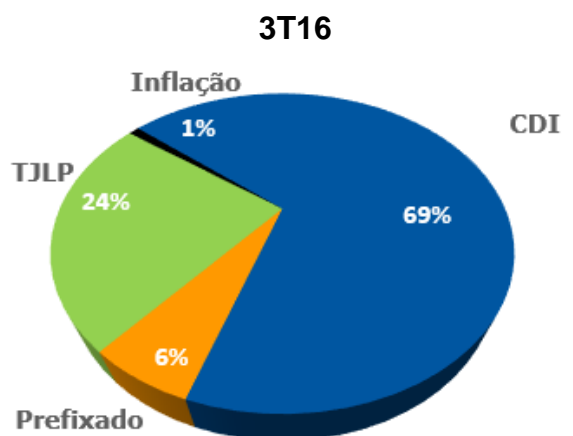
5.1) Dívida (IFRS)

Dívida Financeira¹ - IFRS R\$ Bilhões



1) Desconsidera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

Indexação Pós-*Hedge*¹ – 3T16 vs. 3T17



1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24% do total no 3T17), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI.

Dívida Líquida em IFRS

R\$ Milhões	3T17	3T16	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(19.291)	(18.766)	2,8%
(+) Disponibilidades	3.832	5.345	-28,3%
(=) Dívida Líquida	(15.459)	(13.422)	15,2%

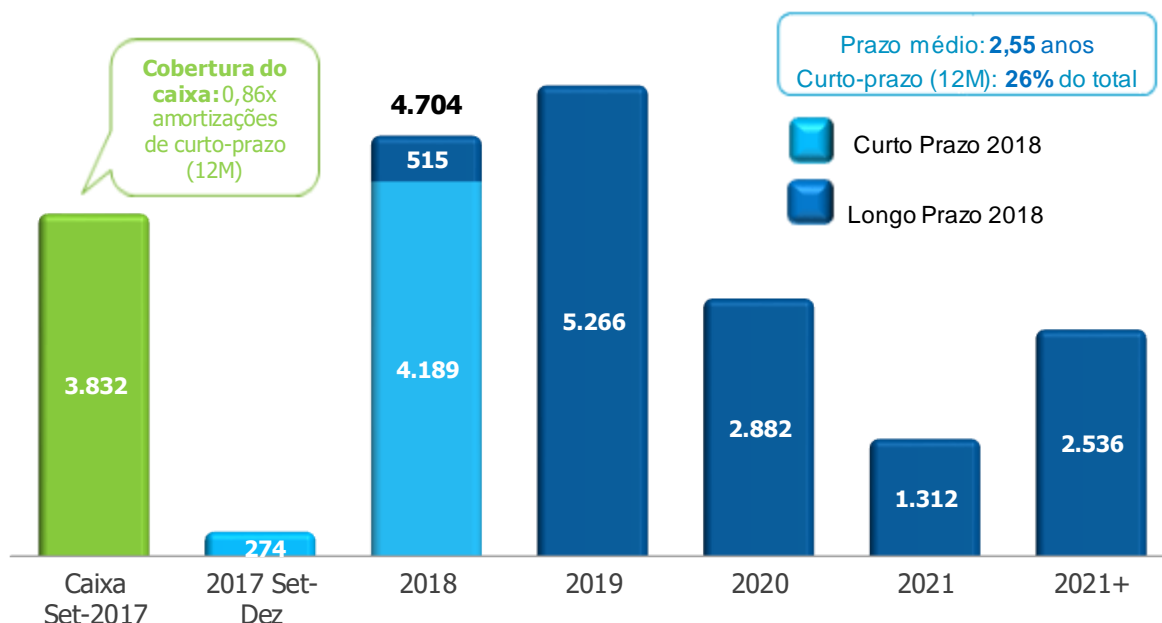
5.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos *Covenants*

Financeiros

A CPFL Energia sempre adotou uma política financeira sólida e conservadora. Dessa forma, a Companhia tem utilizado desde 2011 a estratégia de *prefunding*, ou seja, projeta a necessidade de caixa dos próximos 24 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo. Sendo assim, desde o início de 2017, a CPFL Energia tem trabalhado no *prefunding* de 2018 e 2019.

Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros (Set/17)¹

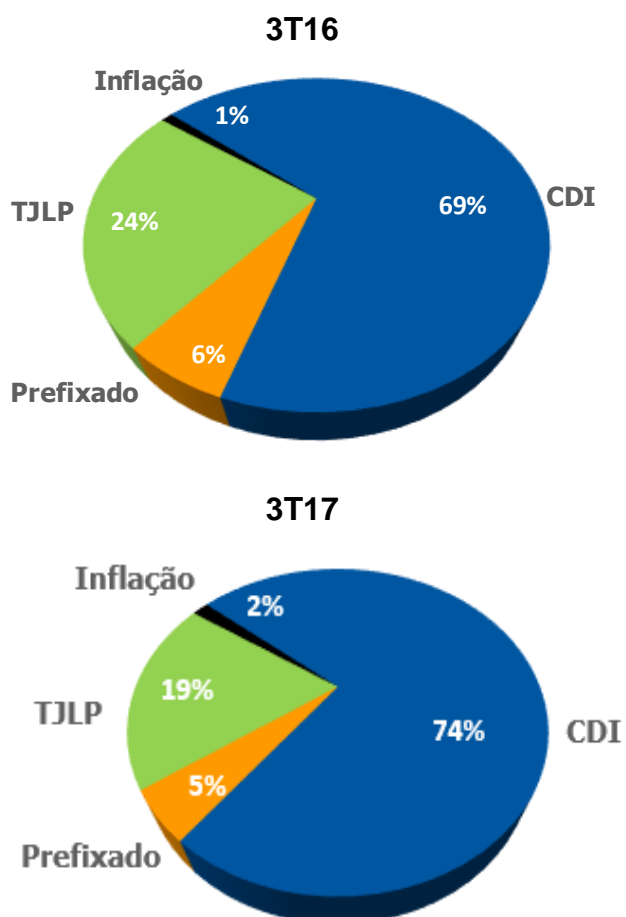


- 1) Considera apenas o principal da dívida de R\$ 16.974. Para se chegar ao valor da dívida no critério Covenant de R\$ 17.138 milhões, faz-se a exclusão os encargos de R\$ 404 milhões do período e inclusão de outros ajustes no montante de R\$ 240 milhões.
- 2) Curto Prazo (Out/17 – Set/18) = R\$ 4.704 milhões.

A posição de caixa ao final do 3T17 possuía índice de cobertura de **0,86x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o final do 1S18. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **2,55** anos.

5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

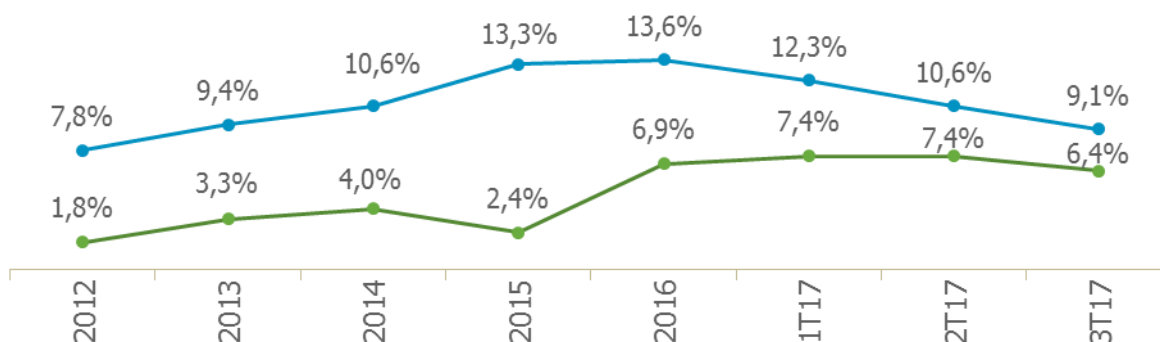
Indexação¹ Pós-*Hedge*² no Critério dos *Covenants* Financeiros – 3T16 vs. 3T17



1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, CERAN, BAESA, ENERCAN, Foz do Chapecó e EPASA;

2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério dos *Covenants* Financeiros²



- 1) Ajustado pela consolidação proporcional a partir de 2012; Dívida financeira (+) entidade de previdência privada (-) *hedge*;
- 2) À partir do 2T17, a CPFL Energia passou a calcular seu custo médio de dívida considerando o final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

5.3) Dívida Líquida no Critério dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No 3T17, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 13.731 milhões**, um aumento de **20,0%** em relação à posição de dívida líquida no final do 3T16, que era de **R\$ 11.439 milhões**.

O aumento da Dívida Líquida no 3T17, deve-se principalmente à aquisição da RGE Sul, que passou a ser consolidada em novembro de 2016.

	3T17	3T16	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(17.138)	(16.685)	2,7%
(+) Disponibilidades	3.407	5.246	-35,1%
(=) Dívida Líquida	(13.731)	(11.439)	20,0%
EBITDA <i>Pro forma</i> ²	4.235	3.725	13,7%
Dívida Líquida / EBITDA	3,24x	3,07x	0,17x

1) Considera consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

2) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants*: ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas, com a inclusão de ativos e passivos regulatórios e do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos.

Em consonância com os critérios de cálculo de *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA *Pro forma* os efeitos do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 13.731 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 4.235 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 3T17 alcançou **3,24x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)					
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Distribuição	477	280	70,2%	1.264	709	78,3%
Geração - Convencional	1	8	-81,6%	3	12	-72,7%
Geração - Renováveis	45	315	-85,9%	566	802	-29,5%
Comercialização	1	0	20,3%	2	2	-15,7%
Serviços e Outros ¹	15	6	139,2%	42	34	22,4%
Subtotal	538	610	-11,8%	1.877	1.560	20,3%
Transmissão	6	26	-77,0%	46	35	30,6%
Total	544	636	-14,4%	1.923	1.595	20,6%
Obrigações Especiais	57	42	35,0%	179	152	17,3%

Nota:

1) Outros – refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

No 3T17, foram realizados investimentos de R\$ 538 milhões, o que representa uma redução de 11,8% em relação ao 3T16. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 6 milhões no trimestre relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 57 milhões em Obrigações Especiais no trimestre, entre outros itens financiados pelo consumidor.

Entre os investimentos, destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

(i) Distribuição:

- a. Ampliação e reforço do sistema elétrico;
- b. Melhorias na manutenção do sistema elétrico;
- c. Infraestrutura operacional;
- d. Modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação;
- e. Serviços de atendimento aos clientes;
- f. Programas de pesquisa e desenvolvimento.

(ii) Geração:

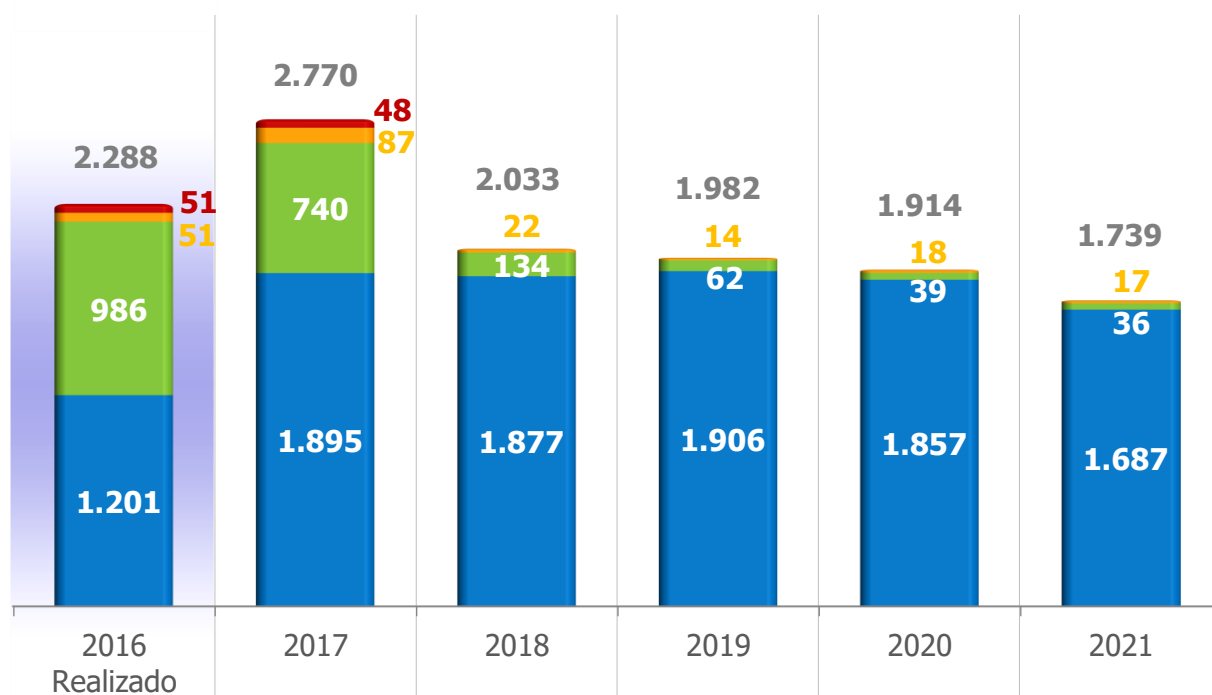
- a. Complexo Eólico Pedra Cheirosa;
- b. PCH Boa Vista II.

6.2) Investimentos projetados

Em 28 de abril de 2017, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2017 e Projeções Plurianuais 2018/2021 da Companhia, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas. As projeções já incorporam os investimentos previstos para a RGE Sul.

Projeção de Investimentos (R\$ milhões)¹

Total: R\$ 10.438 milhões
 Distribuição²: R\$ 9.222 milhões
 Geração³: R\$ 1.011 milhões
 Comercialização & Serviços: R\$ 157 milhões
 Transmissão: R\$ 48 milhões



Notas:

1) Moeda constante;

2) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentre outros itens financiados pelos consumidores);

3) Convencional + Renováveis.

7) MERCADO DE CAPITAIS

7.1) Desempenho das Ações

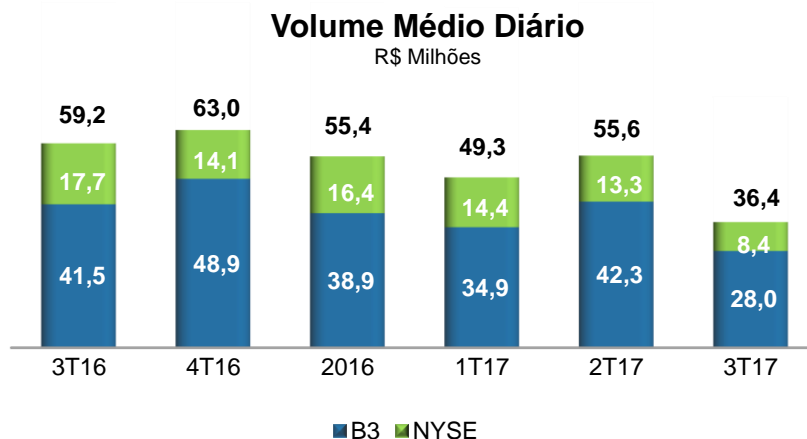
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
30/09/2016	R\$ 23,98	36.307	58.367	30/09/2016	\$ 14,80	18.185	18.308
30/06/2017	R\$ 26,51	38.095	62.899	30/06/2017	\$ 15,95	19.138	21.350
30/09/2017	R\$ 27,22	41.306	74.294	30/09/2017	\$ 17,16	23.149	22.405
Var. Tri	2,7%	8,4%	18,1%	Var. Tri	7,6%	21,0%	4,9%
Var. 12M	13,5%	13,8%	27,3%	Var. 12M	15,9%	27,3%	22,4%

Em 30 de setembro de 2017, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 27,22 por ação na B3 e US\$ 17,16 por ADR na NYSE, o que representou uma valorização no trimestre de 2,7% e 7,6%, respectivamente. Nos últimos 12 meses, a valorização da ação foi de 13,5% na B3 e do ADR de 15,9% na NYSE.

7.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 3T17 foi de R\$ 36,4 milhões, sendo R\$ 28,0 milhões na B3 e R\$ 8,4 milhões na NYSE, representando uma redução de 38,5% em relação ao 3T16. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 58,3%, passando de uma média diária de 5.566 negócios, no 3T16, para 2.323 negócios, no 3T17.



Nota: Considera a somatória do volume médio diário na B3 e na NYSE.

8) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia e das sociedades controladas se baseia nos princípios da transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Em 2016, a CPFL completou 12 anos da abertura de seu capital na B3 e na Bolsa de Valores de Nova York (“NYSE”). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3 e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração (“Conselho”), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da *holding* e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros (sendo 2 membros independentes), cujo prazo de mandato é de 1 ano, com possibilidade de reeleição.

O Regimento Interno do Conselho estabelece os procedimentos para a avaliação dos conselheiros, sob a liderança do Presidente do Conselho, as principais obrigações e direitos dos conselheiros.

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade e o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética.

A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto e 6 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança corporativa. A fim de

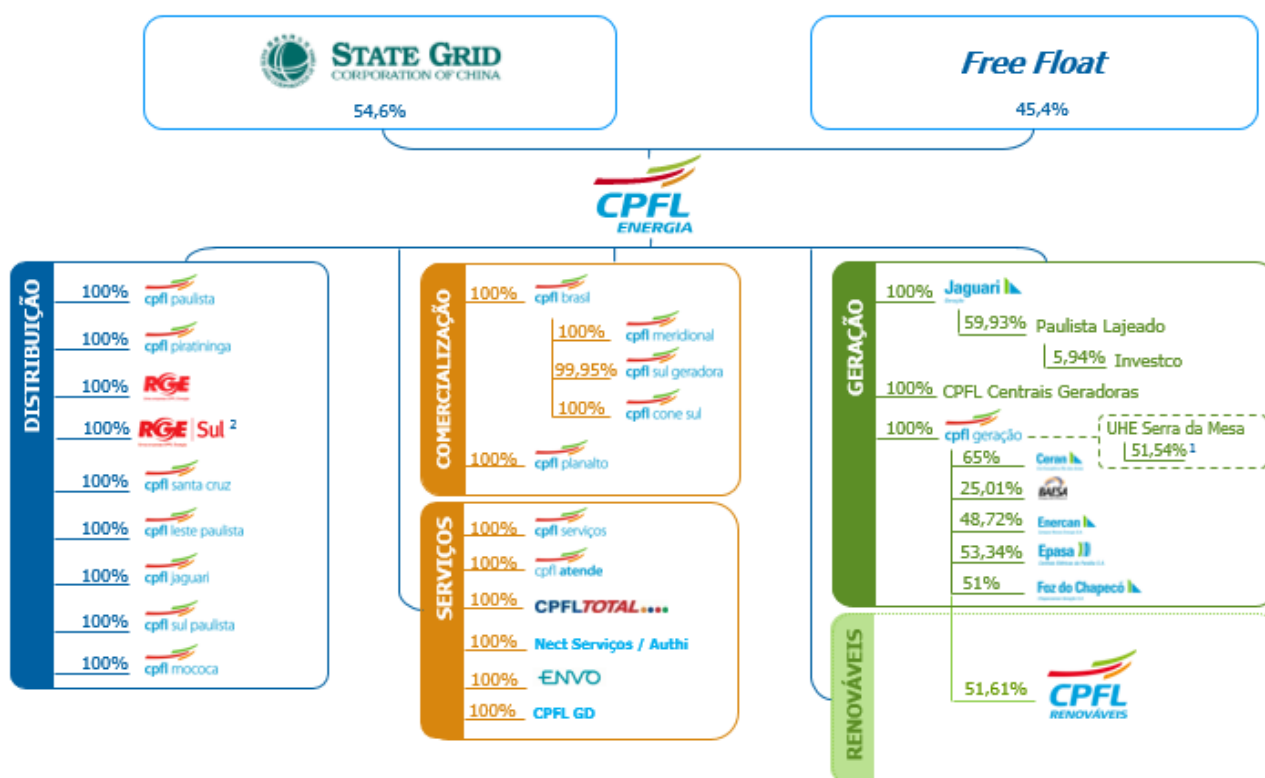
garantir o alinhamento das práticas de governança, os Diretores Executivos ocupam posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL.

A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 5 membros, que também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei *Sarbanes Oxley* (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores <http://www.cpf.com.br/ri>.

9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development Co., Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) e ESC Energia S.A.:



Base: 30/09/2017

Notas:

(1) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas;

(2) CPFL Energia detém participação na RGE Sul por meio da CPFL Jaguariúna.

9.1) Transação State Grid

Dando sequência aos fatos relevantes divulgados nos dias 02, 22, 23 e 28 de setembro de 2016, 23 de novembro de 2016 e 13 de dezembro de 2016, 16 e 23 de fevereiro e 13 de junho de 2017, 07 de julho e 30 de outubro de 2017 a CPFL Energia divulgou em 31 de outubro de 2017, por meio de Fato Relevante, que, naquela data, recebeu uma correspondência da State Grid Brazil Power Participações S.A. (“State Grid Brazil”) informando sobre a Aprovação da Oferta Pública de Aquisição por Alienação de Controle.

Em 26 de outubro de 2017, a CVM aprovou formalmente todos os documentos relevantes e a continuidade da Oferta Pública de Aquisição por Alienação de Controle da CPFL Energia (“Oferta”), nos termos do artigo 254-A da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, do artigo 29 da Instrução CVM nº 361, de 05 de março de 2002, do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 SA - Brasil, Bolsa, Balcão (“B3” e “Novo Mercado”) e do Estatuto Social da CPFL Energia.

Como resultado da aprovação, e de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 361/02, a State Grid Brazil publicou em 31 de outubro de 2017 no jornal “Valor Econômico” o Edital da Oferta (“Edital”), com os termos e condições aplicáveis detalhados em português.

A State Grid Brazil também publicou na edição de 31 de outubro de 2017 do “The Wall Street Journal” um comunicado em inglês a respeito da Oferta.

Além das divulgações impressas e online descritas acima, o Edital está disponível, a partir de 31 de outubro de 2017, nos seguintes endereços e sites:

CPFL Energia S.A.

Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, km 2,5, parte, Parque São Quirino

CEP 13088-140 – Campinas, SP

<http://cpfl.riweb.com.br/>

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS - CVM

Rua Cincinato Braga, nº 340, 2º andar / Rua Sete de Setembro, nº 111, 2º andar

CEP 01333-010 – São Paulo, SP / CEP 20159-900 – Rio de Janeiro, RJ

www.cvm.gov.br

Banco Santander (Brasil) S.A.

Avenida Presidente Juscelino Kubitschek, nº 2.041 e 2.235 (Bloco A), 24º andar

CEP 04543-011 – São Paulo, SP

<https://www.santander.com.br/br/pessoa-juridica/corporate-finance/ofertas-em-andamento>

Bank of America Merrill Lynch Banco Múltiplo S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 18º andar

CEP 04538-132 - São Paulo, SP

<http://www.merrilllynch-brasil.com.br/>

B3 S.A. – Brasil, Bolsa Balcão

Praça Antônio Prado, nº 48, 2º andar – Diretoria de Operações

CEP 01010-901 – São Paulo, SP

www.b3.com.br

U.S. Securities and Exchange Commission

100 F Street, NE

Room 1580

Washington, DC 20549 (Tradução Livre para o inglês)

www.sec.gov

10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

10.1) Segmento de Distribuição

10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	9.256	6.087	52,1%	24.589	18.985	29,5%
Receita Operacional Líquida	6.140	3.613	69,9%	15.343	10.708	43,3%
Custo com Energia Elétrica	(4.427)	(2.390)	85,2%	(10.395)	(6.941)	49,8%
Custos e Despesas Operacionais	(1.415)	(934)	51,4%	(3.951)	(2.716)	45,5%
Resultado do Serviço	299	289	3,3%	997	1.051	-5,1%
EBITDA⁽¹⁾	488	431	13,3%	1.566	1.473	6,4%
Resultado Financeiro	(130)	(194)	-32,6%	(478)	(350)	36,5%
Lucro Antes da Tributação	168	96	76,1%	520	701	-25,9%
Lucro Líquido	91	52	75,9%	284	427	-33,5%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (2) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.12.

10.1.1.1) Reclassificação da Atualização do Ativo Financeiro da Concessão

As controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho.

Conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, no final de 2016 a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o seu desempenho dos negócios, passando a contabilizar a atualização do ativo financeiro da concessão na linha de Receita Operacional.

10.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 3T17, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.245 milhões, uma variação de R\$ 1.803 milhões na comparação com o 3T16, quando foram contabilizados R\$ 558 milhões em **passivos financeiros setoriais**.

Em 30 de setembro de 2017, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 107 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 1.254 milhões em 30 de junho de 2017 e a um saldo negativo de R\$ 435 milhões em 30 de setembro de 2016.

Conforme estabelecido pela regulação aplicável, eventuais ativos ou passivos financeiros setoriais devem ser incorporados à tarifa das distribuidoras nos seus respectivos eventos tarifários anuais.

10.1.1.3) Receita Operacional

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	6.203	5.648	9,8%	19.170	18.375	4,3%
Energia Elétrica de Curto Prazo	780	158	394,5%	1.529	258	493,5%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	597	299	99,5%	1.434	782	83,3%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.245	(558)	-	1.049	(1.752)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	334	430	-22,4%	1.072	925	15,8%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	10	45	-77,1%	92	197	-53,6%
Outras Receitas e Rendas	86	64	34,4%	243	200	21,3%
Total	9.256	6.087	52,1%	24.589	18.985	29,5%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.247)	(1.086)	14,8%	(3.957)	(3.573)	10,7%
PIS e COFINS	(780)	(532)	46,7%	(2.124)	(1.671)	27,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(785)	(789)	-0,5%	(2.399)	(2.466)	-2,7%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(55)	(33)	68,8%	(138)	(97)	41,8%
PROINFA	(41)	(31)	34,8%	(128)	(80)	60,9%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(203)	(0)	160880,2%	(484)	(377)	28,3%
Outros	(5)	(4)	21,3%	(16)	(13)	19,0%
Total	(3.116)	(2.474)	25,9%	(9.246)	(8.278)	11,7%
Receita Operacional Líquida	6.140	3.613	69,9%	15.343	10.708	43,3%

Receita Operacional (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	5.288	5.648	-6,4%	16.087	18.375	-12,4%
Energia Elétrica de Curto Prazo	633	158	301,0%	1.259	258	388,6%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	485	299	62,1%	1.134	782	44,9%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.056	(558)	-	954	(1.752)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	273	430	-36,5%	837	925	-9,5%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	7	45	-84,2%	78	197	-60,7%
Outras Receitas e Rendas	74	64	15,1%	207	200	3,2%
Total	7.815	6.087	28,4%	20.555	18.985	8,3%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.012)	(1.086)	-6,8%	(3.169)	(3.573)	-11,3%
PIS e COFINS	(677)	(532)	27,3%	(1.793)	(1.671)	7,3%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(674)	(789)	-14,5%	(2.060)	(2.466)	-16,5%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(47)	(33)	43,2%	(116)	(97)	19,8%
PROINFA	(38)	(31)	22,3%	(115)	(80)	44,0%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(176)	(0)	139734,1%	(418)	(377)	10,9%
Outros	(5)	(4)	3,6%	(14)	(13)	1,7%
Total	(2.628)	(2.474)	6,2%	(7.685)	(8.278)	-7,2%
Receita Operacional Líquida	5.187	3.613	43,6%	12.870	10.708	20,2%

No 3T17, a receita operacional bruta atingiu R\$ 9.256 milhões, um aumento de 52,1% (R\$ 3.168 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 1.446 milhões);
- Variação de R\$ 1.614 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um passivo financeiro setorial de R\$ 558 milhões no 3T16 para um ativo financeiro setorial de R\$ 1.056 milhões no 3T17;
- Aumento de 301,0% (R\$ 475 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Aumento de 62,1% (R\$ 186 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;

- Aumento de 15,1% (R\$ 10 milhões) em Outras Receitas e Rendas;

Parcialmente compensada por:

- Redução de 6,4% (R\$ 360 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras no período entre 3T16 e 3T17 (destaque para as reduções médias de 24,21% na CPFL Piratininga em outubro de 2016 e de 10,50% na CPFL Paulista em abril de 2017); parcialmente compensado (ii) pelo aumento de 3,2% nas vendas na área de concessão, desconsiderando os volumes da RGE Sul; e (iii) pela adoção da bandeira amarela nos meses de julho e setembro de 2017 e da bandeira vermelha (patamar 1) no mês de agosto de 2017, comparadas à aplicação da bandeira verde nos meses de julho, agosto e setembro de 2016;
- Redução de 36,5% (R\$ 157 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE), principalmente descontos na TUSD e subsídios para baixa renda, além do desconto concedido aos clientes que obtiveram liminar que desobriga o pagamento de itens específicos da CDE;
- Redução de 84,2% (R\$ 38 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão, devido à: (i) queda no índice de inflação (IPCA de 0,59% no 3T17 e de 1,04% no 3T16), e (ii) redução do ativo financeiro da concessão observada nas distribuidoras que passaram pelo processo de renovação da concessão no final de 2015 (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa)².

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.116 milhões no 3T17, representando um aumento de 25,9% (R\$ 642 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 488 milhões);
- Aumento de R\$ 176 milhões na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Aumento de 27,3% no PIS e Cofins (R\$ 145 milhões);
- Aumento de 43,2% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 14 milhões);
- Aumento de 22,3% no PROINFA (R\$ 7 milhões);

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 14,5% na CDE (R\$ 114 milhões), devido à adoção de cotas de CDE Uso menores que em 2016, parcialmente compensada pelo aumento na CDE Energia e na CDE para cobrir os empréstimos da conta ACR;
- Redução de 6,8% no ICMS (R\$ 74 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 6.140 milhões no 3T17, representando um aumento de 69,9% (R\$ 2.527 milhões).

10.1.1.4 Custo com Energia Elétrica

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

² Para o cálculo da bifurcação entre *ativo intangível* e *ativo financeiro da concessão*, utiliza-se a vida útil dos ativos. A parcela da vida útil que ocorrerá até o final da concessão é classificada como *ativo intangível* e o valor residual é classificado como *ativo financeiro da concessão*, referindo-se à indenização que a distribuidora receberá quando os ativos forem revertidos ao Poder Concedente.

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	596	462	28,8%	1.764	1.513	16,6%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	89	64	39,5%	243	141	72,5%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	3.690	1.797	105,3%	8.532	4.942	72,7%
Crédito de PIS e COFINS	(403)	(215)	87,7%	(972)	(610)	59,3%
Total	3.971	2.108	88,4%	9.567	5.985	59,8%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	472	179	163,5%	928	548	69,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	66	13	395,8%	97	39	149,7%
Encargos de Conexão	28	19	50,9%	82	52	59,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	12	8	41,4%	32	25	30,0%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(76)	85	-	(224)	282	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	6	-100,0%	-	107	-100,0%
Crédito de PIS e COFINS	(48)	(29)	66,0%	(88)	(97)	-9,9%
Total	455	281	61,9%	828	955	-13,4%
Custo com Energia Elétrica	4.427	2.390	85,2%	10.395	6.941	49,8%

Custo com Energia Elétrica (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	497	462	7,4%	1.469	1.513	-2,9%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	82	64	29,5%	193	141	36,9%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	3.128	1.797	74,0%	7.240	4.942	46,5%
Crédito de PIS e COFINS	(343)	(215)	59,6%	(823)	(610)	35,0%
Total	3.364	2.108	59,6%	8.079	5.985	35,0%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	384	179	114,2%	756	548	37,8%
Encargos de Transporte de Itaipu	55	13	313,3%	81	39	108,1%
Encargos de Conexão	18	19	-1,8%	54	52	4,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	12	8	41,4%	32	25	30,0%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(76)	85	-	(224)	282	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	13	6	133,5%	32	107	-70,2%
Crédito de PIS e COFINS	(38)	(29)	31,2%	(68)	(97)	-30,6%
Total	369	281	31,2%	662	955	-30,6%
Custo com Energia Elétrica	3.733	2.390	56,2%	8.741	6.941	25,9%

O custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 4.427 milhões no 3T17, representando um aumento de 85,2% (R\$ 2.037 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 3.971 milhões no 3T17, o que representa um aumento de 88,4% (R\$ 1.863 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 607 milhões);
 - (ii) Aumento de 74,0% (R\$ 1.331 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais**, devido ao aumento de 85,4% no preço médio de compra (de R\$ 181,57/MWh no 3T16 para R\$ 336,67 MWh no 3T17), parcialmente compensado pela redução de 6,1% (608 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 7,4% (R\$ 34 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 10,8% no preço médio de compra (de R\$ 180,93/MWh no 3T16 para R\$ 200,53/MWh no 3T17), parcialmente compensado pela redução de 3,1% (79 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iv) Aumento de R\$ 19 milhões no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**, decorrente principalmente do maior PLD médio (de R\$ 116,01/MWh no 3T16 para R\$ 436,20/MWh no 3T17, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, e de R\$ 112,05/MWh no 3T16 para R\$

436,20/MWh no 3T17, no submercado Sul), a despeito da redução do preço médio de compra do Proinfa (de R\$ 308,22/MWh no 3T16 para R\$ 246,10/MWh no 3T17);

Parcialmente compensado por:

- (v) Aumento de 59,6% (R\$ 128 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 455 milhões no 3T17, o que representa um aumento de 61,9% (R\$ 174 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 86 milhões);
 - (ii) Aumento de 114,2% (R\$ 205 milhões) nos **encargos de rede básica**;
 - (iii) Aumento de 313,3% (R\$ 42 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
 - (iv) Aumento de 133,5% (R\$ 7 milhões) nos **Encargos de Energia de Reserva – EER**;
 - (v) Aumento de 41,4% (R\$ 3 milhões) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**;

Parcialmente compensados por:

- (vi) Variação de R\$ 160 milhões nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS**, passando de uma despesa de R\$ 85 milhões no 3T16 para uma receita de R\$ 76 milhões no 3T17;
- (vii) Aumento de 31,2% (R\$ 9 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

10.1.1.5) Custos e Despesas Operacionais

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.415 milhões no 3T17, comparado a R\$ 934 milhões no 3T16, um aumento de 51,4% (R\$ 481 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

PMSO

O **PMSO** atingiu R\$ 600 milhões no 3T17, um aumento de 27,8% (R\$ 130 milhões), comparado a R\$ 470 milhões no 3T16. Desconsiderando-se a aquisição da RGE Sul, o PMSO teria alta de 11,2% (R\$ 52 milhões).

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	3T17	3T16	Variação		9M17	9M16	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(215)	(167)	(48)	28,7%	(669)	(508)	(161)	31,6%
Material	(43)	(33)	(11)	33,0%	(124)	(90)	(34)	37,6%
Serviços de Terceiros	(212)	(164)	(48)	29,3%	(618)	(467)	(151)	32,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(130)	(106)	(24)	22,2%	(453)	(396)	(57)	14,4%
<i>PDD</i>	(33)	(33)	(1)	2,4%	(119)	(127)	7	-5,8%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(19)	(29)	9	-32,1%	(120)	(126)	6	-4,7%
<i>Outros</i>	(77)	(45)	(32)	71,0%	(213)	(143)	(70)	49,2%
Total PMSO Reportado	(600)	(470)	(130)	27,8%	(1.864)	(1.462)	(403)	27,5%
PMSO RGE Sul								
Pessoal	(36)				(117)			
Material	(7)				(23)			
Serviços de Terceiros	(31)				(93)			
Outros Custos/Despesas Operacionais	(4)				(60)			
<i>PDD</i>	(8)				(22)			
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	30				6			
<i>Outros</i>	(26)				(44)			
Total PMSO RGE Sul	(78)				(294)			
PMSO (-) RGE Sul								
Pessoal	(179)	(167)	(12)	7,2%	(552)	(508)	(43)	8,5%
Material	(36)	(33)	(4)	10,8%	(101)	(90)	(11)	12,0%
Serviços de Terceiros	(181)	(164)	(17)	10,5%	(525)	(467)	(58)	12,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(126)	(106)	(20)	18,6%	(393)	(396)	3	-0,7%
<i>PDD</i>	(26)	(33)	7	-20,9%	(97)	(127)	29	-23,2%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(49)	(29)	(20)	70,9%	(127)	(126)	(0)	0,2%
<i>Outros</i>	(51)	(45)	(6)	13,8%	(169)	(143)	(26)	18,3%
Total PMSO (-) RGE Sul	(522)	(470)	(52)	11,2%	(1.571)	(1.462)	(109)	7,5%

Pessoal - aumento de 28,7% (R\$ 48 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 36 milhões), aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 7 milhões) e outros (R\$ 5 milhões);

Material - aumento de 33,0% (R\$ 11 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 7 milhões) e à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 2 milhões) e outros (R\$ 2 milhões);

Serviços de terceiros - aumento de 29,3% (R\$ 48 milhões), devido principalmente aos seguintes itens: aquisição da RGE Sul (R\$ 31 milhões), serviço de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 4 milhões), manutenção de *hardware/software* (R\$ 3 milhões), poda de árvores (R\$ 3 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 2 milhões), manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 2 milhões), ações de cobrança (R\$ 1 milhão), serviços terceirizados (R\$ 1 milhão) e *Call Center* (R\$ 1 milhão);

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 22,2% (R\$ 24 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: aquisição da RGE Sul (R\$ 4 milhões), despesas legais e

judiciais (R\$ 20 milhões) e outras despesas (R\$ 7 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados pela redução na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 7 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 814 milhões no 3T17, comparado a R\$ 464 milhões no 3T16, registrando um aumento de 75,4% (R\$ 350 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 149 milhões);
- (ii) Aumento de 62,1% (R\$ 186 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 485 milhões no 3T17, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (iii) Aumento de 21,6% (R\$ 26 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- (iv) Aumento de 10,2% (R\$ 2 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2017;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 89,9% (R\$ 14 milhões) no item **Amortização do Ágio de Aquisição**.

10.1.1.6) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 488 milhões no 3T17, registrando um aumento de 13,3% (R\$ 57 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Lucro Líquido	91	52	75,9%	284	427	-33,5%
Depreciação e Amortização	190	142		569	422	
Resultado Financeiro	130	194		478	350	
IR/CS	77	44		235	274	
EBITDA	488	431	13,3%	1.566	1.473	6,4%

10.1.1.7) Resultado Financeiro

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado. No entanto, os impactos causados pela aquisição da RGE Sul no resultado da CPFL Energia (em função de redução de Caixa e aumento de Endividamento para *funding* da aquisição, entre outros) não foram excluídos em nossas análises.

No 3T17, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 130 milhões, uma redução de 32,6% (R\$ 63 milhões).

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	41	103	-59,8%	189	274	-30,9%
Acréscimos e Multas Moratórias	60	56	7,8%	201	169	18,5%
Atualização de Créditos Fiscais	5	6	-12,5%	7	17	-60,5%
Atualização de Depósitos Judiciais	14	9	51,1%	39	26	52,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	8	27	-68,9%	26	68	-61,2%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	4	2	93,5%	9	13	-31,0%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	(1)	(6)	-81,4%	-	51	-100,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(7)	(18)	-59,3%	(28)	(33)	-15,5%
Outros	9	7	29,4%	29	32	-9,5%
Total	132	184	-28,5%	472	617	-23,4%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(144)	(169)	-14,8%	(492)	(503)	-2,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(73)	(178)	-58,9%	(322)	(383)	-16,0%
(-) Juros Capitalizados	5	3	59,7%	14	9	63,1%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(30)	(1)	2951,3%	(81)	(17)	368,1%
Outros	(20)	(33)	-39,7%	(69)	(72)	-3,7%
Total	(262)	(378)	-30,6%	(950)	(966)	-1,7%
Resultado Financeiro	(130)	(194)	-32,7%	(478)	(350)	36,5%

Resultado Financeiro (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	38	103	-62,7%	176	274	-35,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	48	56	-13,0%	158	169	-6,7%
Atualização de Créditos Fiscais	5	6	-12,5%	7	17	-60,5%
Atualização de Depósitos Judiciais	13	9	42,3%	37	26	43,2%
Atualizações Monetárias e Cambiais	9	27	-67,3%	26	68	-61,7%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	4	2	93,5%	9	13	-31,0%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	(1)	(6)	-81,4%	-	51	-100,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(7)	(18)	-	(28)	(33)	-15,5%
Outros	8	7	15,2%	24	32	-23,0%
Total	116	184	-37,1%	410	617	-33,5%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(112)	(169)	-33,6%	(384)	(503)	-23,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(64)	(178)	-64,2%	(304)	(383)	-20,6%
(-) Juros Capitalizados	5	3	36,7%	12	9	35,3%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(25)	(1)	2403,3%	(62)	(17)	262,0%
Outros	(13)	(33)	-60,9%	(56)	(72)	-22,6%
Total	(209)	(378)	-44,6%	(794)	(966)	-17,8%
Resultado Financeiro	(93)	(194)	-51,8%	(384)	(350)	9,8%

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 28,5% (R\$ 52 milhões), passando de R\$ 184 milhões no 3T16 para R\$ 132 milhões no 3T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - Redução de 62,7% (R\$ 64 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
 - Redução de 67,3% (R\$ 18 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido à redução de R\$ 13 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores e à redução de R\$ 10 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel; parcialmente compensadas pelo aumento de R\$ 5 milhões em outras atualizações

monetárias e cambiais;

- (iii) Redução de 13,0% (R\$ 7 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
- (iv) Redução de 12,5% (R\$ 1 milhão) na **atualização de créditos fiscais**;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 16 milhões);
- (vi) Redução de 59,3% (R\$ 11 milhões) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reductor de receita);
- (vii) Redução de 81,4% (R\$ 5 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial** (reductor de receita);
- (viii) Aumento de 42,3% (R\$ 4 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
- (ix) Aumento de 93,5% (R\$ 2 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
- (x) Aumento de 15,2% (R\$ 1 milhão) em **outras receitas financeiras**;

- Despesa Financeira: redução de 30,6% (R\$ 116 milhões), passando de R\$ 378 milhões no 3T16 para R\$ 262 milhões no 3T17, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 64,2% (R\$ 115 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 69 milhões);
 - (b) ao efeito positivo da marcação a mercado nas operações sob a Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 37 milhões);
 - e (c) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 9 milhões);
- (ii) Redução de 33,6% (R\$ 57 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
- (iii) Redução de 60,9% (R\$ 20 milhões) em **outras despesas financeiras**;
- (iv) Aumento de 36,7% (R\$ 1 milhão) nos **juros capitalizados** (reductor de despesa);

Parcialmente compensados por:

- (v) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 53 milhões);
- (vi) Aumento de R\$ 24 milhões em **atualização do passivo financeiro setorial**.

10.1.1.8) Lucro Líquido

No 3T17, foi registrado um **Lucro Líquido** de R\$ 91 milhões, um aumento de 75,9% (R\$ 39 milhões) se comparado ao Lucro Líquido de R\$ 52 milhões observado no 3T16.

10.1.2) Eventos tarifários

Datas de referência

Datas dos Processos Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Santa Cruz	22 de março*
CPFL Leste Paulista	22 de março*
CPFL Jaguari	22 de março*
CPFL Sul Paulista	22 de março*
CPFL Mococa	22 de março*
CPFL Paulista	8 de abril
RGE Sul	19 de abril
RGE	19 de junho
CPFL Piratininga	23 de Outubro

Revisões Tarifárias			
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2018	4º CRTP
RGE Sul	A cada 5 anos	Abril de 2018	4º CRTP
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2018	4º CRTP
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2019	5º CRTP
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Leste Paulista	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Jaguari	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Sul Paulista	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Mococa	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP

* Na Audiência Pública 038/2015, realizada pela ANEEL, as datas das revisões foram alteradas para 22 de março. A data utilizada anteriormente para os reajustes destas distribuidoras era 3 de fevereiro.

Reajustes tarifários anuais ocorridos em março de 2017

	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.211	2.210	2.213	2.209	2.212
Reajuste	-1,28%	0,77%	2,05%	1,63%	1,65%
Parcela A	0,88%	1,26%	3,26%	0,44%	2,78%
Parcela B	0,48%	1,92%	0,62%	0,53%	0,67%
Componentes Financeiros	-2,65%	-2,41%	-1,83%	0,66%	-1,80%
Efeito para o consumidor	-10,37%	-3,28%	-8,41%	-4,15%	-2,56%
Data de entrada em vigor	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017

Reajustes tarifários anuais ocorridos em abril, junho e outubro de 2017

	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE	Piratininga
Resolução Homologatória	2.217	2.218	2.252	2.314
Reajuste	-0,80%	-0,20%	3,57%	7,69%
Parcela A	1,37%	2,32%	2,17%	6,78%
Parcela B	0,76%	0,63%	0,20%	-0,45%
Componentes Financeiros	-2,93%	-3,15%	1,21%	1,37%
Efeito para o consumidor	-10,50%	-6,43%	5,00%	17,28%
Data de entrada em vigor	08/04/2017	19/04/2017	19/06/2017	23/10/2017

10.1.3) Indicadores Operacionais

DEC e FEC

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

Distribuidora	Indicadores ¹ DEC e FEC															
	DEC (horas)								FEC (nº vezes)							
	2013	2014	2015	2016	1T17	2T17	3T17	ANEEL ¹	2013	2014	2015	2016	1T17	2T17	3T17	ANEEL ¹
CPFL Paulista	7,14	6,93	7,76	7,62	7,33	7,23	7,37	7,50	4,73	4,88	4,89	5,00	4,89	4,94	5,10	6,53
CPFL Piratininga	7,44	6,98	7,24	6,97	8,82	7,45	7,22	6,93	4,58	4,19	4,31	3,80	4,28	4,56	4,52	6,04
RGE	17,35	18,77	15,98	14,44	14,43	13,88	14,42	12,15	9,04	9,14	8,33	7,56	7,82	7,57	7,85	9,10
RGE Sul	14,07	17,75	19,11	19,45	17,34	16,24	16,34	11,38	7,39	8,87	8,42	9,41	8,84	8,36	8,23	9,10
CPFL Santa Cruz	6,97	6,74	8,46	5,65	5,38	5,23	5,09	9,25	6,82	5,29	6,34	4,09	3,79	3,88	3,76	8,76
CPFL Jaguarí	5,92	5,41	6,93	7,10	7,81	7,26	6,33	8,00	5,43	4,32	4,61	6,13	7,34	6,95	5,47	8,00
CPFL Mococa	4,86	6,88	7,04	10,56	10,30	9,73	6,07	10,19	4,93	7,31	5,92	6,63	6,33	6,04	6,02	8,79
CPFL Leste Paulista	7,58	8,48	7,92	8,01	8,19	8,44	8,02	9,79	6,33	6,30	5,67	5,73	5,69	6,45	6,20	8,49
CPFL Sul Paulista	9,08	9,69	11,51	15,20	12,62	11,11	10,05	10,45	6,71	7,03	9,47	11,76	9,98	9,50	8,92	8,72

1) Limite ANEEL 2017.

A CPFL Piratininga e CPFL Mococa foram impactadas em 2016 por desligamentos com origem na empresa Transmissora (Suprimento Externo), em volume maior do que o histórico, mas nos períodos mais recentes o DEC vem demonstrando tendência consistente de melhoria dos resultados.

Os DEC's da RGE Sul e da CPFL Sul Paulista registraram melhora dos indicadores no 3T17, quando comparados com 2016, demonstrando a eficácia das manutenções e obras de melhorias realizadas, e também porque, no 9M17, tivemos condições climáticas mais favoráveis do que em 2016, quando ainda estávamos sofrendo os efeitos do que foi considerado o *El Niño* mais forte dos últimos 15 anos.

Já o indicador FEC foi mantido abaixo do limite regulatório em todas as empresas (com exceção da CPFL Sul Paulista, porém com tendência de entrar na meta até o final de 2017), refletindo a eficácia das manutenções realizadas e os constantes investimentos em melhorias e modernizações

realizadas pela CPFL.

Perdas

Abaixo podemos visualizar como foi o desempenho das distribuidoras do grupo CPFL ao longo dos últimos trimestres:

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹	Perdas Técnicas					Perdas Não-Técnicas					Perdas Totais				
	4T16	1T17	2T17	3T17	ANEEL ²	4T16	1T17	2T17	3T17	ANEEL ²	4T16	1T17	2T17	3T17	ANEEL ²
CPFL Energia	6,30%	6,31%	6,34%	6,36%	6,39%	3,00%	2,92%	2,64%	2,81%	1,81%	9,31%	9,23%	8,97%	9,16%	8,20%
CPFL Paulista	6,22%	6,17%	6,21%	6,18%	6,32%	3,36%	3,49%	3,24%	3,35%	1,98%	9,58%	9,66%	9,45%	9,53%	8,30%
CPFL Piratininga	5,14%	5,31%	5,37%	5,45%	5,52%	2,16%	2,20%	2,07%	2,08%	1,45%	7,30%	7,52%	7,44%	7,53%	6,97%
RGE	7,32%	7,37%	7,39%	7,44%	7,28%	2,72%	2,50%	1,77%	1,91%	1,81%	10,04%	9,87%	9,16%	9,35%	9,09%
RGE Sul	6,83%	6,70%	6,66%	6,73%	6,75%	3,85%	3,02%	3,00%	3,59%	2,20%	10,67%	9,72%	9,67%	10,33%	8,95%
CPFL Santa Cruz	8,65%	8,68%	9,07%	8,97%	7,76%	1,17%	1,31%	0,21%	0,93%	0,51%	9,82%	9,98%	9,28%	9,90%	8,27%
CPFL Jaguari	3,40%	3,39%	3,47%	3,54%	4,28%	1,23%	1,01%	0,16%	0,29%	0,41%	4,63%	4,40%	3,64%	3,83%	4,69%
CPFL Mococa	7,50%	7,34%	7,42%	7,65%	8,17%	2,80%	3,18%	3,04%	3,08%	0,57%	10,29%	10,52%	10,46%	10,73%	8,74%
CPFL Leste Paulista	8,39%	8,39%	8,34%	8,16%	7,99%	2,49%	2,18%	1,69%	1,46%	0,82%	10,88%	10,57%	10,03%	9,62%	8,81%
CPFL Sul Paulista	8,35%	8,25%	8,24%	8,25%	5,94%	1,74%	1,97%	1,62%	1,81%	0,22%	10,08%	10,22%	9,86%	10,05%	6,16%

1) Os valores reportados foram adequados para uma melhor comparação com as trajetórias de perdas definidas pela ANEEL. Para CPFL Piratininga, RGE e RGE Sul, os clientes conectados na tensão A1 são expurgados da conta.

2) As metas regulatórias de perdas são definidos no processo de revisão tarifária periódica (RTP). CPFL Paulista, RGE e RGE Sul estão no 3º CRTP e as demais distribuidoras se encontram no 4ºCRTP.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia, já considerando a RGE Sul no histórico, foi de **9,16%** no 3T17, comparado a **8,98%** no 3T16, um aumento de **0,18 p.p.** Se desconsiderarmos a RGE Sul, o índice de perdas consolidado da CPFL Energia seria de **8,98%** no 3T17, comparado a **8,84%** no 3T16, um aumento de **0,14 p.p.**

Já as perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão evoluíram conforme o quadro abaixo:

Perdas Acumuladas em 12 Meses - BT ¹	Perdas Não-Técnicas sobre BT				
	4T16	1T17	2T17	3T17	ANEEL ²
CPFL Paulista	7,91%	8,23%	7,65%	7,93%	4,61%
CPFL Piratininga	6,10%	6,21%	5,85%	5,89%	3,90%
RGE	6,71%	6,18%	4,36%	4,73%	4,41%
RGE Sul	9,23%	7,15%	7,11%	8,54%	4,91%
CPFL Santa Cruz	2,36%	2,64%	0,42%	1,88%	0,98%
CPFL Jaguari	4,93%	4,10%	0,66%	1,17%	1,60%
CPFL Mococa	4,94%	5,64%	5,42%	5,52%	0,98%
CPFL Leste Paulista	4,48%	3,96%	3,07%	2,65%	1,46%
CPFL Sul Paulista	3,76%	4,27%	3,48%	3,89%	0,46%

1) Os valores das metas e trajetórias regulatórias de perdas são definidos no processo de revisão tarifária periódica (RTP). CPFL Paulista, RGE e RGE Sul estão no 3º CRTP e as demais distribuidoras já se encontram no 4ºCRTP.

10.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

10.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Líquida	986	561	75,9%	1.478	2.370	-37,6%
EBITDA⁽¹⁾	42	55	-23,9%	104	117	-11,6%
Lucro Líquido	26	39	-34,3%	73	61	20,0%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Receita Operacional

No 3T17, a receita operacional líquida atingiu R\$ 986 milhões, representando um aumento de 75,9% (R\$ 425 milhões).

EBITDA

No 3T17, o EBITDA foi de R\$ 42 milhões, comparado a R\$ 55 milhões no 3T16, um decréscimo de 23,9% (R\$ 13 milhões).

Lucro Líquido

No 3T17, o lucro líquido foi de R\$ 26 milhões, comparado R\$ 39 milhões no 3T16, uma queda de 34,3% (R\$ 13 milhões).

10.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Líquida	164	118	38,9%	387	298	29,9%
EBITDA⁽¹⁾	21	24	-15,0%	61	61	-0,5%
Lucro Líquido	13	18	-28,0%	38	41	-7,2%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Receita Operacional

No 3T17, a receita operacional líquida atingiu R\$ 164 milhões, representando um aumento de 38,9% (R\$ 46 milhões).

EBITDA

No 3T17, o EBITDA foi de R\$ 21 milhões, comparado a R\$ 24 milhões no 3T16, uma diminuição de 15,0% (R\$ 3 milhões).

Lucro Líquido

No 3T17, o lucro líquido foi de R\$ 13 milhões, comparado a R\$ 18 milhões no 3T16, uma diminuição de 28,0% (R\$ 5 milhões).

10.3) Segmento de Geração Convencional

10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	322	283	13,9%	912	816	11,8%
Receita Operacional Líquida	293	257	14,2%	830	740	12,1%
Custo com Energia Elétrica	(49)	(23)	113,0%	(99)	(70)	41,5%
Custos e Despesas Operacionais	(56)	(54)	3,1%	(173)	(170)	1,8%
Resultado do Serviço	189	180	5,0%	559	501	11,5%
EBITDA	310	280	10,8%	904	795	13,7%
Resultado Financeiro	(64)	(113)	-44,0%	(266)	(284)	-6,3%
Lucro Antes da Tributação	215	135	59,1%	546	418	30,5%
Lucro Líquido	175	113	54,4%	449	344	30,4%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

10.3.1.1) Receita Operacional

No 3T17, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 322 milhões, um aumento de 13,9% (R\$ 39 milhões) em relação ao 3T16.

A variação na receita operacional bruta é explicada pelos seguintes fatores:

- Aumento da receita de suprimento de energia proveniente da UHE Serra da Mesa (R\$ 7 milhões), justificado pelos incrementos de receita de suprimento de Furnas;
- Aumento no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da UHE Barra Grande (R\$ 3 milhões);
- Aumento da receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran) (R\$ 7 milhões), devido ao aumento de 7,9% no volume de energia vendida, aliada ao reajuste de contratos;
- Outras receitas, provenientes do acordo de ressarcimento GSF (R\$ 23 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 293 milhões, registrando uma elevação de 14,2% (R\$ 36 milhões) em relação ao 3T16.

10.3.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 3T17, o custo com energia elétrica foi de R\$ 49 milhões, um aumento de 113,0% (R\$ 26 milhões) quando comparado ao mesmo trimestre de 2016, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Aumento de 153,0% (R\$ 25 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 21 milhões no custo com energia para as usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran), devido ao aumento no volume de energia comprada em 150%, aliado ao aumento no preço médio da energia comprada, ocasionado pela elevação do PLD;
 - (ii) Na CPFL Geração, aumento do custo com energia oriunda da Baesa (R\$ 9 milhões) devido ao aumento no preço médio de compra da energia em 60%.
- Aumento de 13,0% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 1 milhão).

10.3.1.3 Custos e Despesas Operacionais

No 3T17, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 56 milhões, comparados a R\$ 54 milhões no 3T16, um aumento de 3,1% (R\$ 2 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 24 milhões no 3T17, comparado a R\$ 22 milhões no 3T16, registrando um aumento de 7,6% (R\$ 2 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)						
	3T17	3T16	Variação	9M17	9M16	Variação
			%			%
PMSO						
Pessoal	(8,7)	(8,0)	8,1%	(28,6)	(27,2)	4,9%
Material	(2,5)	(0,7)	272,3%	(3,7)	(2,1)	76,6%
Serviços de Terceiros	(4,7)	(4,7)	0,4%	(19,6)	(14,9)	31,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8,3)	(9,1)	-8,6%	(26,9)	(31,2)	-13,7%
Prêmio do Risco do GSF	(1,8)	(4,1)	-56,3%	(5,4)	(5,4)	-
Outros	(6,5)	(4,9)	31,6%	(21,5)	(25,8)	-16,5%
Total PMSO	(24,1)	(22,4)	7,6%	(78,8)	(75,4)	4,5%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- i. Aumento de 8,1% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Pessoal, principalmente em função do acordo coletivo de trabalho;
 - ii. Aumento de R\$ 2 milhões nas despesas com Material na controlada Ceran, decorrente de aumento nas despesas com material para manutenção das usinas;
Parcialmente compensado por:
 - iii. Redução de 8,6% (R\$ 1 milhão) em Outros Custos/Despesas Operacionais.
- (ii) Manutenção da Depreciação e Amortização.

10.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	3T17	3T16	Var. R\$	Var. %	9M17	9M16	Var. R\$	Var. %
Projetos								
UHE Barra Grande	9	0	8	100,0%	12	8	4	46,6%
UHE Campos Novos	26	31	(5)	-15,1%	89	84	5	5,7%
UHE Foz do Chapecó	34	27	7	27,8%	94	65	29	45,1%
UTE Epasa	21	11	10	91,2%	58	44	14	31,4%
Total	90	69	21	30,8%	253	201	52	25,8%

No 3T17, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 90 milhões, comparado a R\$ 69 milhões no 3T16, um aumento de 30,8% (R\$ 21 milhões).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
BAESA	3T17	3T16	Var. R\$	Var. %	9M17	9M16	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	31	13	18	135,2%	61	45	15	33,5%
Custos/Desp. Operacionais	(14)	(6)	(9)	143,2%	(29)	(13)	(16)	128,6%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	0	-0,2%	(10)	(10)	0	-2,0%
Resultado Financeiro	(1)	(1)	0	-41,5%	(3)	(4)	1	-31,5%
IR/CS	(5)	(0)	(5)	4024,3%	(7)	(4)	(2)	54,8%
Lucro Líquido	9	0	8	4922,9%	12	8	4	46,6%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
ENERCAN	3T17	3T16	Var. R\$	Var. %	9M17	9M16	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	71	69	2	2,2%	212	204	7	3,6%
Custos/Desp. Operacionais	(27)	(15)	(12)	79,0%	(65)	(51)	(15)	28,8%
Depreciação e Amortização	(6)	(7)	0	-2,0%	(19)	(20)	0	-1,9%
Resultado Financeiro	(1)	(4)	3	-63,7%	(8)	(13)	5	-40,0%
IR/CS	(14)	(16)	2	-13,4%	(46)	(43)	(3)	5,9%
Lucro Líquido	26	31	(5)	-15,1%	89	84	5	5,7%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
FOZ DO CHAPECO	3T17	3T16	Var. R\$	Var. %	9M17	9M16	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	106	104	2	2,0%	313	296	18	6,0%
Custos/Desp. Operacionais	(20)	(22)	2	-7,5%	(62)	(60)	(2)	3,1%
Depreciação e Amortização	(16)	(16)	0	-1,0%	(49)	(49)	0	-0,9%
Resultado Financeiro	(15)	(16)	1	-7,8%	(44)	(48)	4	-7,9%
IR/CS	(18)	(13)	(4)	33,1%	(51)	(33)	(18)	56,3%
Lucro Líquido	34	27	7	27,8%	94	65	29	45,1%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
EPASA	3T17	3T16	Var. R\$	Var. %	9M17	9M16	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	130	51	79	154,9%	283	196	87	44,5%
Custos/Desp. Operacionais	(97)	(30)	(67)	224,8%	(191)	(118)	(73)	62,3%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	0	-0,1%	(13)	(13)	0	-0,5%
Resultado Financeiro	(3)	(3)	0	-13,8%	(8)	(10)	2	-17,4%
IR/CS	(5)	(3)	(3)	93,4%	(13)	(11)	(2)	16,8%
Lucro Líquido	21	11	10	91,2%	58	44	14	31,4%

10.3.1.5) EBITDA

No 3T17, o **EBITDA** foi de R\$ 310 milhões, comparado a R\$ 280 milhões no 3T16, um aumento de 10,8% (R\$ 30 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Lucro Líquido	175	113	54,4%	449	344	30,4%
Depreciação e Amortização	31	31		92	93	
Resultado Financeiro	64	113		266	284	
IR/CS	41	22		97	74	
EBITDA	310	280	10,8%	904	795	13,7%

10.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	11	30	-61,8%	67	62	7,1%
Atualização de Créditos Fiscais	0	1	-58,8%	0	3	-82,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	12	2	716,1%	23	62	-62,2%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(2)	-59,4%	(3)	(3)	-2,4%
Outros	2	4	-58,6%	2	8	-74,2%
Total	25	35	-28,0%	89	132	-32,0%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(76)	(124)	-38,6%	(288)	(357)	-19,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(11)	(20)	-43,4%	(60)	(37)	62,0%
Uso do Bem Público - UBP	(1)	(4)	-75,0%	(5)	(12)	-62,6%
Outros	(1)	(1)	-36,8%	(3)	(9)	-68,3%
Total	(89)	(149)	-40,2%	(355)	(415)	-14,4%
Resultado Financeiro	(64)	(113)	-44,0%	(266)	(284)	-6,3%

No 3T17, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 64 milhões, representando uma redução de 44,0% (R\$ 50 milhões), em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 113 milhões registrada no 3T16.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 35 milhões no 3T16 para R\$ 25 milhões no 3T17, uma redução de 28,0% (R\$ 10 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 61,8% (R\$ 19 milhões) em **Rendas de Aplicações Financeiras**;
 - ✓ Redução de 58,6% (R\$ 3 milhões) em **Outros**;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de R\$ 11 milhões em **atualizações monetárias e cambiais**, passando de uma receita de R\$ 2 milhões no 3T16 para uma receita de R\$ 12 milhões no 3T17, decorrente do ganho com derivativo *zero-cost collar*³;

³ Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento

- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 149 milhões no 3T16 para R\$ 89 milhões no 3T17, uma redução de 40,2% (R\$ 60 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 38,6% (R\$ 48 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;
 - ✓ Redução de 43,4% (R\$ 9 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;
 - ✓ Redução de 75,0% (R\$ 3 milhões) nas despesas de **UBP**.

10.3.1.7) Lucro Líquido

No 3T17, o **lucro líquido** foi de R\$ 175 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 113 milhões no 3T16, uma elevação de 54,4%.

10.4) CPFL Renováveis

10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)						
	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
Receita Operacional Bruta	631	539	17,1%	1.504	1.233	22,0%
Receita Operacional Líquida	597	508	17,6%	1.416	1.169	21,1%
Custo com Energia Elétrica	(82)	(59)	38,4%	(219)	(143)	53,3%
Custos e Despesas Operacionais	(265)	(242)	9,6%	(791)	(704)	12,3%
Resultado do Serviço	250	206	21,1%	406	322	26,0%
EBITDA ⁽¹⁾	408	345	18,2%	867	729	19,0%
Resultado Financeiro	(120)	(132)	-8,7%	(376)	(394)	-4,4%
Lucro antes da Tributação	130	75	73,6%	29	(72)	-140,7%
Lucro Líquido	106	52	104,2%	(21)	(112)	-81,5%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

10.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis

No 3T17, a CPFL Renováveis registrou um EBITDA 18,2% superior ao registrado no 3T16. As variações no DRE devem-se principalmente aos fatores abaixo:

- Entrada em operação comercial dos parques eólicos do **Complexo Pedra Cheirosa** em junho de 2017 (48,3 MW);
- Entrada em operação comercial dos parques eólicos dos **Complexos Campo dos Ventos e São Benedito**, de forma gradual, ao longo de 2016 (231,0 MW).
- Sazonalização dos contratos de venda de energia e da estratégia de venda de energia no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).

controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.

10.4.1.2) Receita Operacional

A **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 631 milhões no 3T17, representando um aumento de 17,1% (R\$ 92 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 597 milhões no 3T17, representando um aumento de 17,6% (R\$ 89 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

Fonte Eólica (R\$ 74 milhões):

- (i) Entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa, parcialmente compensado pelo menor volume de energia gerado principalmente nos parques do Ceará;
- (ii) Efeito positivo no 3T17 do leilão de desconstratação de energia nova por meio do MCSD, uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão. Adicionalmente, a sobra de energia de alguns desses parques no 3T17, foi liquidada à PLD.

Fonte Biomassa (R\$ 9 milhões):

- (iii) A partir do 1T17, o reconhecimento da receita das biomassas (com exceção das usinas com contrato de venda de energia no mercado regulado - Bio Pedra, Bio Ester e Bio Formosa) passou a ser de acordo com a sazonalização da garantia física dos contratos, enquanto que parte da geração das biomassas em 2016 era reconhecida de acordo com a geração.

10.4.1.3) Custo com Energia Elétrica

No 3T17, o Custo com Energia Elétrica foi de R\$ 82 milhões, representando um aumento de 38,4% (R\$ 23 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- Aumento de 61,3% no custo com **Energia Comprada para Revenda**, devido principalmente à compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo e hedge;
- Reconhecimento de indenização contratual e apurações anuais e quadrienais dos contratos de venda de energia que ocorreram no 3T16 e não se repetiram no 3T17.

10.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais

No 3T17, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 265 milhões, representando um aumento de 9,6% (R\$ 23 milhões). Os principais fatores foram:

- **PMSO**, que atingiu R\$ 107 milhões, um aumento de 3,7% (R\$ 4 milhões).

A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)								
	3T17	3T16	Variação		9M17	9M16	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO								
Pessoal	(26)	(23)	(3)	14,7%	(72)	(64)	(8)	12,6%
Material	(9)	(2)	(7)	306,8%	(17)	(7)	(10)	140,6%
Serviços de Terceiros	(46)	(47)	1	-2,6%	(147)	(133)	(14)	10,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(26)	(31)	5	-16,8%	(94)	(94)	(0)	0,2%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50,0%	(1)	(1)	-	-
Outros	(25)	(30)	5	-15,5%	(93)	(93)	(0)	0,2%
Total PMSO	(107)	(104)	(4)	3,7%	(329,7)	(297,6)	(32)	10,8%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal:** Aumento de 14,7% (R\$ 3 milhões), decorrente do maior número de funcionários. No 3T17, houve a contratação de 45 ex-colaboradores do fornecedor Suzlon para dar continuidade nas operações de O&M dos aerogeradores dos parques eólicos do Ceará.

10.4.1.5) EBITDA

No 3T17, o **EBITDA** foi de R\$ 408 milhões, comparado a R\$ 345 milhões no 3T16, um aumento de 18,2% (R\$ 63 milhões). Tais resultados se devem basicamente à maior receita líquida resultante principalmente da entrada em operação de novos ativos e da sazonalização dos contratos de venda de energia, à estratégia de venda de energia no MCSD e à manutenção dos custos de geração. Tal resultado foi parcialmente compensado pela baixa de saldos de contas a receber de Suzlon e baixa de imobilizado de ativo de biomassa totalizando R\$ 8 milhões no 3T17.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Lucro Líquido	106	52	104,2%	(21)	(112)	-81,5%
Depreciação e Amortização	158	138		462	407	
Resultado Financeiro	120	132		376	394	
IR/CS	24	23		50	40	
EBITDA	408	345	18,2%	867	729	19,0%

10.4.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	33	26	23,2%	100	82	22,1%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	1	-89,8%	1	3	-67,4%
Atualização de Depósitos Judiciais	0	0	8,1%	0	1	-41,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	1	-87,7%	0	2	-77,3%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(1)	-15,4%	(4)	(4)	-6,2%
Outros	3	6	-44,1%	10	15	-36,0%
Total	35	33	5,2%	107	98	9,4%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(139)	(151)	-7,8%	(432)	(436)	-0,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(17)	(22)	-24,9%	(53)	(63)	-15,7%
(-) Juros Capitalizados	28	44	-36,3%	28	44	-36,3%
Outros	(2)	(7)	-65,7%	(26)	(37)	-29,7%
Total	(130)	(137)	-4,5%	(483)	(491)	-1,6%
Resultado Financeiro	(95)	(103)	-7,7%	(376)	(394)	-4,4%

No 3T17, o Resultado Financeiro Líquido foi uma despesa de R\$ 95 milhões, representando uma diminuição de 7,7% (R\$ 8 milhões) em relação ao 3T16.

Os principais fatores que afetaram a receita financeira (aumento de R\$ 2 milhões) foram:

- (i) Maior saldo médio de caixa no período (R\$ 1.562 milhões no 3T17 vs. R\$ 953 milhões no 3T16), parcialmente compensado pela menor taxa de juros (CDI);

Já o principal fator que afetou a despesa financeira (diminuição de R\$ 7 milhões) foi:

- (ii) O acelerado crescimento do portfólio de ativos da Companhia é naturalmente associado a dívidas de longo prazo que, na medida em que as novas capacidades entram em operação ou que as aquisições passam a ser consolidadas na CPFL Renováveis, incrementam sua despesa financeira, afetando seus resultados líquidos. Por outro lado, o crescimento do portfólio também proporciona aumento da geração de caixa operacional e valor para a Companhias.

10.4.1.7) Lucro Líquido

No 3T17, o **Lucro Líquido** foi de R\$ 106 milhões, comparado a um **Lucro Líquido** de R\$ 52 milhões no 3T16, um aumento de 104,2% (R\$ 54 milhões), devido à maior receita líquida apurada no período, parcialmente compensada pelo maior custo de geração de energia, devido basicamente ao maior portfólio em operação e às baixas realizadas no período conforme já mencionadas.

10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 2.103 MW de capacidade instalada em operação e 30 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 39 PCHs (423 MW), 45 parques eólicos (1.309 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda está em construção 1 PCH (30 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.564 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos (participação de 100%) em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, na data deste relatório:

CPFL Renováveis - Portfólio (Participação 100%)					
Em MW	PCH	Biomassa	Eólica	Solar	Total
Em operação	423	370	1.309	1	2.103
Em construção	30	-	-	-	30
Em desenvolvimento	242	-	1.982	340	2.564
Total	695	370	3.291	341	4.697

PCH Boa Vista II

A PCH Boa Vista II, projeto localizado no Estado de Minas Gerais, tem previsão de entrada em operação a partir do 1T20. A capacidade instalada é de 29,9 MW e a garantia física é de 14,8 MWmédios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova A-5 de 2015 (preço: R\$ 233,59/MWh – setembro de 2017).

11) ANEXOS

11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2016
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	3.832.155	6.164.997	5.344.665
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.644.672	3.765.893	3.540.804
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	106.237	73.328	13.424
Tributos a Compensar	372.859	403.848	376.849
Derivativos	389.732	163.241	111.761
Ativo Financeiro Setorial	5.449	-	239.341
Ativo Financeiro da Concessão	11.437	10.700	10.563
Outros Créditos	935.255	797.181	727.358
	10.297.796	11.379.187	10.364.766
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	242.650	203.185	141.040
Coligadas, Controladas e Controladora	9.157	47.631	46.292
Depósitos Judiciais	837.526	550.072	499.126
Tributos a Compensar	232.379	198.286	166.102
Ativo Financeiro Setorial	348.157	-	-
Derivativos	261.942	641.357	664.538
Créditos Fiscais Diferidos	979.110	922.858	578.360
Ativo Financeiro da Concessão	6.287.650	5.363.144	4.222.894
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	809.785	766.253	686.187
Investimentos	1.042.445	1.493.753	1.440.262
Imobilizado	9.841.148	9.712.998	9.663.465
Intangível	10.487.077	10.775.613	8.963.014
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	31.495.681	30.791.805	27.187.935
TOTAL DO ATIVO	41.793.477	42.170.992	37.552.701

11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2016
CIRCULANTE			
Fornecedores	4.148.059	2.728.130	1.943.658
Empréstimos e Financiamentos	3.767.294	1.875.648	1.531.693
Debêntures	1.610.575	1.547.275	1.506.497
Entidade de Previdência Privada	80.091	33.209	8.946
Taxas Regulamentares	452.279	366.078	284.841
Impostos, Taxas e Contribuições	698.712	681.544	671.486
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	5.418	232.851	8.211
Obrigações Estimadas com Pessoal	171.492	131.707	133.527
Derivativos	4.464	6.055	4.548
Passivo Financeiro Setorial	384.115	597.515	317.091
Uso do Bem Público	11.936	10.857	9.941
Outras Contas a Pagar	973.025	807.623	737.258
TOTAL DO CIRCULANTE	12.307.461	9.018.492	7.157.697
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	126.394	129.781	633
Empréstimos e Financiamentos	8.006.258	11.168.394	11.238.437
Debêntures	6.436.820	7.452.672	5.132.289
Entidade de Previdência Privada	1.014.736	1.019.233	857.031
Impostos, Taxas e Contribuições	21.107	26.814	-
Débitos Fiscais Diferidos	1.267.570	1.324.134	1.345.092
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	948.448	833.276	613.267
Derivativos	117.130	112.207	129.299
Passivo Financeiro Setorial	76.902	317.406	357.164
Uso do Bem Público	82.153	86.624	87.666
Outras Contas a Pagar	293.538	309.292	180.457
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	18.391.056	22.779.832	19.941.335
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	5.741.284	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	468.014	468.014	468.302
Reserva Legal	739.102	739.102	694.058
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	760.976	702.928	724.308
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	545.505	545.505	-
Dividendo	-	7.820	-
Resultado Abrangente Acumulado	(253.927)	(234.633)	(238.407)
Lucros Acumulados	684.579	-	644.988
	8.685.534	7.970.021	8.034.534
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.409.425	2.402.648	2.419.136
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	11.094.960	10.372.668	10.453.670
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	41.793.477	42.170.992	37.552.701

11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado						
	3T17	3T16	Varição	9M17	9M16	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.110.261	5.474.412	11,6%	18.807.612	17.782.476	5,8%
Suprimento de Energia Elétrica	2.117.043	1.012.962	109,0%	4.521.967	2.401.179	88,3%
Receita com construção de infraestrutura	602.337	325.100	85,3%	1.480.699	816.950	81,2%
Atualização do ativo financeiro da concessão	10.399	45.439	-77,1%	91.713	197.461	-53,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	1.244.970	(558.007)	-	1.049.284	(1.752.239)	-
Outras Receitas Operacionais	988.179	1.077.085	-8,3%	3.008.810	2.743.209	9,7%
	11.073.189	7.376.991	50,1%	28.960.086	22.189.035	30,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.289.243)	(2.594.177)	26,8%	(9.674.812)	(8.588.728)	12,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	7.783.946	4.782.814	62,7%	19.285.274	13.600.307	41,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(4.772.758)	(2.465.707)	93,6%	(11.311.684)	(6.945.260)	62,9%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(473.326)	(304.806)	55,3%	(893.571)	(1.017.820)	-12,2%
	(5.246.084)	(2.770.513)	89,4%	(12.205.255)	(7.963.080)	53,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(329.180)	(261.189)	26,0%	(998.342)	(773.357)	29,1%
Material	(69.451)	(64.765)	7,2%	(182.008)	(143.821)	26,6%
Serviços de Terceiros	(173.821)	(156.531)	11,0%	(548.210)	(463.318)	18,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(153.834)	(130.619)	17,8%	(542.572)	(469.521)	15,6%
PDD	(32.818)	(34.161)	-3,9%	(118.885)	(130.026)	-8,6%
Despesas legais e judiciais	(14.077)	(29.258)	-51,9%	(127.700)	(138.227)	-7,6%
Outros	(106.940)	(67.201)	59,1%	(295.987)	(201.268)	47,1%
Custos com construção de infraestrutura	(598.698)	(324.154)	84,7%	(1.478.990)	(815.681)	81,3%
Entidade de Previdência Privada	(28.483)	(23.658)	20,4%	(85.426)	(51.483)	65,9%
Depreciação e Amortização	(313.328)	(254.202)	23,3%	(926.776)	(750.297)	23,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(71.293)	(62.365)	14,3%	(215.526)	(186.272)	15,7%
	(1.738.088)	(1.277.483)	36,1%	(4.977.850)	(3.653.749)	36,2%
EBITDA¹	1.274.571	1.120.356	13,8%	3.497.613	3.121.425	12,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	799.774	734.818	8,8%	2.102.168	1.983.477	6,0%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	205.553	286.311	-28,2%	708.896	932.155	-24,0%
Despesas	(548.953)	(703.203)	-21,9%	(1.906.602)	(1.932.031)	-1,3%
	(343.400)	(416.892)	-17,6%	(1.197.706)	(999.876)	19,8%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	90.176	68.971	30,7%	253.143	201.379	25,7%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	90.031	68.826	30,8%	252.709	200.944	25,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	546.404	386.752	41,3%	1.157.171	1.184.545	-2,3%
Contribuição Social	(44.521)	(35.448)	25,6%	(113.385)	(125.116)	-9,4%
Imposto de Renda	(111.686)	(82.031)	36,1%	(298.296)	(317.575)	-6,1%
LUCRO LÍQUIDO	390.198	269.272	44,9%	745.490	741.854	0,5%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	331.813	231.566	43,3%	721.173	762.725	-5,4%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	58.385	37.707	54,8%	24.318	(20.871)	-

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

11.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	3T17	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	4.316.090	5.344.665
Lucro Líquido Antes dos Tributos	546.404	1.353.173
Depreciação e Amortização	384.075	1.496.898
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	538.437	2.253.232
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(756.662)	(734.282)
Ativo Financeiro Setorial	(235.259)	59.032
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	4.651	67.527
Fornecedores	1.357.951	1.854.725
Passivo Financeiro Setorial	(942.645)	(587.222)
Contas a Pagar - CDE	6.591	(27.551)
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(426.555)	(1.702.513)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(108.116)	(555.333)
Outros	451.358	499.883
	273.826	2.624.396
Total de Atividades Operacionais	820.230	3.977.569
Atividades de Investimentos		
Valor Pago em Combinações de Negócios, Líquido do Caixa Adquirido	-	(1.496.675)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(537.306)	(2.555.134)
Outros	101.538	47.892
Total de Atividades de Investimentos	(435.768)	(4.003.917)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	558.579	3.029.485
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.419.112)	(4.257.484)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(7.877)	(253.407)
Outros	13	(4.756)
Total de Atividades de Financiamento	(868.397)	(1.486.162)
Geração de Caixa	(483.935)	(1.512.510)
Saldo Final do Caixa - 30/09/2017	3.832.155	3.832.155

11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (em milhares de reais)



Geração Convencional						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Suprimento de Energia Elétrica	295.019	278.203	6,0%	870.522	807.409	7,8%
Outras Receitas Operacionais	27.166	4.737	473,5%	41.341	8.239	401,8%
	322.185	282.940	13,9%	911.862	815.648	11,8%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(29.116)	(26.270)	10,8%	(81.639)	(75.262)	8,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	293.069	256.669	14,2%	830.223	740.387	12,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(41.873)	(16.540)	153,2%	(78.761)	(51.788)	52,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.748)	(6.283)	7,4%	(19.912)	(17.962)	10,9%
	(48.621)	(22.823)	113,0%	(98.674)	(69.751)	41,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.686)	(8.038)	8,1%	(28.578)	(27.239)	4,9%
Material	(2.480)	(666)	272,3%	(3.742)	(2.119)	76,6%
Serviços de Terceiros	(4.694)	(4.676)	0,4%	(19.550)	(14.871)	31,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8.278)	(9.059)	-8,6%	(26.924)	(31.181)	-13,7%
Entidade de Previdência Privada	(517)	(517)	0,0%	(1.550)	(1.160)	33,6%
Depreciação e Amortização	(28.378)	(28.400)	-0,1%	(84.869)	(85.516)	-0,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.492)	0,0%	(7.475)	(7.475)	0,0%
	(55.524)	(53.847)	3,1%	(172.688)	(169.561)	1,8%
EBITDA	309.969	279.861	10,8%	904.348	795.445	13,7%
RESULTADO DO SERVIÇO	188.925	179.999	5,0%	558.861	501.075	11,5%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	25.259	35.093	-28,0%	89.450	131.604	-32,0%
Despesas	(88.780)	(148.514)	-40,2%	(355.279)	(415.278)	-14,4%
	(63.521)	(113.421)	-44,0%	(265.829)	(283.674)	-6,3%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	90.175	68.971	30,7%	253.143	201.379	25,7%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	90.031	68.826	30,8%	252.709	200.944	25,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	215.434	135.404	59,1%	545.741	418.345	30,5%
Contribuição Social	(10.892)	(5.871)	85,5%	(25.744)	(19.702)	30,7%
Imposto de Renda	(29.773)	(16.333)	82,3%	(71.178)	(54.487)	30,6%
LUCRO LÍQUIDO	174.768	113.200	54,4%	448.818	344.156	30,4%

11.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%								
	3T17	3T16	Var.	Var. %	9M17	9M16	Var.	Var. %
RECEITA OPERACIONAL								
Fornecimento de Energia Elétrica	5.534	22.934	(17.400)	-75,9%	35.358	68.410	(33.052)	-48,3%
Suprimento de Energia Elétrica	624.623	513.531	111.092	21,6%	1.464.220	1.153.072	311.148	27,0%
Outras Receitas Operacionais	956	2.700	(1.744)	-64,6%	4.392	11.445	(7.053)	-61,6%
	631.113	539.165	91.948	17,1%	1.503.969	1.232.927	271.043	22,0%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL								
	(34.055)	(31.560)	(2.496)	7,9%	(88.182)	(63.967)	(24.215)	37,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	597.057	507.605	89.452	17,6%	1.415.787	1.168.959	246.827	21,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(58.512)	(36.276)	(22.235)	61,3%	(148.164)	(81.784)	(66.380)	81,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(23.296)	(22.834)	(461)	2,0%	(70.700)	(60.988)	(9.712)	15,9%
	(81.808)	(59.111)	(22.697)	38,4%	(218.864)	(142.772)	(76.092)	53,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal	(25.925)	(22.600)	(3.324)	14,7%	(71.863)	(63.811)	(8.052)	12,6%
Material	(2.524)	(1.148)	(1.376)	119,9%	(16.715)	(6.948)	(9.768)	140,6%
Serviços de Terceiros	(54.582)	(43.428)	(11.153)	25,7%	(147.087)	(132.996)	(14.091)	10,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(42.270)	(36.726)	(5.545)	15,1%	(93.999)	(93.849)	(150)	0,2%
Depreciação e Amortização	(114.236)	(97.029)	(17.207)	17,7%	(345.223)	(292.670)	(52.553)	18,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(38.625)	(37.932)	(692)	1,8%	(116.307)	(114.010)	(2.297)	2,0%
	(275.265)	(237.139)	(38.126)	16,1%	(791.194)	(704.283)	(86.911)	12,3%
EBITDA ⁽¹⁾	407.791	344.895	62.896	18,2%	867.259	728.584	138.675	19,0%
RESULTADO DO SERVIÇO	249.955	206.474	43.481	21,1%	405.729	321.905	83.825	26,0%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas	35.217	33.487	1.730	5,2%	106.957	97.742	9.215	9,4%
Despesas	(155.432)	(165.223)	9.791	-5,9%	(483.358)	(491.636)	8.278	-1,7%
	(120.215)	(131.736)	11.521	-8,7%	(376.401)	(393.895)	17.494	-4,4%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	129.740	74.738	55.002	73,6%	29.328	(71.990)	101.318	-140,7%
Contribuição Social	(9.240)	(10.347)	1.107	-10,7%	(18.390)	(17.345)	(1.045)	6,0%
Imposto de Renda	(14.771)	(12.620)	(2.151)	17,0%	(31.654)	(22.493)	(9.162)	40,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	105.729	51.772	53.957	104,2%	(20.716)	(111.827)	91.112	-81,5%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição

(em milhares de reais)



Consolidado						
	3T17	3T16	Varição	9M17	9M16	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.607.720	5.056.216	10,9%	17.374.687	16.664.433	4,3%
Suprimento de Energia Elétrica	856.716	217.629	293,7%	1.743.980	458.873	280,1%
Receita com construção de infraestrutura	596.755	299.165	99,5%	1.433.943	782.162	83,3%
Atualização do ativo financeiro da concessão	10.399	45.439	-77,1%	91.713	197.461	-53,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	1.244.970	(558.007)	-	1.049.284	(1.752.239)	-
Outras Receitas Operacionais	939.068	1.026.504	-8,5%	2.895.483	2.634.439	9,9%
	9.255.628	6.086.946	52,1%	24.589.090	18.985.129	29,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.115.715)	(2.474.009)	25,9%	(9.245.722)	(8.277.624)	11,7%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.139.913	3.612.937	69,9%	15.343.368	10.707.505	43,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.971.264)	(2.108.341)	88,4%	(9.567.184)	(5.985.341)	59,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(455.297)	(281.266)	61,9%	(827.600)	(955.223)	-13,4%
	(4.426.561)	(2.389.607)	85,2%	(10.394.784)	(6.940.564)	49,8%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(215.344)	(167.303)	28,7%	(668.968)	(508.292)	31,6%
Material	(43.344)	(32.585)	33,0%	(123.980)	(90.090)	37,6%
Serviços de Terceiros	(211.655)	(163.632)	29,3%	(618.187)	(467.273)	32,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(130.064)	(106.427)	22,2%	(453.144)	(395.992)	14,4%
PDD	(33.301)	(32.534)	2,4%	(119.392)	(126.696)	-5,8%
Despesas Legais e Judiciais	(19.478)	(28.698)	-32,1%	(120.396)	(126.276)	-4,7%
Outros	(77.285)	(45.196)	71,0%	(213.356)	(143.020)	49,2%
Custos com construção de infraestrutura	(596.755)	(299.165)	99,5%	(1.433.943)	(782.162)	83,3%
Entidade de Previdência Privada	(27.966)	(23.141)	20,8%	(83.876)	(50.323)	66,7%
Depreciação e Amortização	(163.336)	(120.964)	35,0%	(468.780)	(358.680)	30,7%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.067)	(5.918)	137,7%	(44.710)	(17.753)	151,8%
Amortização do ágio de aquisição	(12.254)	(15.035)	-18,5%	(55.837)	(45.104)	23,8%
	(1.414.784)	(934.170)	51,4%	(3.951.424)	(2.715.668)	45,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	488.225	431.076	13,3%	1.566.486	1.472.809	6,4%
RESULTADO DO SERVIÇO	298.568	289.160	3,3%	997.160	1.051.273	-5,1%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	131.887	184.370	-28,5%	472.228	616.666	-23,4%
Despesas	(262.318)	(378.026)	-30,6%	(949.827)	(966.444)	-1,7%
Juros Sobre o Capital Próprio	(130.431)	(193.656)	-32,6%	(477.599)	(349.777)	36,5%
	168.137	95.504	76,1%	519.560	701.496	-25,9%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	168.137	95.504	76,1%	519.560	701.496	-25,9%
Contribuição Social	(20.910)	(12.318)	69,7%	(62.718)	(74.891)	-16,3%
Imposto de Renda	(56.455)	(31.594)	78,7%	(172.622)	(199.480)	-13,5%
Lucro Líquido (IFRS)	90.772	51.591	75,9%	284.221	427.124	-33,5%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

11.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (sem RGE Sul) (em milhares de reais)



Consolidado (sem RGE Sul)						
	3T17	3T16	Varição	9M17	9M16	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	4.743.469	5.056.216	-6,2%	14.483.259	16.664.433	-13,1%
Suprimento de Energia Elétrica	706.051	217.629	224,4%	1.460.119	458.873	218,2%
Receita com construção de infraestrutura	485.090	299.165	62,1%	1.133.596	782.162	44,9%
Atualização do ativo financeiro da concessão	7.195	45.439	-84,2%	77.578	197.461	-60,7%
Ativo e passivo financeiro setorial	1.055.555	(558.007)	-	953.823	(1.752.239)	-
Outras Receitas Operacionais	812.317	1.026.504	-20,9%	2.449.404	2.634.439	-7,0%
	7.809.678	6.086.946	28,3%	20.557.779	18.985.129	8,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.627.910)	(2.474.009)	6,2%	(7.684.839)	(8.277.624)	-7,2%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.181.767	3.612.937	43,4%	12.872.940	10.707.505	20,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.363.898)	(2.108.341)	59,6%	(8.078.953)	(5.985.341)	35,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(368.992)	(281.266)	31,2%	(662.470)	(955.223)	-30,6%
	(3.732.890)	(2.389.607)	56,2%	(8.741.422)	(6.940.564)	25,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(179.366)	(167.303)	7,2%	(551.708)	(508.292)	8,5%
Material	(36.096)	(32.585)	10,8%	(100.942)	(90.090)	12,0%
Serviços de Terceiros	(180.735)	(163.632)	10,5%	(525.033)	(467.273)	12,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(126.222)	(106.427)	18,6%	(393.025)	(395.992)	-0,7%
PDD	(25.744)	(32.534)	-20,9%	(97.315)	(126.696)	-23,2%
Despesas Legais e Judiciais	(49.041)	(28.698)	70,9%	(126.539)	(126.276)	0,2%
Outros	(51.437)	(45.196)	13,8%	(169.171)	(143.020)	18,3%
Custos com construção de infraestrutura	(485.090)	(299.165)	62,1%	(1.133.596)	(782.162)	44,9%
Entidade de Previdência Privada	(25.499)	(23.141)	10,2%	(76.498)	(50.323)	52,0%
Depreciação e Amortização	(147.141)	(120.964)	21,6%	(401.733)	(358.680)	12,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.918)	(5.918)	0,0%	(17.753)	(17.753)	0,0%
Amortização do ágio de aquisição	(1.520)	(15.035)	-89,9%	(24.421)	(45.104)	-45,9%
	(1.187.586)	(934.170)	27,1%	(3.224.709)	(2.715.668)	18,7%
EBITDA⁽¹⁾	415.871	431.076	-3,5%	1.350.716	1.472.809	-8,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	261.292	289.160	-9,6%	906.808	1.051.273	-13,7%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	116.055	184.370	-37,1%	409.906	616.666	-33,5%
Despesas	(209.373)	(378.026)	-44,6%	(793.984)	(966.444)	-17,8%
Juros Sobre o Capital Próprio	(93.318)	(193.656)	-51,8%	(384.078)	(349.777)	9,8%
	167.975	95.504	75,9%	522.730	701.496	-25,5%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO						
Contribuição Social	(17.691)	(12.318)	43,6%	(58.047)	(74.891)	-22,5%
Imposto de Renda	(47.486)	(31.594)	50,3%	(159.591)	(199.480)	-20,0%
Lucro Líquido	102.797	51.591	99,3%	305.092	427.124	-28,6%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

11.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora (em milhares de reais)

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)

CPFL PAULISTA						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	4.136.870	3.135.238	31,9%	10.766.617	9.812.205	9,7%
Receita Operacional Líquida	2.772.410	1.859.113	49,1%	6.745.874	5.556.540	21,4%
Custo com Energia Elétrica	(2.034.871)	(1.255.263)	62,1%	(4.702.400)	(3.679.409)	27,8%
Custos e Despesas Operacionais	(619.707)	(460.609)	34,5%	(1.652.704)	(1.341.159)	23,2%
Resultado do Serviço	117.832	143.242	-17,7%	390.769	535.972	-27,1%
EBITDA⁽¹⁾	178.287	197.205	-9,6%	564.955	695.544	-18,8%
Resultado Financeiro	(45.808)	(110.611)	-58,6%	(184.717)	(161.016)	14,7%
Lucro antes da Tributação	72.025	32.631	120,7%	206.052	374.957	-45,0%
Lucro Líquido	42.664	17.278	146,9%	118.256	235.118	-49,7%

CPFL PIRATININGA						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	1.756.570	1.389.336	26,4%	4.637.887	4.382.355	5,8%
Receita Operacional Líquida	1.162.416	797.071	45,8%	2.899.796	2.364.473	22,6%
Custo com Energia Elétrica	(894.263)	(553.388)	61,6%	(2.086.446)	(1.612.643)	29,4%
Custos e Despesas Operacionais	(202.389)	(179.594)	12,7%	(581.694)	(506.317)	14,9%
Resultado do Serviço	65.764	64.089	2,6%	231.655	245.513	-5,6%
EBITDA⁽¹⁾	89.825	87.260	2,9%	303.678	314.617	-3,5%
Resultado Financeiro	(24.247)	(38.380)	-36,8%	(89.976)	(63.504)	41,7%
Lucro antes da Tributação	41.518	25.709	61,5%	141.680	182.009	-22,2%
Lucro Líquido	26.053	15.178	71,7%	87.908	112.604	-21,9%

RGE						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	1.487.270	1.217.718	22,1%	4.005.395	3.739.686	7,1%
Receita Operacional Líquida	953.510	738.902	29,0%	2.475.450	2.151.237	15,1%
Custo com Energia Elétrica	(621.658)	(453.206)	37,2%	(1.522.039)	(1.288.232)	18,1%
Custos e Despesas Operacionais	(267.597)	(212.754)	25,8%	(717.678)	(632.125)	13,5%
Resultado do Serviço	64.256	72.942	-11,9%	235.733	230.879	2,1%
EBITDA⁽¹⁾	103.947	111.420	-6,7%	355.166	345.261	2,9%
Resultado Financeiro	(23.116)	(42.084)	-45,1%	(90.717)	(106.944)	-15,2%
Lucro antes da Tributação	41.140	30.859	33,3%	145.016	123.936	17,0%
Lucro Líquido	26.149	19.744	32,4%	91.850	79.132	16,1%

CPFL SANTA CRUZ						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	186.488	150.478	23,9%	504.773	454.599	11,0%
Receita Operacional Líquida	128.936	96.429	33,7%	334.247	276.054	21,1%
Custo com Energia Elétrica	(84.456)	(59.034)	43,1%	(199.410)	(159.779)	24,8%
Custos e Despesas Operacionais	(34.454)	(27.870)	23,6%	(94.690)	(83.871)	12,9%
Resultado do Serviço	10.026	9.525	5,3%	40.147	32.403	23,9%
EBITDA⁽¹⁾	15.414	14.221	8,4%	54.360	46.302	17,4%
Resultado Financeiro	(1.954)	(1.995)	-2,1%	(8.180)	(7.661)	6,8%
Lucro antes da Tributação	8.072	7.530	7,2%	31.967	24.742	29,2%
Lucro Líquido	7.157	4.739	51,0%	22.219	17.209	29,1%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)

CPFL LESTE PAULISTA						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	60.296	46.211	30,5%	154.980	133.813	15,8%
Receita Operacional Líquida	42.781	30.746	39,1%	105.423	84.719	24,4%
Custo com Energia Elétrica	(23.870)	(15.563)	53,4%	(53.685)	(43.233)	24,2%
Custos e Despesas Operacionais	(13.630)	(10.066)	35,4%	(36.553)	(28.219)	29,5%
Resultado do Serviço	5.280	5.117	3,2%	15.185	13.267	14,5%
EBITDA⁽¹⁾	7.445	6.859	8,6%	20.490	18.444	11,1%
Resultado Financeiro	(218)	(973)	-77,6%	(2.762)	(3.992)	-30,8%
Lucro antes da Tributação	5.062	4.144	22,2%	12.423	9.274	33,9%
Lucro Líquido	4.070	2.666	52,7%	8.709	6.485	34,3%

CPFL SUL PAULISTA						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	74.342	58.890	26,2%	197.466	181.497	8,8%
Receita Operacional Líquida	51.573	37.406	37,9%	131.855	110.909	18,9%
Custo com Energia Elétrica	(28.519)	(19.355)	47,3%	(67.740)	(58.658)	15,5%
Custos e Despesas Operacionais	(17.837)	(14.313)	24,6%	(46.960)	(39.013)	20,4%
Resultado do Serviço	5.216	3.738	39,5%	17.154	13.237	29,6%
EBITDA⁽¹⁾	10.177	6.087	67,2%	23.665	20.183	17,2%
Resultado Financeiro	904	(961)	-194,1%	(3.179)	(4.215)	-24,6%
Lucro antes da Tributação	6.120	2.777	120,4%	13.975	9.022	54,9%
Lucro Líquido	4.912	1.780	175,9%	9.852	5.846	68,5%

CPFL JAGUARI						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	66.419	56.276	18,0%	181.459	181.638	-0,1%
Receita Operacional Líquida	42.133	32.183	30,9%	109.333	101.720	7,5%
Custo com Energia Elétrica	(28.969)	(23.443)	23,6%	(72.434)	(68.622)	5,6%
Custos e Despesas Operacionais	(8.739)	(7.038)	24,2%	(27.454)	(19.906)	37,9%
Resultado do Serviço	4.425	1.702	160,0%	9.444	13.192	-28,4%
EBITDA⁽¹⁾	5.676	2.838	100,0%	12.691	16.565	-23,4%
Resultado Financeiro	422	(578)	-173,1%	(3.002)	(2.688)	11,7%
Lucro antes da Tributação	4.847	1.124	331,3%	6.442	10.505	-38,7%
Lucro Líquido	3.121	565	452,5%	3.871	6.422	-39,7%

CPFL MOCOCA						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	41.423	32.800	26,3%	109.203	99.337	9,9%
Receita Operacional Líquida	28.009	21.088	32,8%	70.963	61.853	14,7%
Custo com Energia Elétrica	(16.283)	(10.357)	57,2%	(37.268)	(29.988)	24,3%
Custos e Despesas Operacionais	(8.199)	(6.892)	19,0%	(21.871)	(19.953)	9,6%
Resultado do Serviço	3.526	3.839	-8,2%	11.824	11.912	-0,7%
EBITDA⁽¹⁾	5.098	5.186	-1,7%	15.710	15.892	-1,1%
Resultado Financeiro	(674)	(784)	-14,0%	(2.916)	(3.265)	-10,7%
Lucro antes da Tributação	2.852	3.055	-6,6%	8.908	8.647	3,0%
Lucro Líquido	2.333	1.966	18,7%	6.157	5.905	4,3%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)

	RGE SUL					
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Receita Operacional Bruta	1.445.950	-	0,0%	4.031.311	-	0,0%
Receita Operacional Líquida	958.145	-	0,0%	2.470.428	-	0,0%
Custo com Energia Elétrica	(693.671)	-	0,0%	(1.653.362)	-	0,0%
Custos e Despesas Operacionais	(227.198)	-	0,0%	(726.715)	-	0,0%
Resultado do Serviço	37.276	-	0,0%	90.352	-	0,0%
EBITDA⁽¹⁾	72.354	-	0,0%	215.771	-	0,0%
Resultado Financeiro	(37.114)	-	0,0%	(93.522)	-	0,0%
Lucro antes da Tributação	162	-	0,0%	(3.170)	-	0,0%
Lucro Líquido	(12.025)	-	0,0%	(20.871)	-	0,0%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

11.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	2.158	2.069	4,3%	6.762	6.650	1,7%
Industrial	2.784	2.691	3,5%	8.021	7.910	1,4%
Comercial	1.239	1.229	0,8%	4.056	4.075	-0,5%
Outros	1.128	1.084	4,0%	3.211	3.102	3,5%
Total	7.308	7.073	3,3%	22.050	21.737	1,4%

CPFL Piratininga						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	915	855	7,1%	2.903	2.840	2,2%
Industrial	1.594	1.564	2,0%	4.654	4.737	-1,8%
Comercial	557	549	1,4%	1.801	1.800	0,1%
Outros	284	271	5,1%	852	835	2,0%
Total	3.351	3.238	3,5%	10.210	10.212	0,0%

RGE						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	656	646	1,4%	1.981	1.960	1,1%
Industrial	879	855	2,8%	2.540	2.459	3,3%
Comercial	318	317	0,6%	1.028	1.044	-1,5%
Outros	688	660	4,3%	2.162	2.076	4,1%
Total	2.540	2.477	2,6%	7.711	7.539	2,3%

CPFL Santa Cruz						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	89	85	4,4%	271	266	1,6%
Industrial	53	52	1,9%	158	157	0,7%
Comercial	37	35	6,4%	120	118	1,7%
Outros	98	91	7,7%	278	265	5,1%
Total	276	262	5,3%	827	806	2,6%

CPFL Jaguarí						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	22	21	3,8%	68	67	1,6%
Industrial	92	94	-1,8%	284	288	-1,5%
Comercial	13	12	8,9%	41	38	7,9%
Outros	10	9	2,8%	29	28	0,3%
Total	138	137	0,3%	421	421	-0,1%

CPFL Mococa						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	19	18	3,6%	58	56	2,2%
Industrial	17	16	6,8%	50	48	3,8%
Comercial	7	7	-3,1%	22	23	-3,0%
Outros	17	17	2,0%	47	46	2,0%
Total	60	58	3,3%	176	173	1,9%

CPFL Leste Paulista						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	25	25	1,7%	76	75	1,2%
Industrial	22	21	3,5%	66	63	5,3%
Comercial	10	10	-0,8%	33	33	-0,9%
Outros	39	35	10,9%	92	85	8,3%
Total	96	91	5,4%	266	255	4,3%

CPFL Sul Paulista						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	37	36	3,3%	110	109	1,3%
Industrial	45	46	-2,4%	135	139	-3,0%
Comercial	13	13	2,4%	43	42	1,0%
Outros	24	23	4,7%	71	69	3,3%
Total	119	117	1,3%	359	359	0,0%

RGE Sul (*)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	617	-	0,0%	2.029	-	0,0%
Industrial	734	-	0,0%	2.122	-	0,0%
Comercial	284	-	0,0%	959	-	0,0%
Outros	410	-	0,0%	1.617	-	0,0%
Total	2.045	-	0,0%	6.727	-	0,0%

Nota: (*) Considera as vendas na área de concessão do 3T17 e do 9M17.

11.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	2.158	2.069	4,3%	6.762	6.650	1,7%
Industrial	678	811	-16,4%	2.061	2.553	-19,3%
Comercial	963	1.073	-10,2%	3.183	3.619	-12,0%
Outros	1.089	1.054	3,4%	3.094	3.004	3,0%
Total	4.888	5.006	-2,4%	15.100	15.827	-4,6%
CPFL Piratininga						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	915	855	7,1%	2.903	2.840	2,2%
Industrial	305	429	-28,9%	935	1.352	-30,8%
Comercial	406	475	-14,5%	1.356	1.586	-14,5%
Outros	245	247	-0,7%	742	782	-5,2%
Total	1.872	2.006	-6,7%	5.936	6.560	-9,5%
RGE						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	656	646	1,4%	1.981	1.960	1,1%
Industrial	312	351	-10,9%	909	1.061	-14,3%
Comercial	293	298	-1,6%	947	988	-4,1%
Outros	683	659	3,7%	2.149	2.076	3,5%
Total	1.944	1.954	-0,5%	5.987	6.085	-1,6%
CPFL Santa Cruz						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	89	85	4,4%	271	266	1,6%
Industrial	21	36	-40,8%	75	117	-35,7%
Comercial	34	35	-2,9%	111	117	-5,9%
Outros	98	91	7,7%	278	265	5,1%
Total	242	246	-2,0%	734	765	-4,0%
CPFL Jaguari						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	22	21	3,8%	68	67	1,6%
Industrial	45	70	-35,8%	149	212	-29,8%
Comercial	13	12	5,2%	40	38	6,1%
Outros	10	9	2,8%	29	28	0,3%
Total	90	113	-20,7%	286	346	-17,3%
CPFL Mococa						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	19	18	3,6%	58	56	2,2%
Industrial	8	9	-19,2%	24	27	-11,5%
Comercial	6	7	-6,6%	21	23	-5,3%
Outros	17	17	2,0%	47	46	2,0%
Total	50	51	-2,5%	149	152	-1,4%
CPFL Leste Paulista						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	25	25	1,7%	76	75	1,2%
Industrial	7	7	-3,7%	22	21	3,5%
Comercial	10	10	-0,8%	33	33	-0,9%
Outros	39	35	10,9%	92	85	8,3%
Total	81	77	5,0%	222	213	3,9%
CPFL Sul Paulista						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	37	36	3,3%	110	109	1,3%
Industrial	19	24	-18,4%	66	72	-7,6%
Comercial	13	13	2,4%	43	42	1,0%
Outros	24	23	4,7%	71	69	3,3%
Total	93	95	-1,9%	290	292	-0,4%
RGE Sul (*)						
	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Residencial	617	-	0,0%	2.029	-	0,0%
Industrial	235	-	0,0%	697	-	0,0%
Comercial	250	-	0,0%	849	-	0,0%
Outros	408	-	0,0%	1.614	-	0,0%
Total	1.510	-	0,0%	5.190	-	0,0%

Nota: (*) Considera as vendas no mercado cativo do 3T17 e do 9M17.

11.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos *covenants* financeiros

(em milhões de reais)



Reconciliação da Dívida Líquida Pro forma (3T17)

Dívida Líquida - Projetos de Geração

setembro-17	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida bruta	271	6,577	35	6,883	639	84	1,341	229	2,293	9,176
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(326)	(945)	(15)	(1,286)	(151)	(11)	(125)	(22)	(309)	(1,595)
Dívida líquida	(55)	5,632	20	5,597	488	74	1,216	207	1,984	7,582
Participação CPFL (%)	65%	52%	59.93%	-	48.72%	25.01%	51%	53.34%	-	-
Dívida líquida dos projetos	(36)	2,906	12	2,883	238	18	620	111	987	3,869

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida bruta	19,291
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3,832)
Dívida líquida (IFRS)	15,459
(-) Projetos 100%	(5,597)
(+) Consolidação proporcional	3,869
Dívida líquida (Pro Forma)	13,731

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (3T17 - últimos doze meses)

EBITDA - Projetos de Geração

3T17LTM	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita operacional	315	1,870	38	2,223	580	300	824	712	2,417	4,640
Despesa operacional	(95)	(733)	(18)	(846)	(167)	(142)	(144)	(466)	(918)	(1,764)
EBITDA	220	1,137	20	1,377	413	159	681	246	1,499	2,875
Participação CPFL (%)	65%	51.60%	59.93%	-	48.72%	25.01%	51%	53.34%	-	-
EBITDA proporcional	143	587	12	741	201	40	347	131	719	1,461

Reconciliação

CPFL Energia - 3T17LTM	
Lucro Líquido	883
Amortização	1,497
Resultado financeiro	1,652
IR/CS	470
EBITDA	4,502
(-) Equivalência patrimonial	(363)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1,377)
(+) EBITDA Proporcional	1,461
(+) RGE Sul Julho/16 a Outubro/17 ¹	12
EBITDA Pro Forma	4,235

Dívida líquida / EBITDA Pro Forma	3.242x
--	---------------

Notas:

1) Conforme determinado para o cálculo dos *covenants* nos casos de aquisição de ativos pela Companhia.