

Campinas, 15 de maio de 2018 – A CPFL Energia S.A. (B3: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T18**. 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 1T17, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 1T18

Indicadores (R\$ Milhões)	1T18	1T17	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	17.190	16.708	2,9%
Mercado Cativo	11.989	12.096	-0,9%
Cliente Livre	5.201	4.611	12,8%
Receita Operacional Bruta	9.637	8.730	10,4%
Receita Operacional Líquida	6.375	5.539	15,1%
EBITDA ⁽¹⁾	1.366	1.196	14,3%
Lucro Líquido	419	232	80,7%
Investimentos ⁽²⁾	426	681	-37,4%

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 1T18

- **Aumento das vendas** na área de concessão **(+2,9%)**, com destaque para o crescimento da classe industrial **(5,8%)**;
- Aumentos de **15,1% na Receita Operacional Líquida** e de **14,3% no EBITDA**;
- Dívida líquida de **R\$ 15,6 bilhões** e alavancagem de **3,31x Dívida Líquida/EBITDA**;
- Captação de recursos totalizando **R\$ 2,8 bilhões** no 1T18, a custos competitivos
- Investimentos de **R\$ 426 milhões**;
- Conclusão da **revisão tarifária da CPFL Paulista**, em abr/18, com um efeito médio de **+16,90%** a ser percebido pelos consumidores;
- Conclusão da **revisão tarifária da RGE Sul**, em abr/18, com um efeito médio de **+22,47%** a ser percebido pelos consumidores.

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

- Quarta-feira, 16 de maio de 2018 – 11h00 (Brasília), 10h00 (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

55-19-3756-8458
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).....	6
2.2) Capacidade Instalada da Geração.....	7
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	8
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	10
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	10
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	10
3.4) Consolidação das Transmissoras	10
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	11
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	11
4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	12
4.3) Receita Operacional	12
4.4) Custo com Energia Elétrica	13
4.5) Custos e Despesas Operacionais	14
4.6) EBITDA.....	15
4.7) Resultado Financeiro.....	16
4.8) Lucro Líquido	17
5) ENDIVIDAMENTO.....	18
5.1) Dívida (IFRS).....	18
5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Mar/18)	19
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	20
5.2.1) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	20
5.2.2) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem	21
6) INVESTIMENTOS	22
6.1) Investimentos Realizados	22
6.2) Investimentos Previstos	22
7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	23
8) MERCADO DE CAPITALIS.....	24
8.1) Desempenho das Ações	24
8.2) Volume Médio Diário	24
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	25
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	26
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	27
11.1) Segmento de Distribuição	27
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	27
11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	27
11.1.1.2) Receita Operacional.....	28
11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	29
11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais	30
11.1.1.5) EBITDA.....	31

11.1.1.6) Resultado Financeiro	32
11.1.1.7) Lucro Líquido	33
11.1.2) Eventos Tarifários	33
11.1.3) Indicadores Operacionais	35
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	37
11.2.1) Segmento de Comercialização	37
11.2.2) Segmento de Serviços	38
11.3) Segmento de Geração Convencional	38
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	38
11.3.1.1) Receita Operacional	39
11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica	39
11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais	40
11.3.1.4) Equivalência Patrimonial	41
11.3.1.5) EBITDA	42
11.3.1.6) Resultado Financeiro	42
11.3.1.7) Lucro Líquido	43
11.4) CPFL Renováveis	44
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	44
11.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis	44
11.4.1.2) Receita Operacional	44
11.4.1.3) Custo com Energia Elétrica	44
11.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais	45
11.4.1.5) EBITDA	45
11.4.1.6) Resultado Financeiro	46
11.4.1.7) Lucro Líquido	46
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	47
12) ANEXOS	48
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	48
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia	49
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	50
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia	51
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional	52
12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis	53
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	54
12.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	55
12.9) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	56
12.10) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)	57
12.11) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	58

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Os resultados do Grupo CPFL no primeiro trimestre de 2018 refletiram os sinais de retomada da atividade em diversos segmentos da economia no período, bem como a nossa disciplina operacional e as recentes quedas da taxa de juros no Brasil.

O segmento de distribuição apresentou crescimento nas vendas de energia (+2,9%). As classes residencial, industrial e comercial registraram variações de mercado de 0,8%, 5,8% e 0,1%, respectivamente, sendo positivamente impactadas pela lenta recuperação da atividade econômica.

A geração de caixa operacional do Grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 1.366 milhões no 1T18 (+14,3%), refletindo os resultados positivos dos segmentos de Distribuição e Geração Convencional. Além disso, a Companhia vem promovendo revisões organizacionais com objetivo de simplificar seus processos e estrutura, visando maior foco aos negócios.

Vale destacar também a conclusão do processo de revisão tarifária (4º ciclo) da CPFL Paulista e da RGE Sul, em abril de 2018, com um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de +16,90% e +22,47%, respectivamente.

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor e em nosso plano de investimentos no primeiro trimestre (cerca de R\$ 10,4 bilhões para os próximos 5 anos, sendo R\$ 2,1 bilhões para 2018), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 426 milhões nesse período.

A estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,31 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, abaixo do limite de 3,75x. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros têm beneficiado a Companhia.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios e oportunidades no 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			
	1T18	1T17	Var.
Mercado Cativo	11.989	12.096	-0,9%
Cliente Livre	5.201	4.611	12,8%
Total	17.190	16.708	2,9%

No 1T18, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 17.190 GWh, um aumento de 2,9%, com destaque para o crescimento da classe Industrial (+5,8%), especialmente na CPFL Paulista (+5,6%) e CPFL Piratininga (+7,8%).

As vendas para o mercado cativo totalizaram 11.989 GWh no 1T18, uma redução de 0,9%. 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 5.201 GWh no 1T18, um aumento de 12,8%, refletindo a migração de clientes para o mercado livre.

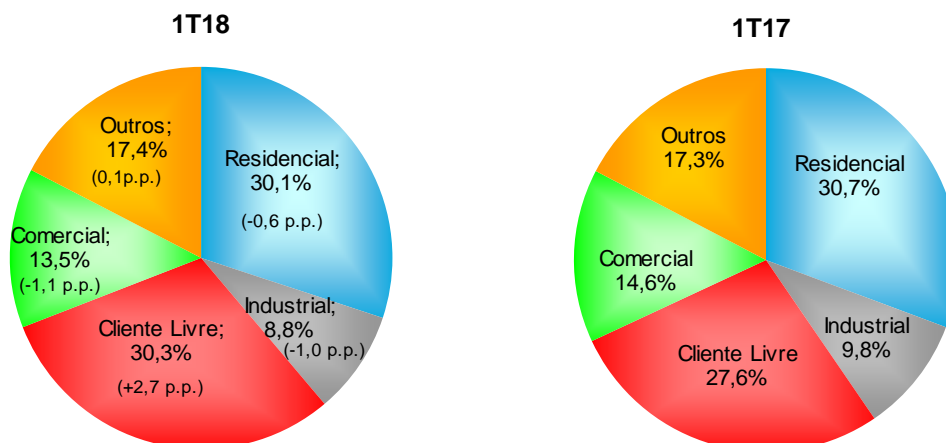
Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T18	1T17	Var.	Part.
Residencial	5.172	5.129	0,8%	30,1%
Industrial	5.994	5.664	5,8%	34,9%
Comercial	2.945	2.944	0,1%	17,1%
Outros	3.079	2.972	3,6%	17,9%
Total	17.190	16.708	2,9%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.9.

Destacam-se no 1T18, na área de concessão:

- **Classe industrial (34,9% das vendas totais):** aumento de 5,8%, refletindo o desempenho positivo das principais atividades industriais na área de concessão da CPFL Energia (metalurgia, veículos, químicos e papel e celulose);
- **Classes residencial e comercial (30,1% e 17,1% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 0,8% e 0,1%, respectivamente. As baixas temperaturas registradas em janeiro e fevereiro de 2018 contribuíram para a queda do CPC (Consumo por Consumidor - GWh/CU/mês) no trimestre (-1,3%).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 1T17 para o 1T18.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	5.172	5.129	0,8%
Industrial	1.504	1.631	-7,8%
Comercial	2.323	2.442	-4,9%
Outros	2.990	2.894	3,3%
Total	11.989	12.096	-0,9%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.10.

A redução de 0,9% (107 GWh) nas vendas para o mercado cativo, de 12.096 GWh no 1T17 para 11.989 GWh no 1T18, foi influenciada pelo desempenho das classes industrial (-7,8%) e comercial (-4,9%), refletindo a migração de clientes para o mercado livre.

2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

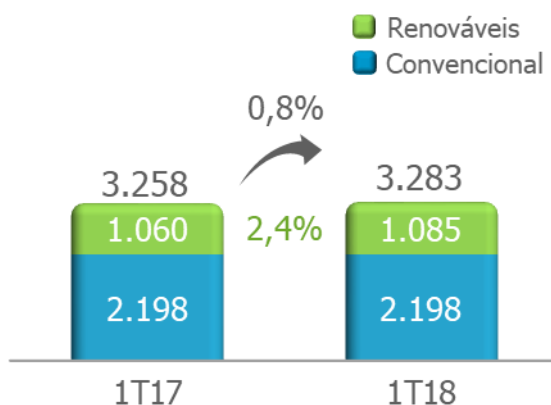
Cliente Livre - GWh			
	1T18	1T17	Var.
Industrial	4.490	4.033	11,3%
Comercial	622	501	24,1%
Outros	90	77	16,0%
Total	5.201	4.611	12,8%

Cliente Livre por Distribuidora - GWh			
	1T18	1T17	Var.
CPFL Paulista	2.434	2.177	11,8%
CPFL Piratininga	1.529	1.335	14,6%
RGE	568	534	6,4%
RGE Sul	525	454	15,6%
CPFL Santa Cruz	145	112	29,9%
Total	5.201	4.611	12,8%

2.2) Capacidade Instalada da Geração

No 1T18, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcança 3.283 MW, representando uma expansão de 0,8%. Esse aumento deve-se ao início da operação comercial do Complexo Eólico Pedra Cheirosa.

Capacidade Instalada da Geração | MW



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,6%.

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 31 de março de 2018 e de 2017, 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 considera 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	4.413	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	1.728	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	1.491	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	1.347	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz") (d)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	449	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	3 usinas hidrelétricas (a)	1.295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 68%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (b)	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 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs	4	4

Transmissão	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	São Paulo
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	São Paulo

Notas:

- A CPFL Geração possui 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas. Os empreendimentos da UHE Cariobinha e UTE Carioba encontram-se desativados enquanto aguardam posicionamento do Ministério das Minas e Energia sobre o encerramento antecipado de sua concessão e não constam no quadro.
- O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral;
- A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total);
- Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovada a incorporação das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguarí de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguarí de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz".

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 Eficiência")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A ("CPFL GD")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

Outros	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. ("Jaguari 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%

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 31 de março de 2018, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,6% 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 31 de março de 2018, a CPFL Energia detinha a seguinte participação no capital social da RGE Sul: 76,3893%, diretamente, e 23,4561%, indiretamente, por meio da CPFL Brasil. 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.

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 12.11 deste relatório.

3.4) Consolidação das Transmissoras

A partir do 4T17, as controladas CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo são consolidadas nas demonstrações financeiras do segmento “Geração Convencional”.

4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta	9.637	8.730	10,4%
Receita Operacional Líquida	6.375	5.539	15,1%
Custo com Energia Elétrica	(4.014)	(3.221)	24,6%
Custos e Despesas Operacionais	(1.470)	(1.579)	-6,9%
Resultado do Serviço	891	739	20,4%
EBITDA¹	1.366	1.196	14,3%
Resultado Financeiro	(308)	(436)	-29,5%
Lucro Antes da Tributação	668	383	74,5%
Lucro Líquido	419	232	80,7%

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
1T18								
Receita operacional líquida	5.201	281	384	710	112	-	(313)	6.375
Custos e despesas operacionais	(4.408)	(42)	(156)	(702)	(89)	(9)	313	(5.094)
Depreciação e amortização	(181)	(30)	(158)	(1)	(6)	(16)	-	(390)
Resultado do serviço	612	210	70	7	17	(25)	-	891
Equivalência patrimonial	-	85	-	-	-	-	-	85
EBITDA	792	325	228	8	23	(9)	-	1.366
Resultado financeiro	(105)	(68)	(129)	(7)	(0)	2	-	(308)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	507	227	(59)	(0)	17	(23)	-	668
Imposto de renda e contribuição social	(187)	(45)	(13)	(0)	(4)	0	-	(249)
Lucro (prejuízo) líquido	321	182	(73)	(0)	13	(23)	-	419
1T17								
Receita operacional líquida	4.459	299	371	621	101	1	(313)	5.539
Custos e despesas operacionais	(3.833)	(83)	(134)	(580)	(83)	(21)	313	(4.423)
Depreciação e amortização	(174)	(30)	(151)	(1)	(4)	(17)	-	(376)
Resultado do serviço	452	186	86	40	13	(37)	-	739
Equivalência patrimonial	-	80	-	-	-	-	-	80
EBITDA	626	296	236	41	18	(20)	-	1.196
Resultado financeiro	(181)	(101)	(128)	(11)	1	(16)	-	(436)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	271	165	(43)	28	15	(53)	-	383
Imposto de renda e contribuição social	(105)	(28)	(12)	(10)	(4)	8	-	(151)
Lucro (prejuízo) líquido	165	137	(55)	19	11	(45)	-	232
Variação								
Receita operacional líquida	16,6%	-5,9%	3,4%	14,4%	10,5%	-100,0%	0,0%	15,1%
Custos e despesas operacionais	15,0%	-49,9%	15,8%	21,1%	6,8%	-55,8%	0,0%	15,2%
Depreciação e amortização	4,0%	0,4%	4,5%	-32,5%	24,7%	-5,4%	-	3,7%
Resultado do serviço	35,3%	12,8%	-18,1%	-82,0%	28,8%	-32,3%	-	20,4%
Equivalência patrimonial	-	7,1%	-	-	-	-	-	7,1%
EBITDA	26,6%	10,0%	-3,7%	-80,9%	27,8%	-54,2%	-	14,3%
Resultado financeiro	-42,3%	-32,8%	0,8%	-34,6%	-	-	-	-29,5%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	87,3%	37,9%	39,0%	-	15,0%	-55,9%	-	74,5%
Imposto de renda e contribuição social	77,1%	63,7%	10,4%	-97,0%	-1,1%	-96,5%	-	65,0%
Lucro (prejuízo) líquido	93,9%	32,7%	32,7%	-	20,9%	-49,0%	-	80,7%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 11.

4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 1T18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 374 milhões, comparado a um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 565 milhões no 1T17, uma variação de R\$ 939 milhões.

Em 31 de março de 2018, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 596 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 517 milhões em 31 de dezembro de 2017 e um saldo negativo de R\$ 1.525 milhões em 31 de março de 2017.

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

4.3) Receita Operacional

No 1T18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 9.637 milhões, representando um aumento de 10,4% (R\$ 907 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.263 milhões no 1T18, representando um aumento de 2,2% (R\$ 71 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 6.375 milhões no 1T18, registrando um aumento de 15,1% (R\$ 836 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 742 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 89 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 13 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 11 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 18 milhões;
- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 1 milhão.

4.4) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Energia Comprada para Revenda			
Energia de Itaipu Binacional	558	558	0,1%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	86	71	21,1%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	2.975	2.693	10,5%
Crédito de PIS e COFINS	(318)	(303)	4,9%
Total	3.301	3.018	9,4%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição			
Encargos da Rede Básica	567	248	128,9%
Encargos de Transporte de Itaipu	62	15	317,6%
Encargos de Conexão	32	30	7,2%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	11	-15,2%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	47	(83)	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	66	-	-
Crédito de PIS e COFINS	(72)	(19)	274,4%
Total	712	202	252,2%
Custo com Energia Elétrica	4.014	3.221	24,6%

No 1T18, 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\$ 4.014 milhões, registrando um aumento de 24,6% (R\$ 793 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.301 milhões no 1T18, um aumento de 9,4% (R\$ 283 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 10,5% (R\$ 282 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido ao aumento de 44,1% no preço médio de compra (R\$ 250,31/MWh no 1T18 vs. R\$ 173,75/MWh no 1T17), parcialmente compensado pela redução de 23,3% (3.612 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento de 21,1% (R\$ 15 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;
 - (iii) Aumento de 0,1% (R\$ 0,4 milhão) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 6,2% no preço médio de compra (R\$ 203,86/MWh no 1T18 vs. R\$ 191,89/MWh no 1T17), parcialmente compensado pela redução de 5,8% (169 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 4,9% (R\$ 15 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\$ 712 milhões no 1T18, um aumento de 252,2% (R\$ 510 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 128,9% (R\$ 320 milhões) nos encargos da rede básica;
 - (ii) Variação de R\$ 130 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, passando de

uma receita de R\$ 83 milhões no 1T17 para uma despesa de R\$ 47 milhões no 1T18;

- (iii) Despesa de R\$ 66 milhões no 1T18, relacionada aos Encargos de Energia de Reserva – EER;
- (iv) Aumento de 317,6% (R\$ 47 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de 274,4% (R\$ 53 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

4.5) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.470 milhões no 1T18, comparado a R\$ 1.579 milhões no 1T17, uma redução de 6,9% (R\$ 108 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)				
	1T18	1T17	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO Reportado				
Pessoal	(338)	(332)	(5)	1,6%
Material	(63)	(55)	(8)	13,7%
Serviços de Terceiros	(181)	(185)	4	-2,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(106)	(186)	80	-43,1%
<i>PDD</i>	<i>(26)</i>	<i>(47)</i>	<i>20</i>	<i>-43,4%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(12)</i>	<i>(55)</i>	<i>43</i>	<i>-77,7%</i>
<i>Outros</i>	<i>(67)</i>	<i>(84)</i>	<i>17</i>	<i>-20,2%</i>
Total PMSO Reportado	(687)	(759)	72	-9,4%

O item PMSO atingiu R\$ 687 milhões no 1T18, comparado a R\$ 759 milhões no 1T17, uma redução de 9,4% (R\$ 72 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 1,6% (R\$ 5 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 11 milhões);

Parcialmente compensado por:

- ✓ Outros efeitos (R\$ 6 milhões);

- (ii) **Material** - aumento de 13,7% (R\$ 8 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aumento na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 13 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 4 milhões);
- Parcialmente compensado por:
- ✓ Redução na manutenção da frota (R\$ 9 milhões);
- (iii) **Serviços de terceiros** - redução de 2,3% (R\$ 4 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Redução em auditoria e consultoria (R\$ 7 milhões);
- Parcialmente compensado por:
- ✓ Aumento na manutenção de ativos (R\$ 3 milhões);
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – redução de 43,1% (R\$ 80 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Redução de 77,7% nas despesas legais e judiciais (R\$ 43 milhões);
 - ✓ Redução de 43,4% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 20 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 17 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 783 milhões no 1T18, comparado a R\$ 820 milhões no 1T17, registrando uma redução de 4,5% (R\$ 37 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 10,6% (R\$ 44 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Redução de 22,0% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
- Redução de 0,8% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de 4,7% (R\$ 14 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

4.6) EBITDA

No 1T18, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.366 milhões, comparado a R\$ 1.196 milhões no 1T17, registrando um aumento de 14,3% (R\$ 171 milhões).

O EBITDA é calculado conforme a Instrução CVM 527/12 e demonstrado na tabela abaixo:

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Lucro Líquido	419	232	80,7%
Depreciação e Amortização	390	377	
Resultado Financeiro	308	436	
Imposto de Renda / Contribuição Social	249	151	
EBITDA	1.366	1.196	14,3%

4.7) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receitas			
Rendas de Aplicações Financeiras	66	160	-58,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	70	73	-5,3%
Atualização de Créditos Fiscais	3	3	0,6%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	13	-33,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	23	30	-25,2%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	3	130,4%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	7	-	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(12)	(15)	-20,4%
Outros	25	13	97,7%
Total	197	281	-29,8%
Despesas			
Encargos de Dívidas	(343)	(485)	-29,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(119)	(184)	-35,1%
(-) Juros Capitalizados	6	24	-74,3%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(5)	(27)	-82,8%
Uso do Bem Público - UBP	(4)	(3)	12,3%
Outros	(40)	(42)	-3,6%
Total	(505)	(717)	-29,6%
Resultado Financeiro	(308)	(436)	-29,5%

No 1T18, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 308 milhões, uma redução de 29,5% (R\$ 129 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 436 milhões, registrada no 1T17.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 29,8% (R\$ 84 milhões), passando de R\$ 281 milhões no 1T17 para R\$ 197 milhões no 1T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 58,6% (R\$ 94 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às

reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;

- (ii) Redução de 25,2% (R\$ 8 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido às reduções: (a) de R\$ 8 milhões com o derivativo *zero-cost collar*¹, passando de um ganho de R\$ 15 milhões no 1T17 para um ganho de R\$ 7 milhões no 1T18; e (b) de R\$ 3 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais; parcialmente compensadas pelos aumentos: (c) de R\$ 3 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (d) de R\$ 1 milhão na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL;

- (iii) Redução de 33,5% (R\$ 4 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;

- (iv) Redução de 5,3% (R\$ 4 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;

Parcialmente compensado por:

- (v) Aumento de 97,7% (R\$ 12 milhões) em **outras receitas financeiras**;

- (vi) Variação de R\$ 7 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**;

- (vii) Aumento de 130,4% (R\$ 4 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;

- (viii) Redução de 20,4% (R\$ 3 milhões) no **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reduzidor de receita).

- Despesas Financeiras: redução de 29,6% (R\$ 212 milhões), passando de R\$ 717 milhões no 1T17 para R\$ 505 milhões no 1T18, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 29,3% (R\$ 142 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;

- (ii) Redução de 35,1% (R\$ 64 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 85 milhões); parcialmente compensada (b) pelo efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 13 milhões); e (c) pelo efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 8 milhões);

- (iii) Redução de 82,8% (R\$ 23 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**;

- (iv) Redução de 3,6% (R\$ 1 milhão) em **outras despesas financeiras**;

Parcialmente compensado por:

- (v) Redução de 74,3% (R\$ 18 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);

- (vi) Aumento de 12,3% (R\$ 0,4 milhão) nas **despesas financeiras de UBP**.

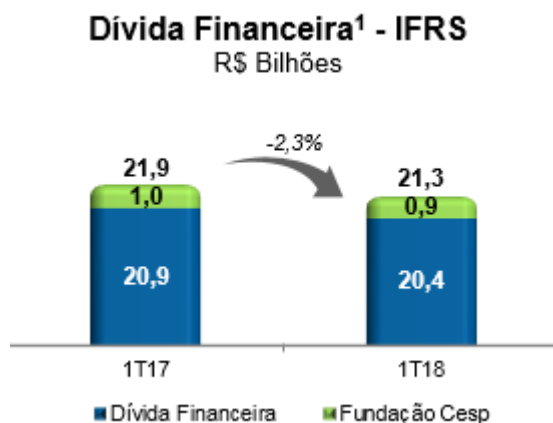
4.8) Lucro Líquido

O **lucro líquido** foi de R\$ 419 milhões no 1T18, registrando um aumento de 80,7% (R\$ 187 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 232 milhões observado no 1T17.

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.

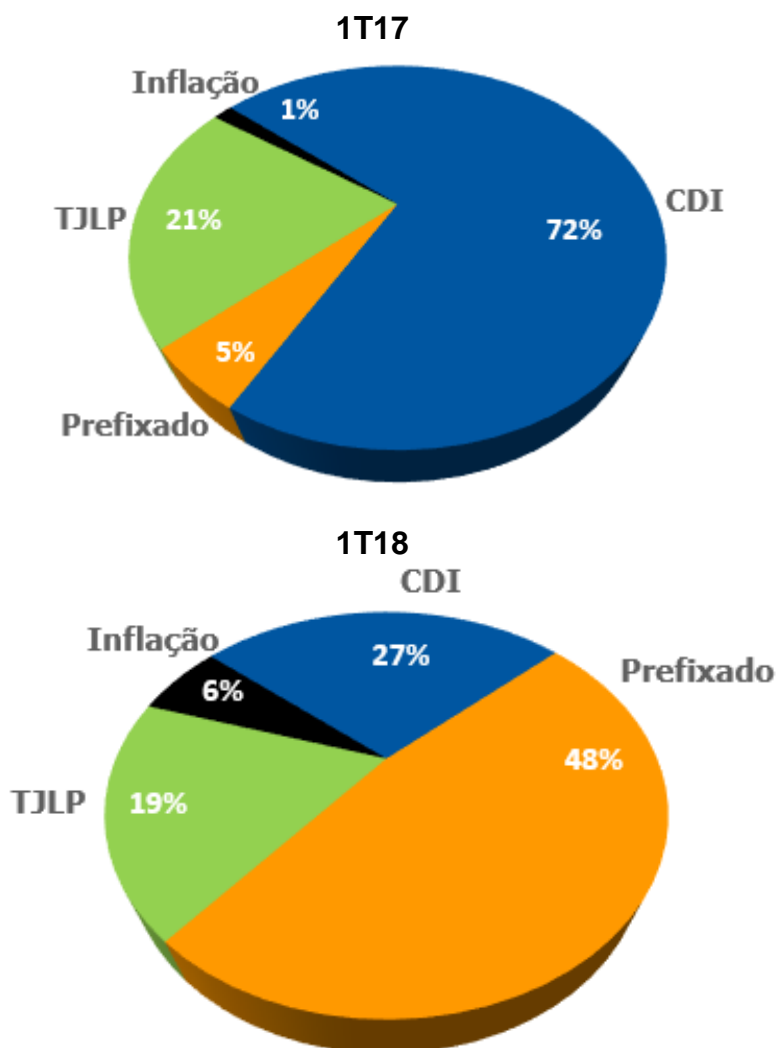
5) ENDIVIDAMENTO

5.1) Dívida (IFRS)



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

Indexação Pós-Hedge¹ – 1T17 vs. 1T18



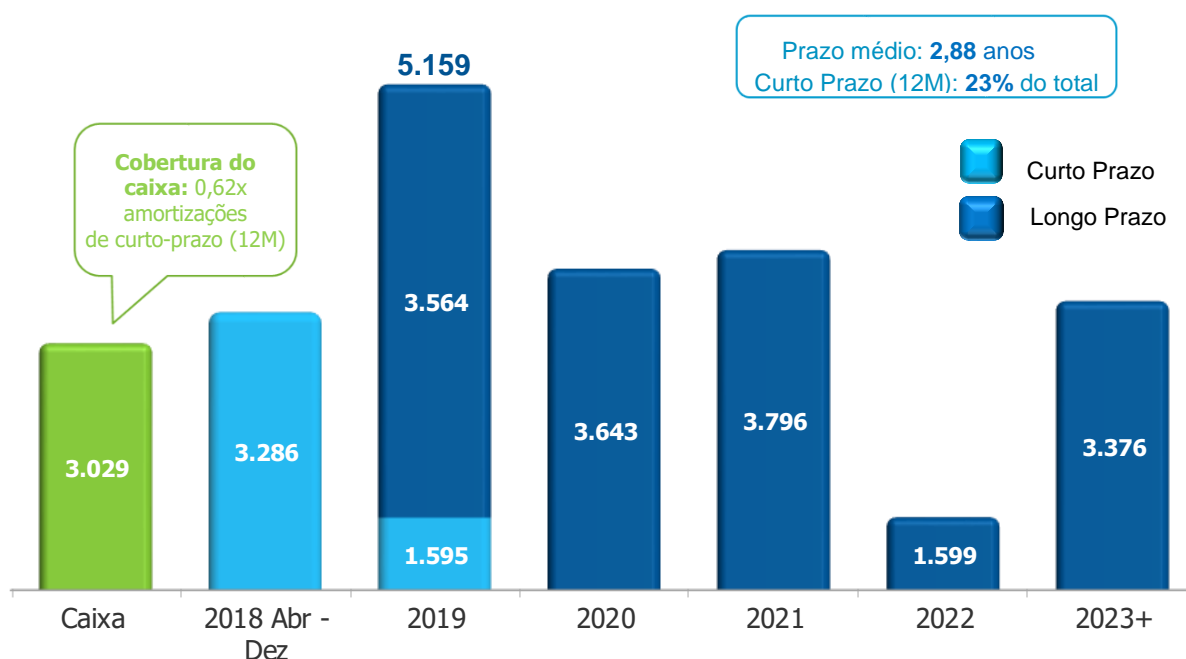
1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (18% do total no 1T18), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

R\$ Milhões	1T18	1T17	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(20.427)	(20.866)	-2,1%
(+) Disponibilidades	3.029	4.878	-37,9%
(=) Dívida Líquida	(17.398)	(15.988)	8,8%

5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Mar/18)

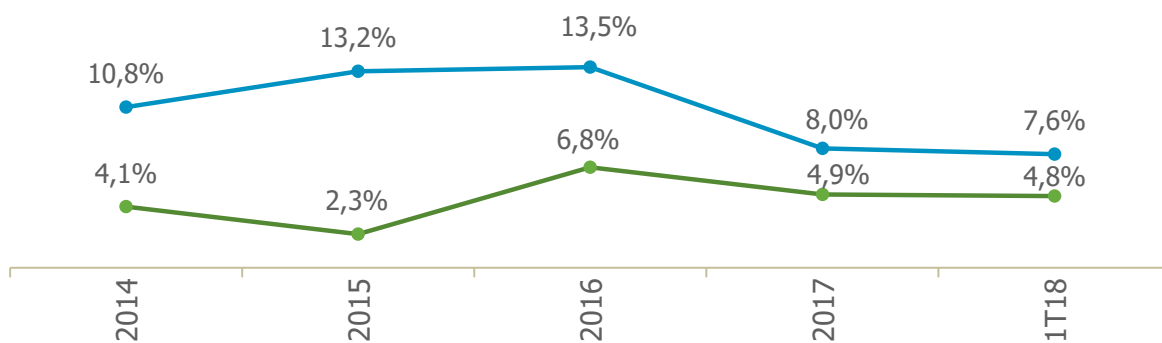
A CPFL Energia sempre adotou uma política financeira sólida e conservadora. Dessa forma, a Companhia tem utilizado desde 2011 a estratégia de *prefunding*, ou seja, projeta a necessidade de caixa dos próximos 24 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo.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



- 1) Considera apenas o principal da dívida de R\$ 20.859. Para se chegar ao valor da dívida em IFRS, de R\$ 21.365 milhões, faz-se a exclusão de encargos de R\$ 311 milhões do período e inclusão de outros ajustes no montante de R\$ 195 milhões.
- 2) Curto Prazo (Abril de 2018 – Março de 2019) = R\$ 4.880 milhões.

A posição de caixa ao final do 1T18 possuía índice de cobertura de **0,62x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início do 2S18. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **2,88** anos.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério em IFRS

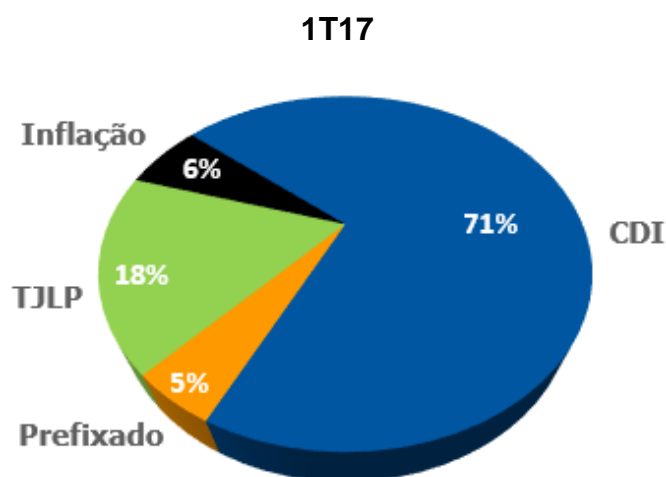


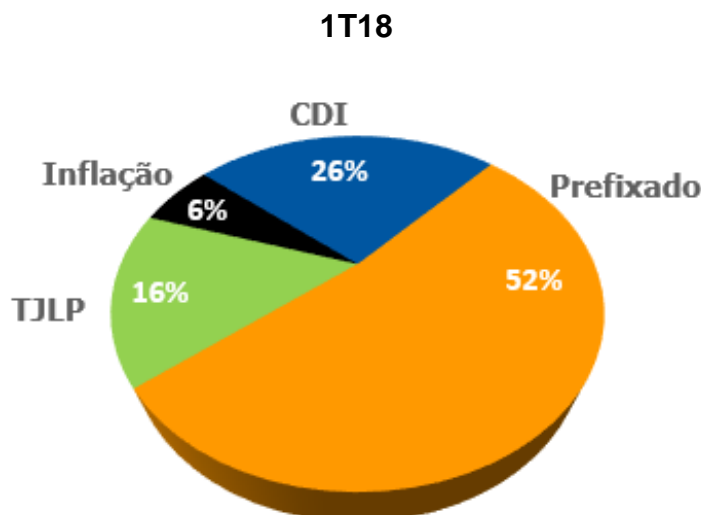
1) A partir do 2T17, a CPFL Energia passou a calcular seu custo médio de dívida considerando o final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

5.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

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

Indexação¹ Pós-*Hedge*² no Critério dos *Covenants* Financeiros – 1T17 vs. 1T18





- 1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;
 2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (20% do total), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

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

No 1T18, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 15.585 milhões**, um aumento de **12,6%** em relação à posição de dívida líquida no final do 1T17, que era de **R\$ 13.837 milhões**.

	1T18	1T17	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(18.241)	(18.606)	-2,0%
(+) Disponibilidades	2.656	4.768	-44,3%
(=) Dívida Líquida	(15.585)	(13.837)	12,6%
EBITDA <i>Pro forma</i> ²	4.708	4.192	12,3%
Dívida Líquida / EBITDA	3,31	3,30	0,3%

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* financeiros: 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 dos *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 ativos e passivos regulatórios e o EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 15.585 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 4.708 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 1T18 alcançou **3,31x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos Realizados

Investimentos (R\$ Milhões)				
Segmento	1T18	1T17	Var.	
Distribuição	366	347	5,4%	
Geração - Convencional	1	0	339,1%	
Geração - Renováveis	44	283	-84,4%	
Comercialização	1	0	567,2%	
Serviços e Outros ¹	13	13	6,7%	
Subtotal	426	643	-33,8%	
Transmissão	0	38	-99,5%	
Total	426	681	-37,4%	

Nota:

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

No 1T18, foram realizados investimentos de R\$ 426 milhões, uma redução de 37,4%, comparado ao 1T17. Os investimentos em transmissão, relacionados basicamente à CPFL Transmissão Morro Agudo, de acordo com o IFRIC 12, estão registrados como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante).

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:

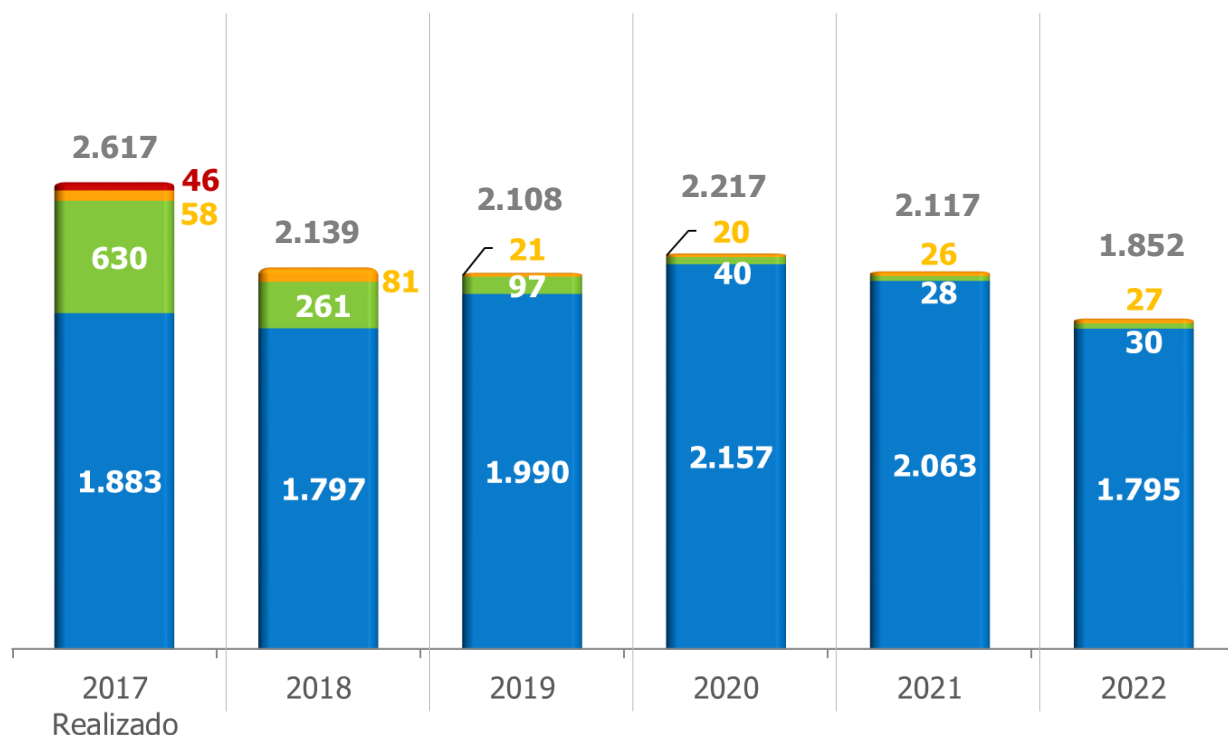
- a. PCH Boa Vista II.

6.2) Investimentos Previstos

Em 09 de novembro de 2017, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2018 e Projeções Plurianuais 2019/2022 da Companhia, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas.

Investimentos Previstos (R\$ milhões)¹

Total: R\$ 10.432 milhões
 ■ Distribuição²: R\$ 9.802 milhões
 ■ Geração³: R\$ 455 milhões
 ■ Comercialização & Serviços: R\$ 176 milhões
 ■ Transmissão



Notas:

1) Moeda constante;

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

3) Convencional + Renováveis.

7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	R\$ mil
Lucro líquido do exercício - Individual	1.179.750
Realização do resultado abrangente	25.873
Dividendos prescritos	3.768
Lucro líquido base para destinação	1.209.391
Reserva legal	(58.988)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(123.673)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(746.541)
Dividendo mínimo obrigatório	(280.191)

Dividendo Mínimo Obrigatório (25%)

O Conselho de Administração propôs a distribuição de R\$ 280 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 0,275259517 por ação, relativo ao exercício fiscal de 2017. Esta proposta foi aprovada na Assembleia Geral Ordinária (AGO) realizada em 27 de abril de 2018.

A CPFL Energia comunicou aos seus acionistas e ao mercado, por meio de um Aviso aos Acionistas divulgado em 27 de abril de 2018, que a Assembleia Geral Ordinária, realizada naquela data, deliberou declarar “Dividendo” a ser imputado ao dividendo obrigatório do exercício de 2017, conforme segue:

(i) Valor: o valor do dividendo a ser distribuído é de R\$ 280.190.721,14 (duzentos e oitenta milhões, cento e noventa mil, setecentos e vinte e um reais e quatorze centavos), equivalentes a R\$ 0,275259517 por ação ordinária;

(ii) “Ex-dividendo”: têm direito ao Dividendo os acionistas detentores de ações em 27 de abril de 2018, e a partir de 30 de abril de 2018 as ações passaram a ser negociadas ex-dividendo, tanto na B3, como na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE);

(iii) Pagamento: o pagamento será efetuado em 26 de junho de 2018.

Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro

Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 747 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

8) MERCADO DE CAPITALIS

8.1) 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.

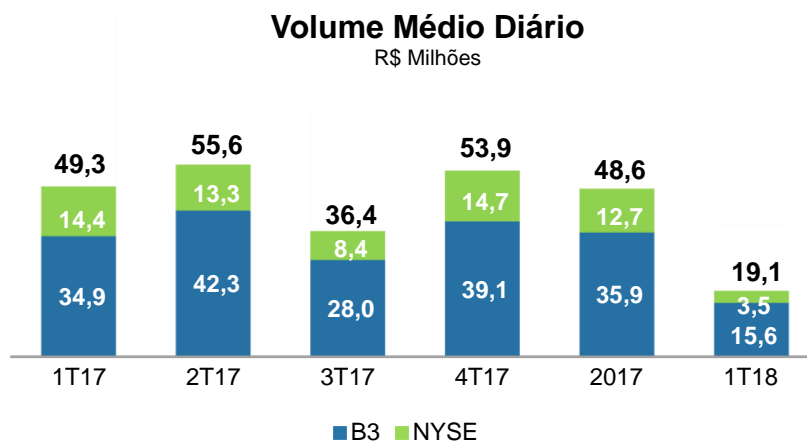
B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
31/03/2018	R\$ 24,91	41.445	85.366	31/03/2018	\$ 15,00	25.170	24.103
31/12/2017	R\$ 19,35	39.732	76.402	31/12/2017	\$ 11,44	22.612	24.838
31/03/2017	R\$ 25,77	39.971	64.984	31/03/2017	\$ 16,39	21.073	20.663
Var. Tri	28,7%	4,3%	11,7%	Var. Tri	31,1%	11,3%	-3,0%
Var. 12M	-3,3%	3,7%	-23,9%	Var. 12M	-8,5%	19,4%	-14,3%

Em 31 de março de 2018, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 24,91 por ação na B3 e US\$ 15,00 por ADR na NYSE, o que representou uma valorização no trimestre de 28,7% e 31,1%, respectivamente. Considerando a variação nos últimos 12 meses, houve uma desvalorização da ação de 3,3% na B3 e uma desvalorização do ADR de 8,5% na NYSE.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1T18 foi de R\$ 19,1 milhões, sendo R\$ 15,6 milhões na B3 e R\$ 3,5 milhões na NYSE, representando uma redução de 61,3% em relação ao 1T17. O

número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 25,0%.



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

9) 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 2017, a CPFL completou 13 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 7 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.

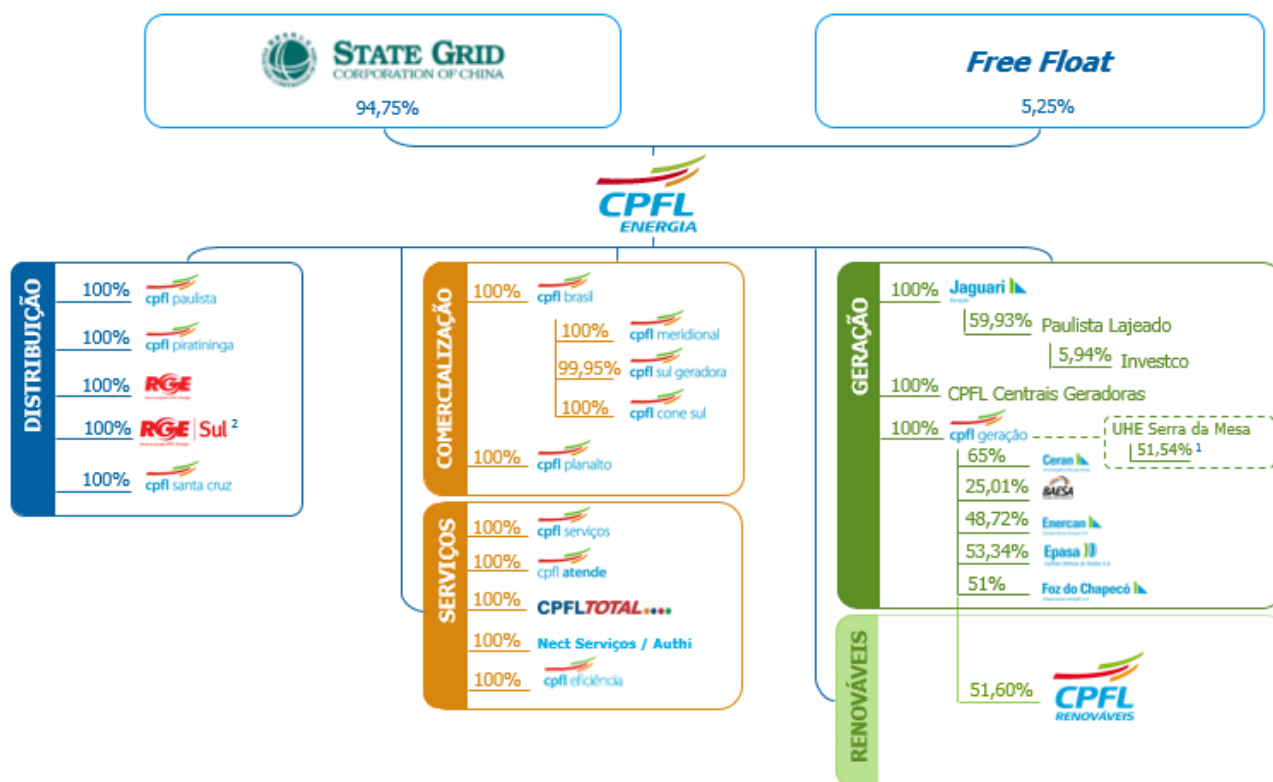
A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros, que também exerce

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.cpfl.com.br/ri>.

10) 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: 31/03/2018

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) A RGE Sul é controlada pela CPFL Energia (76,3893%) e pela CPFL Brasil (23,4561%).

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta	8.329	7.532	10,6%
Receita Operacional Líquida	5.201	4.459	16,6%
Custo com Energia Elétrica	(3.451)	(2.807)	22,9%
Custos e Despesas Operacionais	(1.138)	(1.200)	-5,1%
Resultado do Serviço	612	452	35,3%
EBITDA⁽¹⁾	792	626	26,6%
Resultado Financeiro	(105)	(181)	-42,3%
Lucro Antes da Tributação	507	271	87,3%
Lucro Líquido	321	165	93,9%

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.

11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 1T18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 374 milhões, uma variação de R\$ 939 milhões na comparação com o 1T17, quando foram contabilizados R\$ 565 milhões em **passivos financeiros setoriais**.

Em 31 de março de 2018, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 596 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 517 milhões em 31 de dezembro de 2017 e a um saldo negativo de R\$ 1.525 milhões em 31 de março de 2017.

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

11.1.1.2) Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta			
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	6.950	6.956	-0,1%
Energia Elétrica de Curto Prazo	115	212	-45,9%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	370	378	-2,1%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	374	(565)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	377	424	-11,1%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	65	49	32,6%
Outras Receitas e Rendas	79	78	1,8%
Total	8.329	7.532	10,6%
Deduções da Receita Operacional Bruta			
ICMS	(1.400)	(1.446)	-3,2%
PIS e COFINS	(736)	(671)	9,6%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(898)	(830)	8,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(48)	(40)	18,4%
PROINFA	(35)	(44)	-19,7%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(7)	(37)	-80,6%
Outros	(5)	(5)	0,4%
Total	(3.129)	(3.073)	1,8%
Receita Operacional Líquida	5.201	4.459	16,6%

No 1T18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 8.329 milhões, um aumento de 10,6% (R\$ 797 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Variação de R\$ 939 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um passivo financeiro setorial de R\$ 565 milhões no 1T17 para um ativo financeiro setorial de R\$ 374 milhões no 1T18;
- Aumento de 32,6% (R\$ 16 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão;
- Aumento de 1,8% (R\$ 1 milhão) em Outras Receitas e Rendas;

Parcialmente compensada por:

- Redução de 45,9% (R\$ 98 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 11,1% (R\$ 47 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);
- Redução de 2,1% (R\$ 8 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;
- Redução de 0,1% (R\$ 6 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras no período entre 1T17 e 1T18 (destaque para as reduções médias de 10,50% na CPFL Paulista e de 6,43% na RGE Sul, em abril de 2017); e (ii) da adoção da bandeira verde nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2018, comparada à aplicação da bandeira verde nos meses de janeiro e fevereiro de 2017 e da bandeira amarela no mês de março de 2017; parcialmente compensados pelo (iii) aumento de 2,9% nas vendas na área de concessão.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.129 milhões no 1T18, representando um aumento de 1,8% (R\$ 56 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 8,1% (R\$ 68 milhões) na CDE;
- Aumento de 9,6% (R\$ 65 milhões) no PIS e Cofins;

- Aumento de 18,4% (R\$ 7 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 3,2% (R\$ 46 milhões) no ICMS;
- Redução de 80,6% (R\$ 30 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Redução de 19,7% (R\$ 9 milhões) no PROINFA.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.201 milhões no 1T18, representando um aumento de 16,6% (R\$ 742 milhões).

11.1.1.3 Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Energia Comprada para Revenda			
Energia de Itaipu Binacional	558	558	0,1%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	1.425	78	1728,6%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	1.045	2.264	-53,8%
Crédito de PIS e COFINS	(265)	(267)	-0,7%
Total	2.764	2.633	5,0%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição			
Encargos da Rede Básica	549	228	141,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	62	15	317,6%
Encargos de Conexão	30	27	9,1%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	5	6	-16,0%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	47	(83)	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	66	-	-
Crédito de PIS e COFINS	(71)	(19)	278,6%
Total	687	174	294,1%
Custo com Energia Elétrica	3.451	2.807	22,9%

No 1T18, 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\$ 3.451 milhões, representando um aumento de 22,9% (R\$ 644 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 2.764 milhões no 1T18, o que representa um aumento de 5,0% (R\$ 131 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 1728,6% (R\$ 1.347 milhões) no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**;
 - (ii) Redução de 0,7% (R\$ 2 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
 - (iii) Aumento de 0,1% (R\$ 0,4 milhão) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 6,2% no preço médio de compra (R\$ 203,86/MWh no 1T18 vs. R\$ 191,89/MWh no 1T17), parcialmente compensado pela redução de 5,8% (169 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução de 53,8% (R\$ 1.219 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente**

regulado e contratos bilaterais, devido às reduções de 28,9% no preço médio de compra (de R\$ 190,89/MWh no 1T17 para R\$ 135,80 MWh no 1T18) e de 35,1% (4.166 GWh) na quantidade de energia comprada.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 687 milhões no 1T18, o que representa um aumento de 294,1% (R\$ 513 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 141,2% (R\$ 321 milhões) nos **encargos de rede básica**;
 - (ii) Variação de R\$ 130 milhões nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS**, passando de uma receita de R\$ 83 milhões no 1T17 para uma despesa de R\$ 47 milhões no 1T18;
 - (iii) Despesa de R\$ 66 milhões no 1T18, relacionada aos **Encargos de Energia de Reserva – EER**;
 - (iv) Aumento de 317,6% (R\$ 47 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
 - (v) Aumento de 9,1% (R\$ 2 milhões) nos **encargos de conexão**;

Parcialmente compensados por:

- (vi) Aumento de 278,6% (R\$ 53 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (vii) Redução de 16,0% (R\$ 1 milhão) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**.

11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.138 milhões no 1T18, comparado a R\$ 1.200 milhões no 1T17, uma redução de 5,1% (R\$ 62 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)				
	1T18	1T17	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO Reportado				
Pessoal	(224)	(224)	(0)	0,1%
Material	(40)	(39)	(1)	2,7%
Serviços de Terceiros	(206)	(194)	(12)	6,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(95)	(162)	68	-41,7%
<i>PDD</i>	(26)	(47)	21	-44,2%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(15)	(52)	37	-70,6%
<i>Outros</i>	(53)	(63)	10	-15,6%
Total PMSO Reportado	(565)	(619)	54	-8,8%

No 1T18, o **PMSO** atingiu R\$ 565 milhões, uma redução de 8,8% (R\$ 54 milhões), comparado a R\$ 619 milhões no 1T17.

Pessoal - aumento de 0,1% (R\$ 0,3 milhão);

Material - aumento de 2,7% (R\$ 1 milhão), devido principalmente ao aumento na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 3 milhões); parcialmente compensado pela redução na manutenção da frota (R\$ 2 milhões);

Serviços de terceiros - aumento de 6,2% (R\$ 12 milhões), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: serviços de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 7 milhões), poda de árvores (R\$ 4 milhões), serviços terceirizados (R\$ 4 milhões), manutenção de *hardware/software* (R\$ 3 milhões) e leitura de medidores e uso (R\$ 3 milhões); parcialmente compensados pelas reduções em outros serviços terceirizados (R\$ 6 milhões), *Call Center* (R\$ 2 milhões) e auditoria e consultoria (R\$ 1 milhão);

Outros custos/despesas operacionais - redução de 41,7% (R\$ 68 milhões), devido aos seguintes fatores: despesas legais e judiciais (R\$ 37 milhões), provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 21 milhões) e outras despesas (R\$ 10 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

No 1T18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 573 milhões, comparado a R\$ 580 milhões no 1T17, registrando uma redução de 1,3% (R\$ 7 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Redução de 2,1% (R\$ 8 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 370 milhões no 1T18, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (ii) Redução de 22,0% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
- (iii) Redução de 7,8% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;
Parcialmente compensados por:
- (iv) Aumento de 5,1% (R\$ 8 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

11.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 792 milhões no 1T18, comparado a R\$ 626 milhões no 1T17, um aumento de 26,6% (R\$ 167 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Lucro Líquido	321	165	-
Depreciação e Amortização	181	174	
Resultado Financeiro	105	181	
IR/CS	187	105	
EBITDA	792	626	26,6%

11.1.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receitas			
Rendas de Aplicações Financeiras	24	79	-69,0%
Acréscimos e Multas Moratórias	68	72	-5,2%
Atualização de Créditos Fiscais	2	1	67,7%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	13	-33,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	18	13	36,0%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	3	130,4%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	7	-	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(9)	(11)	-13,8%
Outros	11	7	51,6%
Total	136	177	-23,1%
Despesas			
Encargos de Dívidas	(145)	(179)	-19,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(75)	(129)	-41,3%
(-) Juros Capitalizados	4	5	-19,1%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(5)	(27)	-82,8%
Outros	(20)	(29)	-29,7%
Total	(241)	(359)	-32,8%
Resultado Financeiro	(105)	(181)	-42,3%

No 1T18, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 105 milhões, uma redução de 42,3% (R\$ 77 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 23,1% (R\$ 41 milhões), passando de R\$ 177 milhões no 1T17 para R\$ 136 milhões no 1T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 69,0% (R\$ 54 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
 - (ii) Redução de 33,8% (R\$ 4 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
 - (iii) Redução de 5,2% (R\$ 4 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
- Parcialmente compensados por:
 - (iv) Variação de R\$ 7 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**;
 - (v) Aumento de 36,0% (R\$ 5 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido aos aumentos: (a) de R\$ 3 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; (b) de R\$ 1 milhão na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel; e (c) de R\$ 1 milhão em outras atualizações monetárias e cambiais;
 - (vi) Aumento de 130,4% (R\$ 4 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (vii) Aumento de 51,6% (R\$ 4 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (viii) Redução de 13,8% (R\$ 1 milhão) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reduzidor de receita);
 - (ix) Aumento de 67,7% (R\$ 1 milhão) na **atualização de créditos fiscais**.

- Despesa Financeira: redução de 32,8% (R\$ 118 milhões), passando de R\$ 359 milhões no 1T17 para R\$ 241 milhões no 1T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 41,3% (R\$ 53 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 77 milhões); parcialmente compensada por (b) por outras atualizações monetárias e cambiais (R\$ 16 milhões) e (c) pelo efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 8 milhões);
 - (ii) Redução de 19,3% (R\$ 35 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
 - (iii) Redução de 82,8% (R\$ 23 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**;
 - (iv) Redução de 29,7% (R\$ 9 milhões) em **outras despesas financeiras**;

Parcialmente compensados por:

 - (v) Redução de 19,1% (R\$ 1 milhão) nos **juros capitalizados** (reductor de despesa).

11.1.1.7) Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 321 milhões no 1T18, comparado a R\$ 165 milhões no 1T17, um aumento de 93,9% (R\$ 155 milhões).

11.1.2) Eventos Tarifários

Datas de referência

Datas dos Processos Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Santa Cruz	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
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 Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2022	5º CRTP
RGE Sul	A cada 5 anos	Abril de 2022	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 junho e outubro de 2017

	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	2.252	2.314
Reajuste	3,57%	7,69%
Parcela A	2,17%	6,78%
Parcela B	0,20%	-0,45%
Componentes Financeiros	1,21%	1,37%
Efeito para o consumidor	5,00%	17,28%
Data de entrada em vigor	19/06/2017	23/10/2017

Reajustes tarifários anuais ocorridos em março de 2018¹

	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.376	2.376	2.376	2.376	2.376
Reajuste	5,71%	5,71%	5,71%	5,71%	5,71%
Parcela A	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%
Parcela B	-1,51%	-1,51%	-1,51%	-1,51%	-1,51%
Componentes Financeiros	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Efeito para o consumidor	5,32%	7,03%	21,15%	7,50%	3,40%
Data de entrada em vigor	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018

¹Considerando o agrupamento das concessões em 31/12/2017, os mesmos percentuais de reajuste foram considerados para todas as concessões, porém, o efeito percebido pelo consumidor é diferente em cada uma das concessões.

Revisões tarifárias periódicas ocorridas em 2018

4º Ciclo de Revisão Tarifária	CPFL Paulista	RGE Sul
Data	abr/18	abr/18
Base de Remuneração Bruta (A)	9.457	3.605
Taxa de Depreciação (B)	3,72%	3,87%
QRR (C = A x B)	352	140
Base de Remuneração Líquida (D)	5.193	2.389
WACC antes dos impostos (E)	12,26%	12,26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	637	290
Obrigações Especiais (G)	45	5
EBITDA Regulatório (H = C + F + G)	1.033	435
OPEX = CAOM + CAIMI (I)	1.245	438
Parcela B (J = H + I)	2.278	872
Índice de Produtividade da Parcela B (K)	0,96%	0,98%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (L)	-0,17%	-0,71%
Parcela B com ajustes (M = J * (K - L))	2.260	870
Outras Receitas (N)	88	19
Parcela B Ajustada (O = M - N)	2.172	851
Parcela A (P)	7.785	2.653
Receita Requerida (Q = O + P)	9.957	3.504

CPFL Paulista

Em 3 de abril de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora CPFL Paulista. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 16,90% e os detalhes podem ser encontrados na tabela acima.

RGE Sul

Em 17 de abril de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora RGE Sul. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 22,47% e os detalhes podem ser encontrados na tabela acima.

11.1.3) 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.

Indicadores DEC e FEC												
Distribuidora	DEC (horas)						FEC (interrupções)					
	2014	2015	2016	2017	1T18	ANEEL ¹	2014	2015	2016	2017	1T18	ANEEL ¹
CPFL Paulista	6,92	7,76	7,62	7,14	6,90	7,38	4,87	4,89	5,00	4,94	4,76	6,33
CPFL Piratininga	6,98	7,24	8,44 ²	6,97	6,37	6,74	4,19	4,31	3,97 ²	4,45	4,13	5,82
RGE	18,77	15,98	14,44	14,16	13,74	11,48	9,14	8,33	7,56	7,74	7,09	8,50
RGE Sul	17,75	19,11	19,45	15,58	15,30	10,79	8,87	8,42	9,41	7,62	7,05	8,30
CPFL Santa Cruz - Agrupamento				6,13	5,80	9,17				5,04	5,26	8,00

Notas:

- 1) Limite ANEEL 2018;
- 2) Nas divulgações anteriores, reportamos um DEC de 6,97 e um FEC de 3,80 para a CPFL Piratininga em 2016. Este número excluía o efeito de uma falha de transmissão da CTEEP durante uma tempestade. Porém, uma decisão da ANEEL determinou que este efeito fosse incluído nas estatísticas de DEC e FEC, de modo que corrigimos os valores, conforme demonstrado na tabela.

A RGE e a RGE Sul possuem planos de melhoria dos indicadores técnicos de DEC. Dentre as ações, fazem parte do plano para 2018, podas Rural, Troncal e Urbana, tratamento das maiores reincidências primárias, secundárias e de avarias, programação de serviços para a realização de ensaios e manutenções em subestações e linhas de transmissão, efetuar inspeções de termovisão e ultrassom em redes de distribuição, subestações e linhas de transmissão. Além disso, fazem parte do plano de manutenção, melhorias e ampliações da estrutura existente, com a previsão de trocas de postes, adequação de capacidade, modernização de subestações, e instalação de equipamentos de telecomando e controle. Este plano faz parte de uma melhoria contínua que já está em desenvolvimento. Aliado com os vultuosos investimentos que estão sendo realizados, já se observa a redução significativa dos mesmos.

Já o indicador FEC foi mantido abaixo do limite regulatório em todas as empresas, 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					
	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	ANEEL ²	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	ANEEL ²	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	ANEEL ²
CPFL Energia	6,25%	6,22%	6,21%	6,19%	6,22%	6,40%	2,98%	2,76%	2,94%	2,82%	2,66%	1,77%	9,23%	8,98%	9,15%	9,01%	8,87%	8,17%
CPFL Paulista	6,02%	5,90%	5,82%	5,84%	5,76%	6,32%	3,64%	3,54%	3,71%	3,47%	3,18%	1,98%	9,66%	9,45%	9,53%	9,31%	8,93%	8,30%
CPFL Piratininga	5,31%	5,37%	5,45%	5,50%	5,55%	5,52%	2,20%	2,07%	2,08%	1,96%	2,19%	1,43%	7,52%	7,44%	7,53%	7,46%	7,74%	6,95%
RGE	7,45%	7,52%	7,57%	7,60%	7,38%	7,28%	2,42%	1,63%	1,77%	1,60%	1,52%	1,81%	9,87%	9,16%	9,35%	9,20%	8,89%	9,09%
RGE Sul	6,70%	6,66%	6,74%	6,44%	7,19%	6,74%	3,02%	3,02%	3,51%	3,83%	3,25%	2,15%	9,72%	9,68%	10,25%	10,28%	10,44%	8,90%
Nova CPFL Santa Cruz	7,41%	7,53%	7,49%	7,39%	7,22%	7,14%	1,64%	0,94%	1,29%	1,19%	1,47%	0,44%	9,05%	8,48%	8,78%	8,59%	8,69%	7,59%

Notas:

- 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 4º CRTP.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de **8,87%** no 1T18, comparado a **9,23%** no 1T17, uma redução de **0,36 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					
	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	ANEEL ²
CPFL Paulista	8,59%	8,36%	8,78%	8,17%	7,76%	5,78%
CPFL Piratininga	6,21%	5,85%	5,89%	5,56%	6,17%	3,90%
RGE	5,99%	4,03%	4,36%	3,99%	3,47%	4,41%
RGE Sul	7,15%	7,14%	8,28%	9,14%	7,06%	4,90%
Nova CPFL Santa Cruz	3,61%	2,07%	2,85%	2,62%	3,10%	0,96%

Nota:

- 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 CRTTP e as demais distribuidoras já se encontram no 4º CRTTP.

11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

11.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Líquida	710	621	14,4%
EBITDA⁽¹⁾	8	41	-80,9%
Resultado Líquido	(0)	17	-

Nota:

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

Receita Operacional

No 1T18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 710 milhões, representando um aumento de 14,4% (R\$ 89 milhões).

EBITDA

No 1T18, o EBITDA foi de R\$ 8 milhões, comparado a R\$ 41 milhões no 1T17, uma redução de 80,9% (R\$ 33 milhões).

Lucro Líquido

No 1T18, o prejuízo líquido foi de R\$ 0,4 milhão, comparado um lucro líquido de R\$ 17 milhões no 1T17.

11.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Líquida	112	103	8,0%
EBITDA⁽¹⁾	23	18	27,8%
Lucro Líquido	13	11	21,3%

Nota:

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

Receita Operacional

No 1T18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 112 milhões, representando um aumento de 8,0% (R\$ 9 milhões).

EBITDA

No 1T18, o EBITDA foi de R\$ 23 milhões, comparado a R\$ 18 milhões no 1T17, um aumento de 27,8% (R\$ 5 milhões).

Lucro Líquido

No 1T18, o lucro líquido foi de R\$ 13 milhões, comparado a R\$ 11 milhões no 1T17, um aumento de 21,3% (R\$ 2 milhões).

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta	308	326	-5,5%
Receita Operacional Líquida	281	299	-5,9%
Custo com Energia Elétrica	(19)	(22)	-15,6%
Custos e Despesas Operacionais	(53)	(91)	-41,6%
Resultado do Serviço	210	186	12,8%
EBITDA	325	296	10,0%
Resultado Financeiro	(68)	(101)	-32,8%
Lucro Antes da Tributação	227	165	37,9%
Lucro Líquido	182	137	32,7%

Nota:

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

11.3.1.1) Receita Operacional

Nas análises apresentadas neste relatório consideramos a migração das transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo do segmento “Outros” para o segmento “Geração Convencional”.

No 1T18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 308 milhões, uma redução de 5,5% (R\$ 18 milhões) em relação ao 1T17. A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 281 milhões, registrando uma redução de 5,9% (R\$ 18 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Efeito decorrente da consolidação das transmissoras, com redução da Receita com Construção de Infraestrutura em R\$ 38 milhões;
- Redução de R\$ 1 milhão na receita com suprimento de energia das CPFL Centrais Geradoras;

Parcialmente compensados por:

- Outras receitas operacionais: aumento de R\$ 14 milhões, tendo como principal impacto o reembolso do GSF relacionado a períodos anteriores;
- Aumento de R\$ 4 milhões na receita com suprimento de energia da Jaguari Geração;
- Aumento de 2,6% (R\$ 2 milhões) na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran);
- Aumento de 2,7% (R\$ 1 milhão) no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga.

11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica

Nas análises apresentadas neste relatório consideramos a migração das transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo do segmento “Outros” para o segmento “Geração Convencional”.

No 1T18, o custo com energia elétrica foi de R\$ 19 milhões, uma redução de 15,6% (R\$ 3 milhões) quando comparado ao 1T17, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 23,9% (R\$ 4 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Na CPFL Geração, redução do custo com compra de energia (R\$ 8 milhões), explicado principalmente pela redução no preço médio de compra da energia oriunda da BAESA em 71,2%;
 - (ii) Redução de R\$ 1 milhão no custo com energia da CPFL Centrais Geradoras;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de R\$ 4 milhões no custo com energia da Paulista Lajeado;
 - (iv) Aumento de R\$ 2 milhões no custo com energia para as usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran), devido ao aumento no volume de energia comprada, aliado ao aumento no preço médio, ocasionado pela elevação do PLD.
- Aumento de 3,8% (R\$ 0,3 milhão) no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais

Nas análises apresentadas neste relatório consideramos a migração das transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo do segmento “Outros” para o segmento “Geração Convencional”.

No 1T18, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 53 milhões, comparados a R\$ 91 milhões no 1T17, uma redução de 41,6% (R\$ 38 milhões), devido às variações em:

- PMSO, item que atingiu R\$ 23 milhões no 1T18, comparado a R\$ 25 milhões no 1T17, registrando uma redução de 7,8% (R\$ 2 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)			
	1T18	1T17	Variação %
PMSO			
Pessoal	9	10	-13,0%
Material	1	1	28,3%
Serviços de Terceiros	5	5	-10,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	8	9	-2,0%
Prêmio do Risco do GSF	2	2	1,2%
Outros	7	7	-2,9%
Total PMSO	23	25	-7,8%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de 13,0% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Pessoal;
- (ii) Redução de 10,9% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Serviços de Terceiros;
- (iii) Redução de 2,0% (R\$ 0,2 milhão) em Outros Custos/Despesas Operacionais;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 28,3% (R\$ 0,2 milhão) nas despesas com Material;

- Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 31 milhões no 1T18, comparado a R\$ 67 milhões no 1T17, registrando a redução de 45,9% (R\$ 36 milhões), explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Redução R\$ 36 milhões em Custos com Construção da Infraestrutura (CPFL Piracicaba e Morro Agudo);

- (ii) Redução de 24,9% (R\$ 0,1 milhão) com Entidade de Previdência Privada;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 0,4% (R\$ 0,1 milhão) em Depreciação e Amortização.

11.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
	1T18	1T17	Var. R\$	Var. %
Projetos				
UHE Barra Grande	3	1	2	100,0%
UHE Campos Novos	27	34	(7)	-19,8%
UHE Foz do Chapecó	31	25	5	21,3%
UTE Epasa	24	19	5	27,5%
Total	85	80	6	7,1%

No 1T18, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 85 milhões, comparado a R\$ 80 milhões no 1T17, um aumento de 7,1% (R\$ 6 milhões).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
EPASA	1T18	1T17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	69	70	(1)	-1,9%
Custos/Disp. Operacionais	(15)	(14)	(1)	6,6%
Depreciação e Amortização	(6)	(7)	0	-2,5%
Resultado Financeiro	0	6	(5)	-91,8%
IR/CS	(14)	(18)	3	-19,8%
Lucro Líquido	27	34	(7)	-19,8%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
FOZ DO CHAPECO	1T18	1T17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	16	13	2	17,1%
Custos/Disp. Operacionais	(5)	(6)	1	-19,7%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	(0)	0,5%
Resultado Financeiro	0	0	(0)	-34,6%
IR/CS	(2)	(1)	(1)	132,5%
Lucro Líquido	3	1	2	137,8%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
BAESA	1T18	1T17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	106	104	2	2,3%
Custos/Disp. Operacionais	(24)	(23)	(1)	4,9%
Depreciação e Amortização	(15)	(16)	1	-4,3%
Resultado Financeiro	2	4	(2)	-55,0%
IR/CS	(16)	(16)	0	-0,2%
Lucro Líquido	31	25	5	21,3%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
ENERCAN	1T18	1T17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	93	89	4	5,0%
Custos/Desp. Operacionais	(58)	(59)	1	-1,4%
Depreciação e Amortização	(5)	(4)	(0)	7,5%
Resultado Financeiro	1	1	(1)	-46,1%
IR/CS	(5)	(4)	(1)	15,9%
Lucro Líquido	24	19	5	27,5%

11.3.1.5) EBITDA

No 1T18, o **EBITDA** foi de R\$ 325 milhões, comparado a R\$ 296 milhões no 1T17, um aumento de 10,0% (R\$ 29 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Lucro Líquido	182	137	32,7%
Depreciação e Amortização	30	30	
Resultado Financeiro	68	101	
IR/CS	45	28	
EBITDA	325	296	10,0%

11.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receitas			
Rendas de Aplicações Financeiras	15	35	-58,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	4	17	-73,7%
Juros sobre contratos de mútuo	0	-	0,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(2)	-54,8%
Outros	1	0	0,0%
Total	20	51	-59,6%
Despesas			
Encargos de Dívidas	(64)	(115)	-44,2%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(20)	(31)	-37,5%
Uso do Bem Público - UBP	(4)	(3)	12,3%
Outros	(1)	(2)	-59,6%
Total	(88)	(152)	-41,7%
Resultado Financeiro	(68)	(101)	-32,8%

No 1T18, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 68 milhões, representando uma redução de 32,8% (R\$ 33 milhões), em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 101 milhões registrada no 1T17.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 51 milhões no 1T17 para R\$ 20 milhões no 1T18, uma redução de 59,6% (R\$ 31 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 58,5% (R\$ 20 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
 - ✓ Redução de 73,7% (R\$ 13 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido à redução de R\$ 13 milhões com o derivativo *zero-cost collar*², passando de um ganho de R\$ 17 milhões no 1T17 para um ganho de R\$ 4 milhões no 1T18;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Redução de 54,8% (R\$ 1 milhão) em **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reduzidor de receita);
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 152 milhões no 1T17 para R\$ 88 milhões no 1T18, uma redução de 41,7% (R\$ 63 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 44,2% (R\$ 51 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;
 - ✓ Redução de 37,5% (R\$ 12 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;
 - ✓ Redução de 59,6% (R\$ 1 milhão) em **outras despesas financeiras**;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de 12,3% (R\$ 0,4 milhão) nas **despesas financeiras de UBP**.

11.3.1.7) Lucro Líquido

No 1T18, o **lucro líquido** foi de R\$ 182 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 137 milhões no 1T17, um aumento de 32,7% (R\$ 45 milhões).

² 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.

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)			
	1T18	1T17	Var. %
Receita Operacional Bruta	406	391	3,6%
Receita Operacional Líquida	384	371	3,4%
Custo com Energia Elétrica	(70)	(53)	32,3%
Custos e Despesas Operacionais	(243)	(232)	4,7%
Resultado do Serviço	70	86	-18,1%
EBITDA ⁽¹⁾	228	236	-3,7%
Resultado Financeiro	(129)	(128)	0,8%
Lucro antes da Tributação	(59)	(43)	39,0%
Lucro Líquido	(73)	(55)	32,7%

Nota:

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

11.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis

As variações do resultado entre os anos foram influenciadas principalmente pela entrada em operação de novas capacidades, pela menor geração de energia em relação ao 1T17.

11.4.1.2) Receita Operacional

No 1T18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 406 milhões, representando um aumento de 3,6% (R\$ 15 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 384 milhões, representando um aumento de 3,4% (R\$ 13 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- (i) Entrada em operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa, parcialmente compensado pelo menor volume de energia gerado nos parques do Rio Grande do Norte e do Ceará e pela menor disponibilidade dos parques eólicos do Ceará por conta do plano de recuperação dos aerogeradores operados pela Suzlon;
- (ii) Efeito positivo no 1T18 do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (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;

Fonte PCHs:

- (iii) Liquidações positivas na CCEE (secundária) e ajuste contratual de preço das PCHs, parcialmente compensado pelas operações de *hedge* e *swap* liquidadas a PLD na Holding que ocorreram no 1T17.

11.4.1.3) Custo com Energia Elétrica

No 1T18, o Custo com Energia Elétrica foi de R\$ 70 milhões, um aumento de 32,3% (R\$ 17 milhões) em relação ao 1T17, devido principalmente à necessidade de compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo e hedge ocorrido no 1T18.

11.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais

No 1T18, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 243 milhões, representando um aumento de 4,7% (R\$ 11 milhões) devido às variações em:

- PMSO, item que atingiu R\$ 85 milhões no 1T18, comparado a R\$ 81 milhões no 1T17, registrando um aumento de 5,1% (R\$ 4 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)				
	1T18	1T17	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO				
Pessoal	(25)	(23)	(2)	9.0%
Material	(10)	(5)	(5)	98.6%
Serviços de Terceiros	(43)	(40)	(2)	6.1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8)	(13)	5	-39.7%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50.0%
Outros	(7)	(12)	5	-38.6%
Total PMSO	(85)	(81)	(4)	5.1%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- Aumento de 9,0% (R\$ 2 milhões) nas despesas com Pessoal;
- Aumento de 98,6% (R\$ 5 milhões) nas despesas com Material;
- Aumento de 6,1% (R\$ 2 milhões) nas despesas com Serviços de Terceiros;

Parcialmente compensados por:

- Redução de 39,7% (R\$ 5 milhões) em Outros Custos/Despesas Operacionais.

- Os demais custos e despesas operacionais, são representados pelas contas de Depreciação e Amortização, que atingiram R\$ 158 milhões no 1T18, comparado a R\$ 151 milhões no 1T17, registrando um aumento de 4,5% (R\$ 7 milhões), explicada pelo aumento de portfólio pela entrada em operação do Complexo Eólico Pedra Cheirosa.

11.4.1.5) EBITDA

No 1T18, o **EBITDA** foi de R\$ 228 milhões, comparado a R\$ 236 milhões no 1T17, uma redução de 3,7% (R\$ 8 milhões). Tais resultados se devem aos maiores custos de geração de energia, principalmente com compra de energia para atender as exposições das eólicas no mercado de curto prazo.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Lucro Líquido	(73)	(55)	32,7%
Depreciação e Amortização	158	151	
Resultado Financeiro	129	128	
IR/CS	13	12	
EBITDA	228	236	-3,7%

11.4.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T18	1T17	Var.
Receitas			
Rendas de Aplicações Financeiras	24	36	-34,9%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	1	-98,9%
Atualização de Depósitos Judiciais	0	0	14,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	0	123,7%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	- 1	- 2	-42,7%
Outros	7	3	113,8%
Total	30	39	-22,5%
Despesas			
Encargos de Dívidas	(119)	(151)	-21,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(18)	(21)	-17,1%
(-) Juros Capitalizados	2	20	-87,5%
Outros	(25)	(14)	75,9%
Total	(159)	(167)	-4,6%
Resultado Financeiro	(129)	(128)	0,8%

No 1T18, o Resultado Financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 129 milhões, em linha com o resultado apurado no 1T17.

Os principais fatores que afetaram o resultado financeiro tanto no trimestre, foram:

- (i) Queda no CDI médio e na TJLP;
- (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.

11.4.1.7) Lucro Líquido

No 1T18, o **Prejuízo Líquido** foi de R\$ 73 milhões, comparado a um **Prejuízo Líquido** de R\$ 55 milhões no 1T17, um aumento de 32,7% (R\$ 18 milhões). Tal resultado está relacionado a menor

geração nas eólicas, aumento nas despesas com depreciação e amortização, e pela compra de energia para atender as exposições das eólicas no mercado de curto prazo.

11.4.2) 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 2.574 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	-	1.980	352	2.574
Total	695	370	3.289	353	4.707

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 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova A-5 de 2015 (preço: R\$ 240,47/MWh – março de 2018).

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2017
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	3.028.978	3.249.642	4.877.813
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.258.871	4.301.283	4.065.465
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	56.145	56.145	75.395
Tributos a Compensar	417.645	395.045	423.054
Derivativos	341.350	444.029	197.741
Ativo Financeiro Setorial	570.967	210.834	-
Ativo Financeiro da Concessão	24.017	23.736	10.836
Outros Créditos	905.061	900.498	912.246
	9.603.034	9.581.212	10.562.550
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	243.195	236.539	204.416
Coligadas, Controladas e Controladora	-	8.612	9.236
Depósitos Judiciais	854.224	839.990	769.646
Tributos a Compensar	235.563	233.444	205.938
Ativo Financeiro Setorial	66.841	355.003	-
Derivativos	116.934	203.901	440.011
Créditos Fiscais Diferidos	977.462	943.199	935.471
Ativo Financeiro da Concessão	6.794.551	6.545.668	5.601.969
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	861.611	840.192	795.499
Investimentos	1.065.403	1.001.550	1.487.245
Imobilizado	9.678.537	9.787.125	9.880.291
Intangível	10.552.350	10.589.824	10.723.398
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	31.563.326	31.701.701	31.169.774
TOTAL DO ATIVO	41.166.359	41.282.912	41.732.324

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2017
CIRCULANTE			
Fornecedores	2.528.146	3.296.870	2.232.237
Empréstimos e Financiamentos	3.562.035	3.589.607	2.940.104
Debêntures	1.892.414	1.703.073	1.444.438
Entidade de Previdência Privada	66.133	60.801	44.016
Taxas Regulamentares	145.194	581.600	339.777
Impostos, Taxas e Contribuições	721.308	710.303	785.682
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	294.141	297.744	19.970
Obrigações Estimadas com Pessoal	124.533	116.080	127.680
Derivativos	40.943	10.230	7.581
Passivo Financeiro Setorial	17.860	40.111	1.316.071
Uso do Bem Público	10.939	10.965	10.857
Outras Contas a Pagar	1.061.146	961.306	892.000
TOTAL DO CIRCULANTE	10.464.792	11.378.688	10.160.412
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	130.334	128.438	130.767
Empréstimos e Financiamentos	6.536.192	7.402.450	9.366.225
Debêntures	8.816.277	7.473.454	7.579.217
Entidade de Previdência Privada	872.113	880.360	1.011.715
Impostos, Taxas e Contribuições	16.459	18.839	25.096
Débitos Fiscais Diferidos	1.236.496	1.249.591	1.286.397
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	978.316	961.134	837.809
Derivativos	37.544	84.576	165.825
Passivo Financeiro Setorial	23.973	8.385	209.384
Uso do Bem Público	84.847	83.766	87.404
Outras Contas a Pagar	429.795	426.889	278.850
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	19.162.345	18.717.881	20.978.689
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	5.741.284	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	468.018	468.014	468.014
Reserva Legal	798.090	798.090	739.102
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	867.912	826.600	729.608
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	1.292.046	1.292.046	545.505
Resultado Abrangente Acumulado	(189.025)	(164.506)	(241.043)
Lúculos Acumulados	360.478	-	225.616
	9.338.803	8.961.528	8.208.086
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.200.419	2.224.816	2.385.137
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	11.539.223	11.186.344	10.593.224
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	41.166.359	41.282.912	41.732.324

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado			
	1T18	1T17	Variação
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.747.443	6.821.851	-1,1%
Suprimento de Energia Elétrica	998.459	950.802	5,0%
Receita com construção de infraestrutura	370.562	416.039	-10,9%
Atualização do ativo financeiro da concessão	64.857	48.923	32,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	373.547	(565.003)	-
Outras Receitas Operacionais	1.082.629	1.057.772	2,3%
	9.637.497	8.730.385	10,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.262.842)	(3.191.606)	2,2%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.374.654	5.538.779	15,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.301.275)	(3.018.384)	9,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(712.446)	(202.270)	252,2%
	(4.013.721)	(3.220.654)	24,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(337.745)	(332.483)	1,6%
Material	(62.622)	(55.095)	13,7%
Serviços de Terceiros	(180.932)	(185.253)	-2,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(105.822)	(185.924)	-43,1%
<i>PDD</i>	<i>(26.420)</i>	<i>(46.696)</i>	<i>-43,4%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(12.284)</i>	<i>(55.119)</i>	<i>-77,7%</i>
<i>Outros</i>	<i>(67.118)</i>	<i>(84.109)</i>	<i>-20,2%</i>
Custos com Construção de Infraestrutura	(370.559)	(414.627)	-10,6%
Entidade de Previdência Privada	(22.477)	(28.831)	-22,0%
Depreciação e Amortização	(318.676)	(304.323)	4,7%
Amortização do Intangível da Concessão	(71.508)	(72.116)	-0,8%
	(1.470.341)	(1.578.653)	-6,9%
EBITDA¹	1.366.277	1.195.765	14,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	890.592	739.472	20,4%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	197.151	280.711	-29,8%
Despesas	(504.671)	(716.850)	-29,6%
	(307.519)	(436.138)	-29,5%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	85.501	79.854	7,1%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%
	85.356	79.709	7,1%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	668.428	383.043	74,5%
Contribuição Social	(66.869)	(40.575)	64,8%
Imposto de Renda	(182.156)	(110.347)	65,1%
LUCRO LÍQUIDO	419.404	232.121	80,7%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>443.783</i>	<i>245.886</i>	<i>80,5%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(24.379)</i>	<i>(13.765)</i>	<i>77,1%</i>

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

12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	1T18	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	3.249.642	4.877.813
Lucro Líquido Antes dos Tributos	668.428	2.132.055
Depreciação e Amortização	390.185	1.542.519
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	359.359	1.629.708
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(62.912)	(438.033)
Ativo Financeiro Setorial	(21.033)	(466.523)
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	37.218	78.129
Fornecedores	(768.048)	277.318
Passivo Financeiro Setorial	(55.161)	(1.707.628)
Contas a Pagar - CDE	(1.356)	23.733
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(327.727)	(1.716.918)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(252.090)	(438.032)
Outros	(429.933)	382.338
	(1.131.498)	(833.389)
Total de Atividades Operacionais	(463.070)	1.298.666
Atividades de Investimentos		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(425.914)	(2.354.028)
Outros	(19.819)	76.729
Total de Atividades de Investimentos	(445.733)	(2.277.299)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	2.947.881	5.544.228
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(2.256.139)	(6.152.576)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(3.603)	(116.100)
Outros	-	(145.753)
Total de Atividades de Financiamento	688.139	(870.201)
Geração de Caixa	(220.664)	(1.848.834)
Saldo Final do Caixa - 31/03/2018	3.028.978	3.028.978

12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional

(em milhares de reais)



Geração Convencional			
	1T18	1T17	Var.
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	285.178	279.499	2,0%
Receita com Construção da Infraestrutura	84	37.597	-99,8%
Outras Receitas Operacionais	22.701	8.860	156,2%
	307.963	325.956	-5,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(26.508)	(26.740)	-0,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	281.455	299.216	-5,9%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(11.719)	(15.394)	-23,9%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.831)	(6.578)	3,8%
	(18.550)	(21.972)	-15,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(8.778)	(10.085)	-13,0%
Material	(683)	(532)	28,3%
Serviços de Terceiros	(4.852)	(5.443)	-10,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8.463)	(8.638)	-2,0%
Custo com Construção da Infraestrutura	(81)	(36.185)	-99,8%
Entidade de Previdência Privada	(388)	(517)	-24,9%
Depreciação e Amortização	(27.655)	(27.534)	0,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.491)	0,0%
Amortização do ágio de aquisição	-	-	-
	(53.392)	(91.426)	-41,6%
EBITDA	325.160	295.698	10,0%
RESULTADO DO SERVIÇO	209.513	185.819	12,8%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	20.463	50.677	-59,6%
Despesas	(88.328)	(151.604)	-41,7%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(67.866)	(100.926)	-32,8%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	85.501	79.854	7,1%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%
	85.356	79.709	7,1%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	227.003	164.602	37,9%
Contribuição Social	(11.979)	(7.247)	65,3%
Imposto de Renda	(33.144)	(20.312)	63,2%
LUCRO LÍQUIDO	181.880	137.043	32,7%

12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%				
	1T18	1T17	Var.	Var. %
RECEITA OPERACIONAL				
Fornecimento de Energia Elétrica	5.806	23.790	(17.983)	-75,6%
Suprimento de Energia Elétrica	398.767	366.802	31.964	8,7%
Outras Receitas Operacionais	944	885	58	6,6%
	405.517	391.477	14.040	3,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(21.964)	(20.544)	(1.420)	6,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	383.553	370.933	12.620	3,4%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA				
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(45.766)	(28.124)	(17.642)	62,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(24.700)	(25.147)	447	-1,8%
	(70.466)	(53.271)	(17.194)	32,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS				
Pessoal	(24.961)	(22.910)	(2.051)	9,0%
Material	(9.688)	(4.878)	(4.810)	98,6%
Serviços de Terceiros	(42.707)	(40.234)	(2.473)	6,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7.946)	(13.170)	5.224	-39,7%
Depreciação e Amortização	(118.481)	(112.208)	(6.273)	5,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(39.206)	(38.625)	(581)	1,5%
	(242.988)	(232.024)	(10.964)	4,7%
EBITDA ⁽¹⁾	227.786	236.470	(8.684)	-3,7%
RESULTADO DO SERVIÇO	70.099	85.637	(15.538)	-18,1%
RESULTADO FINANCEIRO				
Receitas	30.140	38.890	(8.750)	-22,5%
Despesas	(159.354)	(167.044)	7.690	-4,6%
	(129.214)	(128.155)	(1.059)	0,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(59.115)	(42.517)	(16.597)	39,0%
Contribuição Social	(4.618)	(4.573)	(45)	1,0%
Imposto de Renda	(8.788)	(7.573)	(1.214)	16,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(72.521)	(54.664)	(17.857)	32,7%

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.

12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (em milhares de reais)



Consolidado			
	1T18	1T17	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.281.379	6.361.528	-1,3%
Suprimento de Energia Elétrica	202.923	285.534	-28,9%
Receita com construção de infraestrutura	370.478	378.442	-2,1%
Atualização do ativo financeiro da concessão	64.857	48.923	32,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	373.547	(565.003)	-
Outras Receitas Operacionais	1.036.257	1.022.589	1,3%
	8.329.440	7.532.014	10,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.128.682)	(3.072.970)	1,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.200.758	4.459.044	16,6%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.763.525)	(2.632.925)	5,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(687.349)	(174.396)	294,1%
	(3.450.874)	(2.807.321)	22,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(224.119)	(223.800)	0,1%
Material	(39.840)	(38.810)	2,7%
Serviços de Terceiros	(206.481)	(194.444)	6,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(94.501)	(162.068)	-41,7%
<i>PDD</i>	(26.210)	(46.977)	-44,2%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(15.395)	(52.417)	-70,6%
<i>Outros</i>	(52.896)	(62.673)	-15,6%
Custos com construção de infraestrutura	(370.478)	(378.442)	-2,1%
Entidade de Previdência Privada	(22.089)	(28.315)	-22,0%
Depreciação e Amortização	(166.372)	(158.319)	5,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.133)	(15.322)	-7,8%
	(1.138.012)	(1.199.518)	-5,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	792.377	625.845	26,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	611.873	452.205	35,3%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	136.438	177.375	-23,1%
Despesas	(241.145)	(358.873)	-32,8%
Juros Sobre o Capital Próprio	(104.708)	(181.498)	-42,3%
	507.165	270.707	87,3%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO			
Contribuição Social	(49.883)	(28.077)	77,7%
Imposto de Renda	(136.727)	(77.273)	76,9%
Lucro Líquido (IFRS)	320.554	165.358	93,9%

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.

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

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)			
CPFL PAULISTA			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta	3.504.262	3.206.368	9,3%
Receita Operacional Líquida	2.202.574	1.892.227	16,4%
Custo com Energia Elétrica	(1.486.568)	(1.240.578)	19,8%
Custos e Despesas Operacionais	(461.701)	(490.483)	-5,9%
Resultado do Serviço	254.305	161.165	57,8%
EBITDA⁽¹⁾	314.362	217.374	44,6%
Resultado Financeiro	(32.534)	(72.602)	-55,2%
Lucro antes da Tributação	221.771	88.563	150,4%
Lucro Líquido	141.046	52.268	169,9%
CPFL PIRATININGA			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.520.521	1.415.587	7,4%
Receita Operacional Líquida	917.011	849.889	7,9%
Custo com Energia Elétrica	(634.823)	(576.675)	10,1%
Custos e Despesas Operacionais	(168.418)	(190.166)	-11,4%
Resultado do Serviço	113.769	83.049	37,0%
EBITDA⁽¹⁾	138.457	106.906	29,5%
Resultado Financeiro	(24.646)	(32.505)	-24,2%
Lucro antes da Tributação	89.124	50.544	76,3%
Lucro Líquido	56.108	31.363	78,9%
RGE			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.458.295	1.215.435	20,0%
Receita Operacional Líquida	936.187	728.517	28,5%
Custo com Energia Elétrica	(618.201)	(417.453)	48,1%
Custos e Despesas Operacionais	(220.033)	(211.525)	4,0%
Resultado do Serviço	97.953	99.539	-1,6%
EBITDA⁽¹⁾	138.511	139.124	-0,4%
Resultado Financeiro	(21.880)	(37.486)	-41,6%
Lucro antes da Tributação	76.073	62.053	22,6%
Lucro Líquido	48.671	39.555	23,0%
RGE SUL			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.459.987	1.340.123	8,9%
Receita Operacional Líquida	887.639	763.188	16,3%
Custo com Energia Elétrica	(562.388)	(453.906)	23,9%
Custos e Despesas Operacionais	(214.818)	(237.168)	-9,4%
Resultado do Serviço	110.434	72.115	53,1%
EBITDA⁽¹⁾	154.727	117.477	31,7%
Resultado Financeiro	(22.494)	(27.798)	-19,1%
Lucro antes da Tributação	87.939	44.317	98,4%
Lucro Líquido	54.480	26.512	105,5%
CPFL SANTA CRUZ			
	1T18	1T17	Var.
Receita Operacional Bruta	386.375	354.500	9,0%
Receita Operacional Líquida	257.346	225.222	14,3%
Custo com Energia Elétrica	(148.894)	(118.709)	25,4%
Custos e Despesas Operacionais	(73.041)	(70.176)	4,1%
Resultado do Serviço	35.411	36.337	-2,5%
EBITDA⁽¹⁾	46.320	44.965	3,0%
Resultado Financeiro	(3.154)	(11.107)	-71,6%
Lucro antes da Tributação	32.257	25.231	27,9%
Lucro Líquido	20.249	15.661	29,3%

Nota:

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

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

CPFL Paulista			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	2.461	2.392	2,9%
Industrial	2.674	2.532	5,6%
Comercial	1.465	1.454	0,8%
Outros	1.050	1.026	2,3%
Total	7.649	7.404	3,3%

CPFL Piratininga			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	1.042	1.051	-0,9%
Industrial	1.601	1.483	7,9%
Comercial	652	647	0,8%
Outros	291	282	2,9%
Total	3.586	3.463	3,5%

RGE			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	694	686	1,2%
Industrial	821	792	3,7%
Comercial	358	371	-3,7%
Outros	775	758	2,3%
Total	2.648	2.607	1,6%

CPFL Santa Cruz			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	202	200	1,3%
Industrial	237	228	4,3%
Comercial	93	94	-1,0%
Outros	166	163	1,8%
Total	699	684	2,1%

RGE Sul			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	772	800	-3,5%
Industrial	661	629	5,2%
Comercial	378	377	0,1%
Outros	798	742	7,5%
Total	2.609	2.549	2,4%

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

CPFL Paulista			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	2.461	2.392	2,9%
Industrial	641	688	-6,8%
Comercial	1.107	1.161	-4,7%
Outros	1.007	987	2,0%
Total	5.215	5.227	-0,2%

CPFL Piratininga			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	1.042	1.051	-0,9%
Industrial	287	322	-10,9%
Comercial	477	507	-5,9%
Outros	251	249	0,8%
Total	2.056	2.129	-3,4%

RGE			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	694	686	1,2%
Industrial	287	288	-0,3%
Comercial	329	345	-4,6%
Outros	769	754	2,0%
Total	2.080	2.073	0,3%

CPFL Santa Cruz			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	202	200	1,3%
Industrial	98	119	-17,8%
Comercial	87	90	-3,7%
Outros	166	163	1,8%
Total	554	572	-3,3%

RGE Sul			
	1T18	1T17	Var.
Residencial	772	800	-3,5%
Industrial	191	214	-10,4%
Comercial	324	339	-4,5%
Outros	796	741	7,4%
Total	2.084	2.095	-0,5%

12.11) 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 (1T18)

Dívida Líquida - Projetos de Geração

março-18	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapeco- ense	Epasa	Subtotal	
Dívida bruta	537	6.378	-	6.915	640	41	1.280	212	2.173	9.088
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(88)	(907)	(1)	(995)	(70)	(49)	(46)	(51)	(216)	(1.210)
Dívida líquida	449	5.471	- 1	5.920	570,29	- 7	1.233	162	1.958	7.878
Participação CPFL (%)	65%	51,6%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
Dívida líquida dos projetos	292	2.824	- 0	3.116	278	- 2	629	86	991	4.107

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida bruta	20.427
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.029)
Dívida líquida (IFRS)	17.398
(-) Projetos 100%	(5.920)
(+) Consolidação proporcional	4.107
Dívida líquida (Pro Forma)	15.585

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (1T18 - últimos 12 meses)

EBITDA - Projetos de Geração

1T18LTM	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapeco- ense	Epasa	Subtotal	
Receita operacional	324	1.972	42	2.337	578	421	834	798	2.631	4.968
Despesa operacional	- 106	- 759	- 14	(878)	(275)	(261)	(189)	(517)	(1.242)	(2.121)
EBITDA	218	1213	28	1.459	302	160	645	281	1.389	2.848
Participação CPFL (%)	65%	51,61%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
EBITDA proporcional	142	626	17	784	147	40	329	150	666	1.451

Reconciliação

CPFL Energia - 1T18LTM	
Lucro Líquido	1.430
Amortização	1.543
Resultado financeiro	1.359
IR/CS	702
EBITDA	5.034
(-) Equivalência patrimonial	(318)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.459)
(+) EBITDA Proporcional	1.451
EBITDA Pro Forma	4.708

Dívida líquida / EBITDA Pro Forma	3,31x
--	--------------

Notas:

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