

Campinas, 7 de maio de 2019 – A CPFL Energia S.A. (B3: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T19**. 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 1T18, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DE 1T19

Indicadores (R\$ Milhões)	1T19	1T18	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	17.731	17.185	3,2%
Mercado Cativo	12.407	11.983	3,5%
Cliente Livre	5.323	5.201	2,3%
Receita Operacional Bruta	10.788	9.637	11,9%
Receita Operacional Líquida	7.127	6.375	11,8%
EBITDA ⁽¹⁾	1.531	1.366	12,1%
Lucro Líquido	570	419	36,0%
Investimentos ⁽²⁾	445	426	4,6%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório;
- (2) Inclui investimentos relacionados ao segmento de transmissão; de acordo com o IFRIC 15, foram registrados como "Ativo Contratual das Transmissoras" (outros créditos). Não inclui obrigações especiais.

DESTAQUES 1T19

- Aumento de **3,2% nas vendas na área de concessão**, com destaque para os crescimentos das classes residencial **(+8,4%)** e comercial **(+5,1%)**;
- **EBITDA de R\$ 1.531 milhões**, crescimento de **12,1%**;
- **Lucro Líquido de R\$ 570 milhões**, crescimento de **36,0%**;
- Dívida líquida de **R\$ 14,9 bilhões** e alavancagem de **2,70x Dívida Líquida/EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 445 milhões**;
- **Reajuste tarifário da CPFL Paulista**, em abr/19: (i) aumento de **9,63%** da parcela B, de R\$ 2.310 milhões para R\$ 2.532 milhões, e (ii) efeito médio de **+8,66%** a ser percebido pelos consumidores.

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

- Quarta-Feira, 8 de maio de 2019 – 11h00 (Brasília), 10h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-800-492-3904 (EUA) e 1-646-828-8246 (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.....	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/19)	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	21
6.1) Investimentos Realizados	21
6.2) Investimentos Previstos	22
7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	23
8) MERCADO DE CAPITALIS.....	23
8.1) Desempenho das Ações	23
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.....	32

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

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Os resultados do Grupo CPFL no primeiro trimestre de 2019 refletiram o crescimento das vendas de energia, bem como a nossa disciplina na gestão de custos e despesas.

O segmento de distribuição apresentou incremento nas vendas de energia (+3,2%) no 1T19. As classes residencial e comercial registraram variações de mercado de +8,4% e +5,1%, respectivamente, refletindo o aumento de temperatura, principalmente nos dois primeiros meses de 2019. Já a classe industrial registrou variação de mercado de -0,9%, refletindo a baixa atividade econômica.

A geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 1.531 milhões no 1T19 (+12,1%). Destaque para o segmento de distribuição, cujo EBITDA atingiu R\$ 980 milhões no 1T19 (+23,6%), refletindo principalmente os resultados advindos da conclusão dos processos de revisão tarifária (4º ciclo) da CPFL Paulista, RGE Sul (ambos em abril de 2018) e RGE (em junho de 2018).

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor e em nosso plano de investimentos (cerca de R\$ 11,9 bilhões para os próximos cinco anos, sendo R\$ 2,2 bilhões para 2019), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 445 milhões no 1T19.

A estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,70 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, menor do que no trimestre anterior.

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.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T19	1T18	Var.
Mercado Cativo	12.407	11.983	3,5%
Cliente Livre	5.323	5.201	2,3%
Total	17.731	17.185	3,2%

No 1T19, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 17.731 GWh, um aumento de 3,2%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 12.407 GWh no 1T19, um aumento de 3,5%. 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 5.323 GWh no 1T19, um aumento de 2,3%.

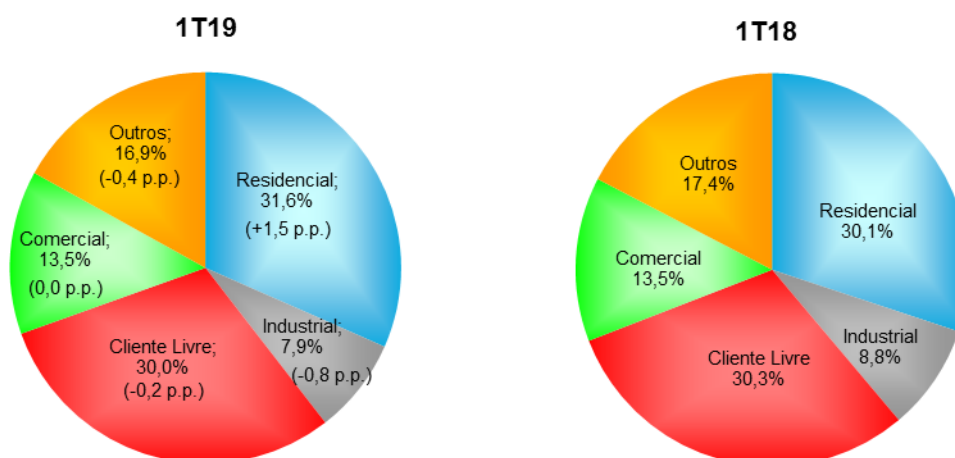
Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T19	1T18	Var.	Part.
Residencial	5.604	5.172	8,4%	31,6%
Industrial	5.943	5.994	-0,9%	33,5%
Comercial	3.094	2.945	5,1%	17,5%
Outros	3.090	3.074	0,5%	17,4%
Total	17.731	17.185	3,2%	100,0%

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

Destacam-se no 1T19, na área de concessão:

- **Classes Residencial e Comercial (31,6% e 17,5% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 8,4% e 5,1%, respectivamente. Destaque para a classe residencial da CPFL Piratininga (+8,9%), RGE (+8,6%) e CPFL Santa Cruz (+9,4%). E na classe comercial destaque para CPFL Paulista (+5,7%), CPFL Piratininga (+7,0%) e CPFL Santa Cruz (+9,0%). Esse resultado se deu pelo aumento de temperatura, principalmente nos dois primeiros meses de 2019.
- **Classe Industrial (33,5% das vendas totais):** redução de 0,9%, refletindo a baixa atividade econômica.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 1T19 para o 1T18.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	5.604	5.172	8,4%
Industrial	1.402	1.504	-6,8%
Comercial	2.398	2.323	3,2%
Outros	3.004	2.984	0,7%
Total	12.407	11.983	3,5%

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

As vendas para o mercado cativo totalizaram 12.407 GWh no 1T19, um aumento de 3,5% (424 GWh), devido principalmente ao desempenho da classe residencial (+8,4%); o desempenho das classes industrial (-6,8%) e comercial (+3,2%) reflete a migração de clientes para o mercado livre.

2.1.3) Cliente Livre

Cliente Livre - GWh			
	1T19	1T18	Var.
Industrial	4.541	4.490	1,1%
Comercial	697	622	12,0%
Outros	86	90	-4,2%
Total	5.323	5.201	2,3%

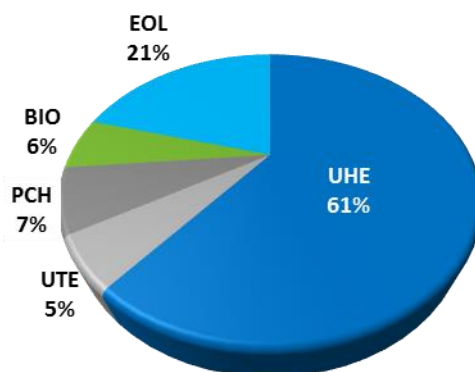
Cliente Livre por Distribuidora - GWh			
	1T19	1T18	Var.
CPFL Paulista	2.515	2.434	3,3%
CPFL Piratininga	1.479	1.529	-3,3%
RGE	1.152	1.093	5,4%
CPFL Santa Cruz	177	145	21,9%
Total	5.323	5.201	2,3%

2.2) Capacidade Instalada da Geração

No 1T19, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 3.272 MW.

Capacidade Instalada da Geração

Total: 3.272 MW



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,56%.

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 2019 e de 2018, 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	4.516	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	1.760	30 anos	Outubro de 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE") (a)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	381	2.888	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	458	30 anos	Julho de 2045

Nota:

- (a) Em 31 de dezembro de 2018, foi aprovado o agrupamento das concessões das distribuidoras RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul") e Rio Grande Energia S.A. ("RGE"), sendo a RGE Sul a Incorporadora e a RGE a Incorporada;

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 Hidrelétricas (b)	1.295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (c)	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 fechado	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% (d)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	38
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,56%	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 e Minas Gerais	6 CGHs	4	4

Transmissão	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Maracanau S.A. ("CPFL Maracanau")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Sul I S.A. ("CPFL Sul I")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Sul II S.A. ("CPFL Sul II")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

Notas:

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

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 2019, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,56% 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 2019, a CPFL Energia detinha a seguinte participação no capital social da RGE Sul: 89,0107%, diretamente, e 10,9893%, 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)			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Bruta	10.788	9.637	11,9%
Receita Operacional Líquida	7.127	6.375	11,8%
Custo com Energia Elétrica	(4.484)	(4.014)	11,7%
Custos e Despesas Operacionais	(1.603)	(1.470)	9,0%
Resultado do Serviço	1.041	891	16,9%
EBITDA¹	1.531	1.366	12,1%
Resultado Financeiro	(220)	(308)	-28,4%
Lucro Antes da Tributação	906	668	35,6%
Lucro Líquido	570	419	36,0%

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
1T19								
Receita operacional líquida	5.936	269	334	760	146	-	(318)	7.127
Custos e despesas operacionais	(4.957)	(51)	(142)	(730)	(110)	(11)	318	(5.682)
Depreciação e amortização	(192)	(30)	(161)	(1)	(6)	(16)	-	(404)
Resultado do serviço	788	188	31	30	30	(27)	-	1.041
Equivalência patrimonial	-	86	-	-	-	-	-	86
EBITDA	980	304	192	31	36	(11)	-	1.531
Resultado financeiro	(60)	(44)	(112)	(8)	0	3	-	(220)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	728	230	(80)	22	30	(24)	-	906
Imposto de renda e contribuição social	(263)	(46)	(13)	(8)	(7)	0	-	(336)
Lucro (prejuízo) líquido	465	184	(93)	15	23	(24)	-	570
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
Variação								
Receita operacional líquida	14,1%	-4,3%	-12,9%	7,1%	30,4%	-	1,8%	11,8%
Custos e despesas operacionais	12,4%	23,2%	-8,7%	3,9%	23,3%	15,8%	1,8%	11,6%
Depreciação e amortização	6,4%	-1,5%	1,8%	-15,1%	7,2%	0,0%	-	3,7%
Resultado do serviço	28,7%	-10,1%	-55,1%	321,5%	75,1%	5,9%	-	16,9%
Equivalência patrimonial	-	0,5%	-	-	-	-	-	0,5%
EBITDA	23,6%	-6,5%	-15,7%	295,0%	58,5%	15,8%	-	12,1%
Resultado financeiro	-43,1%	-35,1%	-13,5%	5,9%	-	42,2%	-	-28,4%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	43,6%	1,3%	35,7%	-	80,0%	3,1%	-	35,6%
Imposto de renda e contribuição social	40,9%	1,1%	-4,7%	2480,8%	86,2%	-79,3%	-	35,0%
Lucro (prejuízo) líquido	45,1%	1,4%	28,3%	-	78,1%	4,1%	-	36,0%

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

4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 1T19, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 324 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 374 milhões no 1T18, uma variação R\$ 697 milhões.

Em 31 de março de 2019, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.212 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 1.508 milhões em 31 de dezembro de 2018 e um saldo positivo de R\$ 596 milhões em 31 de março de 2018.

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 1T19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 10.788 milhões, representando um aumento de 11,9% (R\$ 1.150 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.660 milhões no 1T19, representando um aumento de 12,2% (R\$ 397 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 7.127 milhões no 1T19, registrando um aumento de 11,8% (R\$ 753 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 735 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 50 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 34 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 49 milhões;
- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 12 milhões;
- Redução de R\$ 6 milhões, devido a eliminações.

4.4) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Energia Comprada para Revenda			
Energia de Itaipu Binacional	657	558	17,7%
PROINFA	105	86	22,1%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	3.572	2.975	20,1%
Crédito de PIS e COFINS	(382)	(318)	20,0%
Total	3.953	3.301	19,7%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição			
Encargos da Rede Básica	498	567	-12,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	67	62	7,0%
Encargos de Conexão	47	32	47,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	13	10	35,5%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(41)	47	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	66	-100,0%
Crédito de PIS e COFINS	(53)	(72)	-26,2%
Total	531	712	-25,4%
Custo com Energia Elétrica	4.484	4.014	11,7%

No 1T19, 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\$ 4.484 milhões, registrando um aumento de 11,7% (R\$ 470 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.953 milhões no 1T19, um aumento de 19,7% (R\$ 651 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 20,1% (R\$ 597 milhões) no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, devido aos aumentos de 9,8% no preço médio de compra (R\$ 211,19/MWh no 1T19 vs. R\$ 192,33/MWh no 1T18) e de 9,3% (1.446 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento de 17,7% (R\$ 99 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 18,5% no preço médio de compra (R\$ 241,63/MWh no 1T19 vs. R\$ 203,86/MWh no 1T18), parcialmente compensado pela redução de 0,7% (19 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 22,1% (R\$ 19 milhões) no custo com o Proinfa, devido aos aumentos de 21,7% no preço médio de compra (R\$ 407,84/MWh no 1T19 vs. R\$ 335,19/MWh no 1T18) e de 0,3% (1 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 20,0% (R\$ 64 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\$ 531 milhões no 1T19, uma redução de 25,4% (R\$ 181 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 88 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema – ESS, passando de uma despesa de R\$ 47 milhões no 1T18 para uma receita de R\$ 41 milhões no 1T19;

- (ii) Redução de 12,2% (R\$ 69 milhões) nos encargos da rede básica;
 - (iii) Encargos de Energia de Reserva – EER no 1T18, no montante de R\$ 66 milhões;
- Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 26,2% (R\$ 19 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (v) Aumento de 47,3% (R\$ 15 milhões) nos encargos de conexão;
- (vi) Aumento de 7,0% (R\$ 4 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;
- (vii) Aumento de 35,5% (R\$ 3 milhões) nos encargos de uso do sistema de distribuição.

4.5) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.603 milhões no 1T19, comparado a R\$ 1.470 milhões no 1T18, um aumento de 9,0% (R\$ 133 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)				
	1T19	1T18	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO Reportado				
Pessoal	(348)	(338)	(10)	3,0%
Material	(67)	(63)	(4)	6,8%
Serviços de Terceiros	(165)	(181)	16	-8,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(175)	(106)	(69)	65,6%
<i>PDD</i>	<i>(69)</i>	<i>(26)</i>	<i>(42)</i>	<i>159,7%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(32)</i>	<i>(12)</i>	<i>(20)</i>	<i>160,8%</i>
<i>Outros</i>	<i>(75)</i>	<i>(67)</i>	<i>(7)</i>	<i>11,2%</i>
Total PMSO Reportado	(755)	(687)	(68)	9,9%

O item PMSO atingiu R\$ 755 milhões no 1T19, comparado a R\$ 687 milhões no 1T18, um aumento de 9,9% (R\$ 68 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 3,0% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
- (ii) **Material** - aumento de 6,8% (R\$ 4 milhões), devido ao aumento em manutenção de frota, linhas e redes (R\$ 8 milhões), parcialmente compensado pela redução na manutenção de máquinas, equipamentos e outros (R\$ 5 milhões);

- (iii) **Serviços de terceiros** - redução de 8,8% (R\$ 16 milhões), devido principalmente à primarização de serviços (R\$ 27 milhões), parcialmente compensada pela manutenção de subestações (R\$ 8 milhões) e por serviços relacionados ao faturamento de energia elétrica (R\$ 3 milhões);
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – aumento de 65,6% (R\$ 69 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Aumento de 159,7% (R\$ 42 milhões) na provisão para devedores duvidosos;
 - ✓ Aumento de 160,8% (R\$ 20 milhões) nas despesas legais e judiciais;
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 7 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 848 milhões no 1T19, comparado a R\$ 783 milhões no 1T18, registrando um aumento de 8,2% (R\$ 65 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 12,1% (R\$ 45 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 4,3% (R\$ 14 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- Aumento de 25,2% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2019;
- Aumento de 0,8% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

4.6) EBITDA

No 1T19, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.531 milhões, comparado a R\$ 1.366 milhões no 1T18, registrando um aumento de 12,1% (R\$ 165 milhões).

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Lucro Líquido	570	419	36,0%
Depreciação e Amortização	405	390	
Resultado Financeiro	220	308	
Imposto de Renda / Contribuição Social	336	249	
EBITDA	1.531	1.366	12,1%

4.7) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Receitas			
Rendas de Aplicações Financeiras	49	66	-26,8%
Acréscimos e Multas Moratórias	75	70	8,3%
Atualização de Créditos Fiscais	1	3	-51,7%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	9	1,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	8	23	-63,7%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	7	2,1%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	28	7	287,5%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(10)	(12)	-11,0%
Outros	40	25	61,3%
Total	207	197	4,8%
Despesas			
Encargos de Dívidas	(295)	(343)	-14,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(85)	(119)	-28,3%
(-) Juros Capitalizados	6	6	-10,0%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	-	(5)	-100,0%
Uso do Bem Público - UBP	(2)	(4)	-49,3%
Outros	(50)	(40)	23,9%
Total	(427)	(505)	-15,5%
Resultado Financeiro	(220)	(308)	-28,4%

No 1T19, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 220 milhões, uma redução de 28,4% (R\$ 87 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 308 milhões, registrada no 1T18.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: aumento de 4,8% (R\$ 9 milhões), passando de R\$ 197 milhões no 1T18 para R\$ 207 milhões no 1T19, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 287,5% (R\$ 20 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
 - (ii) Aumento de 61,3% (R\$ 15 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (iii) Aumento de 8,3% (R\$ 6 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iv) Redução de 11,0% (R\$ 1 milhão) no **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reduzidor de receita);

Parcialmente compensado por:

 - (v) Redução de 26,8% (R\$ 18 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido à redução no saldo médio de aplicações;
 - (vi) Redução de 63,7% (R\$ 14 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido às reduções: (a) de R\$ 11 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores, e (b) de R\$ 7 milhões nos

ganhos com o derivativo *zero-cost collar*¹; parcialmente compensadas pelos aumentos (c) de R\$ 3 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais, e (d) de R\$ 1 milhão na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL;

- (vii) Redução de 51,7% (R\$ 1 milhão) na **atualização de créditos fiscais**.

- Despesas Financeiras: redução de 15,5% (R\$ 78 milhões), passando de R\$ 505 milhões no 1T18 para R\$ 427 milhões no 1T19, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 14,0% (R\$ 48 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido à redução no saldo médio da dívida;
 - (ii) Redução de 28,3% (R\$ 34 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 33 milhões), e (b) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 1 milhão);
 - (iii) **Atualização do passivo financeiro setorial** no 1T18, no montante de R\$ 5 milhões;
 - (iv) Redução de 49,3% (R\$ 2 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
Parcialmente compensado por:
 - (v) Aumento de 23,9% (R\$ 10 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (vi) Redução de 10,0% (R\$ 1 milhão) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);

4.8) Lucro Líquido

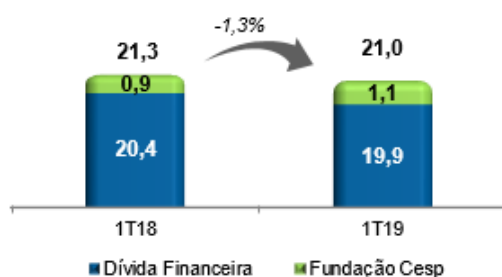
O **lucro líquido** foi de R\$ 570 milhões no 1T19, registrando um aumento de 36,0% (R\$ 151 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 419 milhões observado no 1T18.

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)

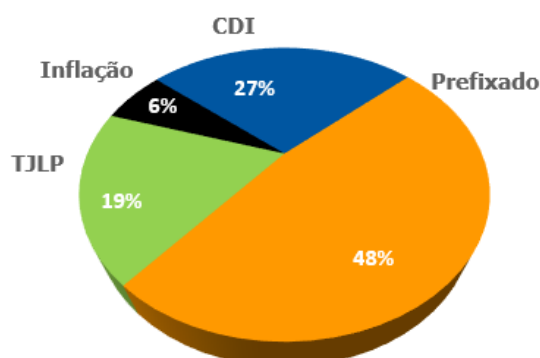
Dívida Financeira - IFRS
R\$ bilhões



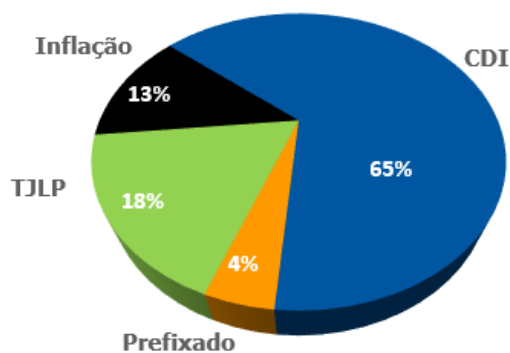
Nota: considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

Indexação Pós-Hedge – 1T18 vs. 1T19

1T18



1T19



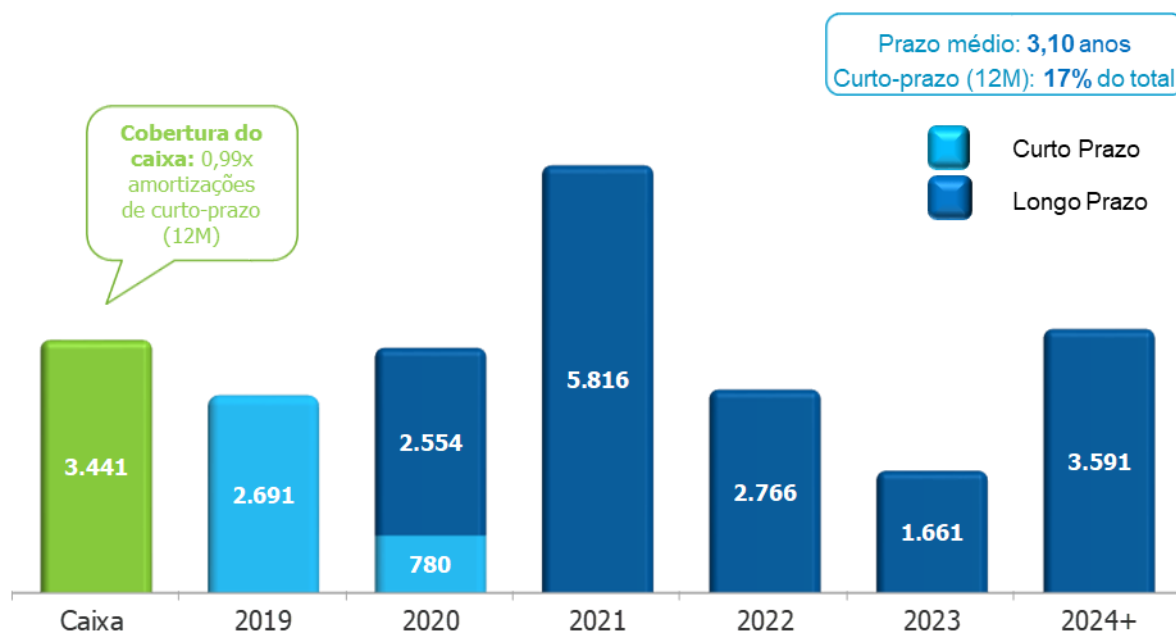
Nota: para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24,0% do total no 1T19), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	1T19	1T18	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(19.891)	(20.427)	-2,6%
(+) Disponibilidades	3.441	3.029	13,6%
(=) Dívida Líquida	(16.450)	(17.398)	-5,4%

5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (mar/19)

A CPFL Energia tem amplo acesso a fontes de liquidez através de alternativas diversificadas de *funding*, seja por meio de linhas de financiamento no mercado local, tais como emissões de debêntures, BNDES e demais bancos de fomento, seja através de linhas de financiamento no mercado externo. Esse acesso ao crédito para o grupo CPFL está atualmente reforçado pelo suporte de sua nova estrutura acionária, que por meio da State Grid, confere ao grupo maior robustez junto ao mercado financeiro.

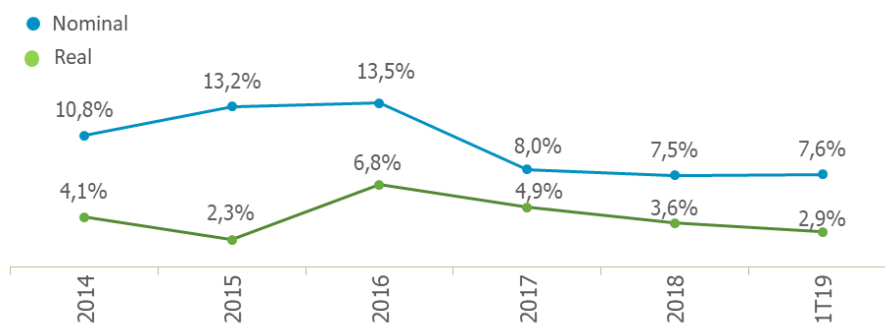


Notas:

- 1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos de R\$ 19.859 milhões. Para se chegar ao valor da dívida em IFRS, de R\$ 19.891 milhões, faz-se a inclusão dos encargos e o efeito de marcação a mercado (MTM) e custos com captação;
- 2) Curto Prazo (abril de 2019 – março de 2020) = R\$ 3.471 milhões.

A posição de caixa ao final do 1T19 possuía índice de cobertura de **0,99x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2020. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,10** anos.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério IFRS

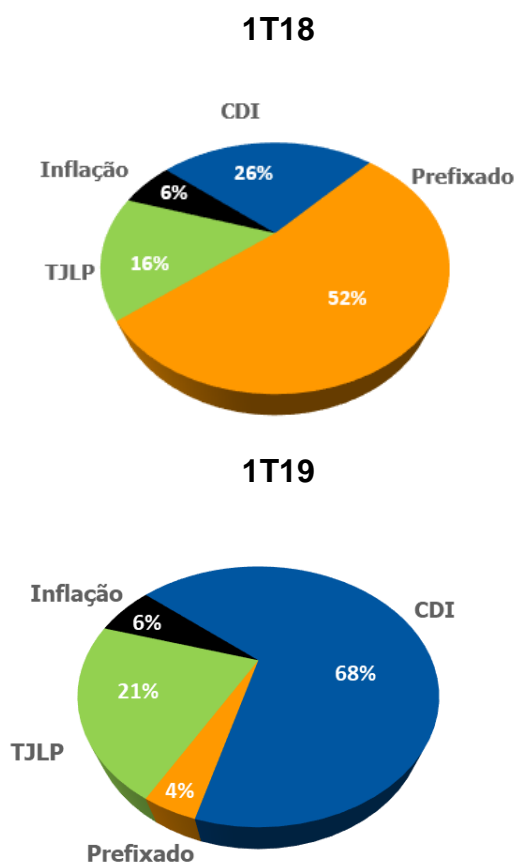


Nota: (1) a partir do 2T17, a CPFL Energia passou a calcular seu custo médio de dívida considerando o final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

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 – 1T18 vs. 1T19



1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;

2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (26,5% 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 1T19, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 14.902 milhões**, uma redução de **4,4%** em relação à posição de dívida líquida no final do 1T18, no montante de **R\$ 15.585 milhões**.

Critério Covenants R\$ Milhões	1T19	1T18	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(18.048)	(18.241)	-1,1%
(+) Disponibilidades	3.145	2.656	18,4%
(=) Dívida Líquida	(14.902)	(15.585)	-4,4%
EBITDA <i>Pro forma</i> ²	5.515	4.708	17,2%
Dívida Líquida / EBITDA	2,70	3,31	-18,4%

1) Considera consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, 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\$ 14.902 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 5.515 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 1T19 alcançou **2,70x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos Realizados

Investimentos (R\$ Milhões)				
Segmento	1T19	1T18	Var.	
Distribuição	404	366	10,1%	
Geração - Convencional	1	1	16,0%	
Transmissão ¹	0	0	-68,2%	
Geração - Renováveis	33	44	-26,2%	
Comercialização	1	1	-24,3%	
Serviços e Outros ²	7	13	-44,5%	
Total	445	426	4,6%	

Nota:

1) Os investimentos relacionados ao segmento de transmissão, de acordo com o IFRIC 15, estão registrados como "Ativo Contratual das Transmissoras" (outros créditos). Investimentos de R\$ 55 mil no 1T19 e de R\$ 172 mil no 1T18;

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

No 1T19, os investimentos foram de R\$ 445 milhões, um aumento de 4,6%, comparado aos R\$ 426 milhões registrados no 1T18. Destacamos os investimentos realizados pela CPFL Energia no segmento de Distribuição:

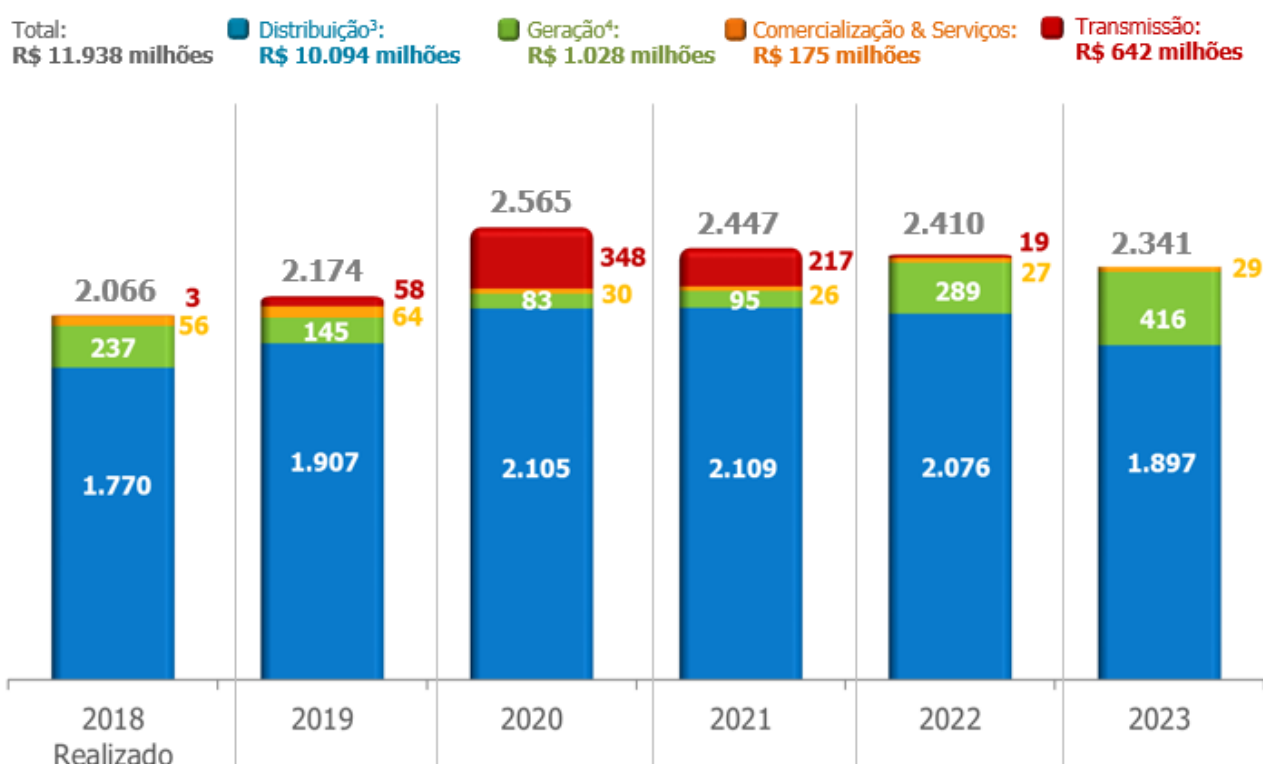
- Ampliação e reforço do sistema elétrico;
- Melhorias na manutenção do sistema elétrico;
- Infraestrutura operacional;

- d. Modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação;
- e. Serviços de atendimento aos clientes;
- f. Programas de pesquisa e desenvolvimento;

6.2) Investimentos Previstos

Em 30 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2019 e Projeções Plurianuais 2020/2023 da Companhia, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas.

Investimentos Previstos (R\$ milhões)¹



Notas:

- 1) Moeda constante;
- 2) Plano de investimentos divulgado no Release de Resultados do 4T18/2018, de março de 2019;
- 3) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentre outros itens financiados pelos consumidores);
- 4) 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	2.058.040
Realização do resultado abrangente	25.117
Ajuste de exercícios anteriores - Adoção do IFRS 9	(82.607)
Reversão de reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	826.600
Lucro líquido base para destinação	2.827.150
Reserva legal	(102.902)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(2.235.465)
Dividendo mínimo obrigatório	(488.785)

Dividendo Mínimo Obrigatório (25%)

Em Assembleia Geral Ordinária (AGO), realizada em 30 de abril de 2019, às 10h00, dentre outras matérias, foi declarada a distribuição e aprovado o pagamento de dividendos pela Companhia no montante de **R\$ 488.784.574,40 (quatrocentos e oitenta e oito milhões, setecentos e oitenta e quatro mil, quinhentos e setenta e quatro reais e quarenta centavos)**, equivalentes a **R\$ 0,480182232** por ação ordinária de emissão da Companhia.

Nos termos do parágrafo 3º do artigo 205 da Lei 6.404/76, o pagamento de dividendos será efetuado, em uma única parcela, até **31 de dezembro de 2019**, em data específica a ser oportunamente informada aos acionistas e ao mercado, sem a aplicação de atualização monetária ou incidência de juros entre a data de declaração e a data do efetivo pagamento.

Farão jus aos dividendos os acionistas detentores de ações em 30 de abril de 2019, e a partir de 2 de maio de 2019 as ações serão negociadas “*ex-dividendo*”, tanto na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”), como na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE)

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 propôs a destinação de R\$ 2.235 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

8) MERCADO DE CAPITAIS

8.1) Desempenho das Ações

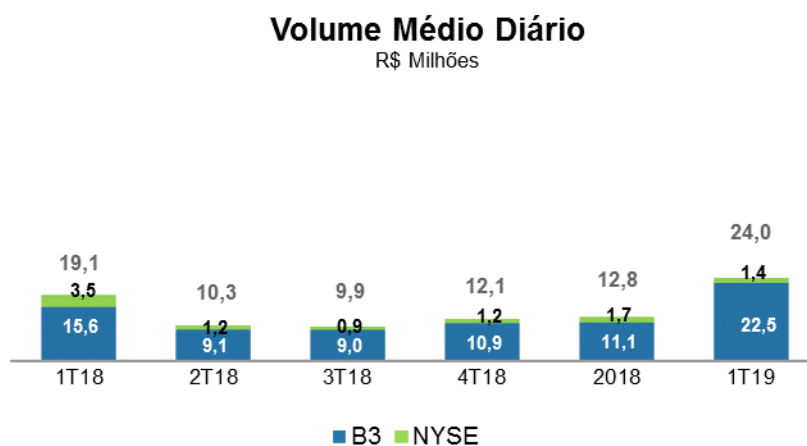
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
31/03/2019	R\$ 30,48	57.449	95.415	31/03/2019	\$ 15,52	23.618	25.929
31/12/2018	R\$ 28,85	49.266	87.887	31/12/2018	\$ 14,80	22.007	23.327
31/03/2018	R\$ 24,91	41.445	85.366	31/03/2018	\$ 15,00	25.170	24.103
Var. Tri	5,6%	16,6%	8,6%	Var. Tri	4,9%	7,3%	11,2%
Var. 12M	22,4%	38,6%	11,8%	Var. 12M	3,5%	-6,2%	7,6%

Em 31 de março de 2019, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 30,48 por ação na B3 e US\$ 15,52 por ADR na NYSE, uma valorização no trimestre de 5,6% e 4,9%, respectivamente. Considerando a variação nos últimos 12 meses, as ações e os ADRs apresentaram uma valorização de 22,4% na B3 e de 3,5% na NYSE.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1T19 foi de R\$ 24,0 milhões, sendo R\$ 22,5 milhões na B3 e R\$ 1,4 milhão na NYSE, representando um aumento de 25,5% em relação ao 1T18. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 13,0%.



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 2018, a CPFL completou 14 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 reúnem empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Nos termos do Regulamento do Novo Mercado, todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto, e os acionistas da Companhia, em caso de alienação do controle acionário, têm assegurado *tag along* em condições igualitárias às oferecidas ao alienante.

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 9 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, bem como 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, o acompanhamento da auditoria interna e a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle. Além disso, foram constituídas 2 comissões *ad hoc*, nos termos do Regimento Interno, quais sejam, de Estratégia e de Orçamento e Finanças, as quais apoiam o Conselho nos temas relacionados ao planejamento estratégico da companhia e às questões orçamentárias.

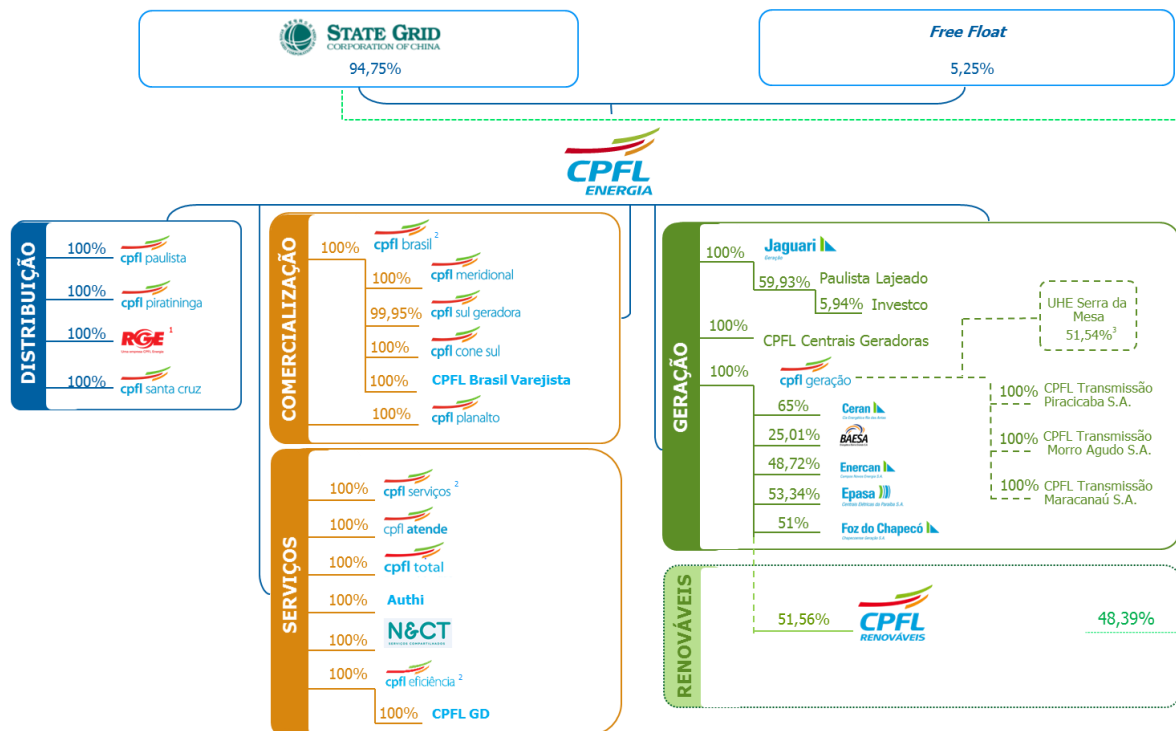
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente e 9 Diretores Vice-Presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes 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.cpf.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: 31/03/2019

Notas:

- (1) RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;
- (3) 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.

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Bruta	9.446	8.329	13,4%
Receita Operacional Líquida	5.936	5.201	14,1%
Custo com Energia Elétrica	(3.877)	(3.451)	12,4%
Custos e Despesas Operacionais	(1.271)	(1.138)	11,7%
Resultado do Serviço	788	612	28,7%
EBITDA⁽¹⁾	980	792	23,6%
Resultado Financeiro	(60)	(105)	-43,1%
Lucro Antes da Tributação	728	507	43,6%
Lucro Líquido	465	321	45,1%

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 1T19, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 324 milhões, uma variação de R\$ 697 milhões na comparação com o 1T18, quando foram contabilizados R\$ 374 milhões em **ativos financeiros setoriais**.

Em 31 de março de 2019, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.212 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 1.508 milhões em 31 de dezembro de 2018 e a um saldo positivo de R\$ 596 milhões em 31 de março de 2018.

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)			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Bruta			
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	8.567	6.950	23,3%
Energia Elétrica de Curto Prazo	243	115	111,6%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	415	370	12,1%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	(324)	374	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	429	377	13,8%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	64	65	-0,6%
Outras Receitas e Rendas	52	79	-34,3%
Total	9.446	8.329	13,4%
Deduções da Receita Operacional Bruta			
ICMS	(1.740)	(1.400)	24,2%
PIS e COFINS	(794)	(736)	7,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(998)	(898)	11,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(55)	(48)	16,3%
PROINFA	(39)	(35)	10,1%
Bandeiras Tarifárias e Outros	122	(7)	-
Outros	(7)	(5)	26,4%
Total	(3.510)	(3.129)	12,2%
Receita Operacional Líquida	5.936	5.201	14,1%

No 1T19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 9.446 milhões, um aumento de 13,4% (R\$ 1.117 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 23,3% (R\$ 1.617 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 1T18 e 1T19 (destaque para os aumentos médios de 16,90% na CPFL Paulista e de 22,47% na RGE Sul, em abril de 2018, de 20,58% na RGE, em junho de 2018, e de 19,25% na CPFL Piratininga, em outubro de 2018); e (ii) do aumento de 3,2% nas vendas na área de concessão;
- Aumento de 111,6% (R\$ 128 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Aumento de 13,8% (R\$ 52 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);
- Aumento de 12,1% (R\$ 45 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;

Parcialmente compensada por:

- Variação de R\$ 697 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um ativo financeiro setorial de R\$ 374 milhões no 1T18 para um passivo financeiro setorial de R\$ 324 milhões no 1T19;
- Redução de 34,3% (R\$ 27 milhões) em Outras Receitas e Rendas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.510 milhões no 1T19, representando um aumento de 12,2% (R\$ 381 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 24,2% (R\$ 340 milhões) no ICMS;
- Aumento de 11,1% (R\$ 100 milhões) na CDE;

- Aumento de 7,9% (R\$ 58 milhões) no PIS e Cofins;
- Aumento de 16,3% (R\$ 8 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;
- Aumento de 10,1% (R\$ 4 milhões) no PROINFA;
- Aumento de 26,4% (R\$ 1 milhão) em outras deduções da receita operacional bruta;

Parcialmente compensados pelo seguinte fator:

- Variação de R\$ 129 milhões na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE, passando de uma despesa de R\$ 7 milhões no 1T18 para uma receita de R\$ 122 milhões no 1T19.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.936 milhões no 1T19, representando um aumento de 14,1% (R\$ 735 milhões).

11.1.1.3 Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Energia Comprada para Revenda			
Energia de Itaipu Binacional	657	558	17,7%
PROINFA	105	86	22,1%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.932	2.384	23,0%
Crédito de PIS e COFINS	(324)	(265)	22,1%
Total	3.370	2.764	22,0%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição			
Encargos da Rede Básica	479	549	-12,7%
Encargos de Transporte de Itaipu	67	62	7,0%
Encargos de Conexão	45	30	53,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	5	60,4%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(41)	47	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	66	-
Crédito de PIS e COFINS	(52)	(71)	-27,7%
Total	507	687	-26,2%
Custo com Energia Elétrica	3.877	3.451	12,4%

No 1T19, 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\$ 3.877 milhões, representando um aumento de 12,4% (R\$ 426 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 3.370 milhões no 1T19, o que representa um aumento de 22,0% (R\$ 607 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - Aumento de 23,0% (R\$ 548 milhões) no **custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido aos aumentos de 10,4% no preço médio de compra (de R\$ 213,51/MWh no 1T18 para R\$ 235,78 MWh no 1T19) e de 11,3% (1.267 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - Aumento de 17,7% (R\$ 99 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 18,5% no preço médio de compra (de R\$ 203,86/MWh no 1T18 para R\$ 241,63/MWh no 1T19), parcialmente compensado pela redução de 0,7% (19 GWh) na

quantidade de energia comprada;

- (iii) Aumento de 22,1% (R\$ 19 milhões) no **custo com o Proinfa**, devido aos aumentos de 21,9% no preço médio de compra (de R\$ 335,19/MWh no 1T18 para R\$ 408,60/MWh no 1T19) e de 0,1% (1 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Aumento de 22,1% (R\$ 59 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 507 milhões no 1T19, o que representa uma redução de 26,2% (R\$ 180 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Variação de R\$ 88 milhões nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS**, passando de uma despesa de R\$ 47 milhões no 1T18 para uma receita de R\$ 41 milhões no 1T19;
- (ii) Redução de 12,7% (R\$ 70 milhões) nos **encargos de rede básica**;
- (iii) **Encargo de Energia de Reserva – EER** no 1T18, no montante de R\$ 66 milhões;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 27,7% (R\$ 20 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (v) Aumento de 53,0% (R\$ 16 milhões) nos **encargos de conexão**;
- (vi) Aumento de 7,0% (R\$ 4 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
- (vii) Aumento de 60,4% (R\$ 3 milhões) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**.

11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.271 milhões no 1T19, comparado a R\$ 1.138 milhões no 1T18, um aumento de 11,7% (R\$ 133 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)				
	1T19	1T18	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO Reportado				
Pessoal	(226)	(224)	(2)	1,0%
Material	(46)	(40)	(6)	14,7%
Serviços de Terceiros	(207)	(206)	(0)	0,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(158)	(95)	(63)	67,0%
<i>PDD</i>	<i>(68)</i>	<i>(26)</i>	<i>(42)</i>	<i>159,9%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(31)</i>	<i>(11)</i>	<i>(19)</i>	<i>166,6%</i>
<i>Outros</i>	<i>(59)</i>	<i>(57)</i>	<i>(2)</i>	<i>4,2%</i>
Total PMSO Reportado	(637)	(565)	(72)	12,7%

No 1T19, o **PMSO** atingiu R\$ 637 milhões, um aumento de 12,7% (R\$ 72 milhões), comparado a R\$ 565 milhões no 1T18.

Pessoal - aumento de 1,0% (R\$ 2 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

Material - aumento de 14,7% (R\$ 6 milhões), devido principalmente aos aumentos na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 3 milhões) e na manutenção da frota (R\$ 2 milhões);

Serviços de terceiros - aumento de 0,1% (R\$ 0,2 milhão);

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 67,0% (R\$ 63 milhões), devido aos aumentos nos seguintes itens: (a) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 42 milhões), (b) despesas legais e judiciais (R\$ 19 milhões), e (c) outros custos/despesas (R\$ 2 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

No 1T19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 635 milhões, comparado a R\$ 573 milhões no 1T18, registrando um aumento de 10,8% (R\$ 62 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aumento de 12,1% (R\$ 45 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 415 milhões no 1T19, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na "receita operacional";
- (ii) Aumento de 6,9% (R\$ 12 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- (iii) Aumento de 25,3% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2019.

11.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 980 milhões no 1T19, comparado a R\$ 792 milhões no 1T18, um aumento de 23,6% (R\$ 187 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Lucro Líquido	465	321	45,1%
Depreciação e Amortização	192	181	
Resultado Financeiro	60	105	
IR/CS	263	187	
EBITDA	980	792	23,6%

11.1.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Receitas			
Rendas de Aplicações Financeiras	17	24	-28,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	74	68	9,1%
Atualização de Créditos Fiscais	1	2	-43,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	9	1,2%
Atualizações Monetárias e Cambiais	8	18	-55,5%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	7	2,1%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	28	7	287,5%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(9)	(9)	-6,0%
Outros	10	11	-9,4%
Total	145	136	6,4%
Despesas			
Encargos de Dívidas	(140)	(145)	-3,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(59)	(75)	-22,0%
(-) Juros Capitalizados	6	4	48,4%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	-	(5)	-100,0%
Outros	(12)	(20)	-42,8%
Total	(205)	(241)	-15,1%
Resultado Financeiro	(60)	(105)	-43,1%

No 1T19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 60 milhões, uma redução de 43,1% (R\$ 45 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: aumento de 6,4% (R\$ 9 milhões), passando de R\$ 136 milhões no 1T18 para R\$ 145 milhões no 1T19, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 287,5% (R\$ 20 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;

- (ii) Aumento de 9,1% (R\$ 6 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
- (iii) Redução de 6,0% (R\$ 1 milhão) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reductor de receita);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 55,5% (R\$ 10 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido à (a) redução de R\$ 11 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensada pelo aumento (b) de R\$ 1 milhão na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;
 - (v) Redução de 28,6% (R\$ 7 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido ao menor no saldo médio de aplicações;
 - (vi) Redução de 43,8% (R\$ 1 milhão) na **atualização de créditos fiscais**;
 - (vii) Redução de 9,4% (R\$ 1 milhão) em **outras receitas financeiras**.
- Despesa Financeira: redução de 15,1% (R\$ 36 milhões), passando de R\$ 241 milhões no 1T18 para R\$ 205 milhões no 1T19, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 22,0% (R\$ 17 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 21 milhões); parcialmente compensado pelo (b) aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 5 milhões);
 - (ii) Redução de 42,8% (R\$ 9 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (iii) Redução de 3,3% (R\$ 5 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
 - (iv) **Atualização do passivo financeiro setorial** no 1T18, no montante de R\$ 5 milhões;
 - (v) Aumento de 48,4% (R\$ 2 milhões) nos **juros capitalizados** (reductor de despesa).

11.1.1.7) Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 465 milhões no 1T19, comparado a R\$ 321 milhões no 1T18, um aumento de 45,1% (R\$ 145 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
Nova RGE	19 de junho
CPFL Piratininga	23 de Outubro

Revisões Tarifárias			
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo
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 2023	5º CRTP
Nova RGE	A cada 5 anos	Junho de 2023	5º CRTP

Reajustes tarifários anuais de outubro de 2018, março de 2019 e abril de 2019

	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista
Resolução Homologatória	2.472	2.522	2.526
Reajuste	20,01%	13,70%	12,02%
Parcela A	7,07%	1,12%	0,78%
Parcela B	1,76%	0,90%	2,17%
Componentes Financeiros	11,18%	11,68%	9,07%
Efeito para o consumidor	19,25%	13,31%	8,66%
Data de entrada em vigor	23/10/2018	22/03/2019	08/04/2019

Revisões tarifárias periódicas ocorridas em 2018

	RGE Sul	RGE
Resolução Homologatória	2.385	2.401
Reajuste	18,44%	21,27%
Parcela A	6,79%	6,11%
Parcela B	4,77%	9,45%
Componentes Financeiros	6,88%	5,71%
Efeito para o consumidor	22,47%	20,58%
Data de entrada em vigor	19/04/2018	19/06/2018

4º Ciclo de Revisão Tarifária	RGE Sul	RGE
Data	abr/18	jun/18
Base de Remuneração Bruta (A)	3.605	4.374
Taxa de Depreciação (B)	3,87%	3,74%
QRR (C = A x B)	140	164
Base de Remuneração Líquida (D)	2.389	3.032
WACC antes dos impostos (E)	12,26%	12,26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	290	372
Obrigações Especiais (G)	5	8
EBITDA Regulatório (H = C + F + G)	435	543
OPEX = CAOM + CAIMI (I)	438	523
Parcela B (J = H + I)	872	1.066
Índice de Produtividade da Parcela B (K)	0,98%	1,07%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (L)	-0,71%	0,05%
Parcela B com ajustes (M = J * (K - L))	870	1.054
Outras Receitas (N)	19	28
Parcela B Ajustada (O = M - N)	851	1.026
Parcela A (P)	2.653	2.816
Receita Requerida (Q = O + P)	3.504	3.842

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.

RGE

Em 19 de junho de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora RGE. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 20,58% 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.

Distribuidora	Indicadores DEC e FEC													
	DEC (horas)							FEC (interrupções)						
	2014	2015	2016	2017	2018	1T19	ANEEL ¹	2014	2015	2016	2017	2018	1T19	ANEEL ¹
CPFL Paulista	6,92	7,76	7,62	7,14	6,17	6,46	7,38	4,87	4,89	5,00	4,94	4,03	4,16	6,33
CPFL Piratininga	6,98	7,24	8,44 ²	6,97	5,92	6,40	6,74	4,19	4,31	3,97 ²	4,45	3,87	4,31	5,82
RGE	18,28	17,47	16,82	14,83	14,44	14,95	11,48	9,01	8,37	8,44	7,68	6,10	6,27	8,50
CPFL Santa Cruz				6,20	6,01	6,21	8,75				5,12	5,09	4,84	7,88

Notas:

1) Limite da ANEEL;

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.

Os valores anualizados de DEC e FEC do primeiro trimestre de 2019 apresentaram resultados menores do que os valores anualizados do mesmo período de 2018 (-0,6% no DEC e -9,3% no FEC) no consolidado das distribuidoras. Na visão anualizada por distribuidora, houve redução de 6,5% no DEC e 12,6% no FEC da CPFL Paulista. A CPFL Santa Cruz e a RGE reduziram o FEC em 8,0% e 11,3%, respectivamente.

Em relação especificamente à RGE Sul, o plano de recuperação dos indicadores técnicos permanece incluindo 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, 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.

Desde 2019, as concessões da RGE e RGE Sul foram unificadas, tornando-se uma única distribuidora para fins de apuração de indicadores técnicos.

Perdas

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹						
	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	ANEEL
CPFL Energia	8,82%	9,02%	8,86%	9,03%	8,84%	8,30%
CPFL Paulista	8,93%	9,10%	8,87%	9,13%	8,86%	8,37%
CPFL Piratininga	7,72%	7,87%	7,79%	7,94%	7,69%	6,92%
RGE	9,45%	9,73%	9,71%	9,70%	9,78%	9,11%
CPFL Santa Cruz	8,65%	8,84%	8,09%	8,56%	7,82%	7,58%

Notas:

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

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 8,84% no 1T19, comparado a 9,03% no 4T18, uma redução de 0,19 p.p. Se comparado ao 1T18 (8,82%), houve um aumento de 0,02 p.p.

11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

11.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Líquida	760	710	7,1%
EBITDA⁽¹⁾	31	8	295,0%
Resultado Líquido	15	(0)	-

Nota:

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

Receita Operacional

No 1T19, a receita operacional líquida atingiu R\$ 760 milhões, representando um aumento de 7,1% (R\$ 50 milhões).

EBITDA

No 1T19, o EBITDA foi de R\$ 31 milhões, comparado a R\$ 8 milhões no 1T18, um aumento de 295,0% (R\$ 23 milhões).

Lucro Líquido

No 1T19, o lucro líquido foi de R\$ 15 milhões, comparado um prejuízo líquido de R\$ 0,4 milhão no 1T18, uma variação de R\$ 5 milhões.

11.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Líquida	146	112	30,4%
EBITDA⁽¹⁾	36	23	58,5%
Lucro Líquido	23	13	78,1%

Nota:

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

Receita Operacional

No 1T19, a receita operacional líquida atingiu R\$ 146 milhões, representando um aumento de 30,4% (R\$ 34 milhões).

EBITDA

No 1T19, o EBITDA foi de R\$ 36 milhões, comparado a R\$ 23 milhões no 1T18, um aumento de 58,5% (R\$ 13 milhões).

Lucro Líquido

No 1T19, o lucro líquido foi de R\$ 23 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 13 milhões no 1T18, um aumento de 78,1% (R\$ 10 milhões).

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Bruta	301	308	-2,3%
Receita Operacional Líquida	269	281	-4,3%
Custo com Energia Elétrica	(29)	(19)	57,4%
Custos e Despesas Operacionais	(52)	(53)	-2,6%
Resultado do Serviço	188	210	-10,1%
EBITDA	304	325	-6,5%
Resultado Financeiro	(44)	(68)	-35,1%
Lucro Antes da Tributação	230	227	1,3%
Lucro Líquido	184	182	1,4%

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 1T19, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 301 milhões, uma redução de 2,3% (R\$ 7 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 269 milhões, registrando uma redução de 4,3% (R\$ 12 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Redução de R\$ 10 milhões em outras receitas operacionais;
- Redução de R\$ 1 milhão na receita com suprimento de energia da Jaguari Geração;
- Redução R\$ 1 milhão na receita com suprimento de energia da CPFL Centrais Geradoras;

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 1,7% (R\$ 3 milhões) no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga;
- Aumento de 2,0% (R\$ 2 milhões) na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran).

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 1T19, o custo com energia elétrica atingiu R\$ 29 milhões, um aumento de 57,4% (R\$ 11 milhões), devido principalmente ao seguinte fator:

- Aumento de R\$ 11 milhões no custo com Energia Comprada para Revenda, explicada principalmente pelo ganho no 1T18 referente ao ressarcimento do acordo de GSF.

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”.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 52 milhões no 1T19, comparados a R\$ 53 milhões no 1T18, uma redução de 2,6% (R\$ 1 milhão). Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO (R\$ milhões)			
	1T19	1T18	Variação %
PMSO			
Pessoal	8	9	-10,2%
Material	1	1	30,1%
Serviços de Terceiros	6	5	16,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	7	8	-13,0%
Prêmio do Risco do GSF	2	2	31,9%
Outros	5	7	-25,3%
Total PMSO	22	23	-4,4%

O item PMSO atingiu R\$ 22 milhões no 1T19, registrando uma redução de 4,4%, decorrente dos seguintes fatores:

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

Parcialmente compensados por:

- Aumento de 16,2% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Serviços de Terceiros;
- Aumento de 30,1% (R\$ 0,2 milhão) nas despesas com Material.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 30 milhões no 1T19, comparado a R\$ 31 milhões no 1T18, registrando uma redução de 1,3% (R\$ 0,4 milhão), explicada pelos seguintes fatores:

- Redução de 0,5% (R\$ 0,4 milhão) em Depreciação e Amortização;
Parcialmente compensados por:
- Aumento de 0,3% (R\$ 0,1 milhão) com Entidade de Previdência Privada.

11.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
	1T19	1T18	Var. R\$	Var. %
Projetos				
UHE Barra Grande	3	3	0	13,7%
UHE Campos Novos	30	27	3	11,3%
UHE Foz do Chapecó	30	31	(1)	-2,6%
UTE Epasa	22	24	(2)	-9,5%
Total	86	85	0	0,5%

No 1T19, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 86 milhões, comparado a R\$ 85 milhões no 1T18, um aumento de 0,5% (R\$ 1 milhão).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
EPASA	1T19	1T18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	105	93	12	12,3%
Custos/Disp. Operacionais	(71)	(58)	(14)	23,3%
Depreciação e Amortização	(5)	(5)	0	-0,5%
Resultado Financeiro	(2)	(2)	0	-1,8%
IR/CS	(5)	(5)	(0)	7,0%
Lucro Líquido	22	24	(2)	-9,5%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
FOZ DO CHAPECÓ	1T19	1T18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	108	106	2	2,0%
Custos/Disp. Operacionais	(29)	(24)	(4)	18,3%
Depreciação e Amortização	(16)	(15)	(0)	1,9%
Resultado Financeiro	(18)	(12)	(6)	47,8%
IR/CS	(15)	(16)	1	-5,1%
Lucro Líquido	30	31	(1)	-2,6%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
BAESA	1T19	1T18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	14	16	(1)	-7,0%
Custos/Disp. Operacionais	(6)	(5)	(1)	25,2%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	(0)	0,3%
Resultado Financeiro	(0)	(0)	0	-95,4%
IR/CS	(2)	(2)	(0)	11,0%
Lucro Líquido	3	3	0	13,7%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
ENERCAN	1T19	1T18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	68	69	(1)	-1,4%
Custos/Disp. Operacionais	(12)	(15)	3	-23,1%
Depreciação e Amortização	(6)	(6)	0	-4,6%
Resultado Financeiro	(4)	(5)	1	-27,7%
IR/CS	(16)	(14)	(2)	11,3%
Lucro Líquido	30	27	3	11,3%

11.3.1.5) EBITDA

No 1T19, o **EBITDA** foi de R\$ 304 milhões, comparado a R\$ 325 milhões no 1T18, uma redução de 6,5% (R\$ 21 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Lucro Líquido	184	182	1,4%
Depreciação e Amortização	30	30	
Resultado Financeiro	44	68	
IR/CS	46	45	
EBITDA	304	325	-6,5%

11.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Receitas			
Rendas de Aplicações Financeiras	3	15	-76,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	4	-97,4%
Juros sobre contratos de mútuo	7	0	2485,1%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(0)	(1)	-32,9%
Outros	0	1	-75,2%
Total	10	20	-50,7%
Despesas			
Encargos de Dívidas	(47)	(64)	-26,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(4)	(20)	-78,7%
Uso do Bem Público - UBP	(2)	(4)	-49,3%
Outros	(1)	(1)	11,4%
Total	(54)	(88)	-38,7%
Resultado Financeiro	(44)	(68)	-35,1%

No 1T19, o resultado financeiro foi uma despesa financeira líquida de R\$ 44 milhões, representando uma redução de 35,1% (R\$ 24 milhões) em relação à despesa financeira líquida de R\$ 68 milhões registrada no 1T18.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 20 milhões no 1T18 para R\$ 10 milhões no 1T19, uma redução de 50,7% (R\$ 10 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 76,7% (R\$ 11 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
 - ✓ Variação de R\$ 4 milhões nas **atualizações monetárias e cambiais** (efeito de R\$ 5 milhões do derivativo *zero-cost collar*² no período);
 - ✓ Redução de 75,2% (R\$ 1 milhão) em **outras receitas financeiras**;Parcialmente compensado por:
 - ✓ Receita de R\$ 6 milhões no 1T19 referente a **juros sobre contratos de mútuo**;
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 88 milhões no 1T18 para R\$ 54 milhões no 1T19, uma redução de 38,7% (R\$ 34 milhões), principalmente devido a:
 - ✓ Redução de 26,5% (R\$ 17 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução no volume da dívida;
 - ✓ Redução de 78,7% (R\$ 15 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;
 - ✓ Redução de 49,3% (R\$ 2 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**.

11.3.1.7) Lucro Líquido

No 1T19, o **lucro líquido** foi de R\$ 184 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 182 milhões no 1T18, um aumento de 1,4% (R\$ 2 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)			
	1T19	1T18	Var. %
Receita Operacional Bruta	354	406	-12,8%
Receita Operacional Líquida	334	384	-12,9%
Custo com Energia Elétrica	(53)	(70)	-24,4%
Custos e Despesas Operacionais	(249)	(243)	2,7%
Resultado do Serviço	31	70	-55,1%
EBITDA ⁽¹⁾	192	228	-15,7%
Resultado Financeiro	(112)	(129)	-13,5%
Lucro antes da Tributação	(80)	(59)	35,7%
Lucro Líquido	(93)	(73)	28,3%

Nota:

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

11.4.1.1) Receita Operacional

No 1T19, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 354 milhões, representando uma redução de 12,8% (R\$ 52 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 334 milhões, representando uma redução de 12,9% (R\$ 49 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- Redução de R\$ 44 milhões na receita das eólicas, devido principalmente: (i) à diferença de preço da energia vendida no leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que a energia descontratada no 1T18 foi vendida no mercado livre a um preço superior ao preço do contrato no mercado regulado no 1T19; e (ii) à menor geração dos complexos eólicos.

Fonte PCHs e Holding:

- Redução de R\$ 11 milhões na receita das PCHs devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos (R\$ 42 milhões), parcialmente compensada pela energia secundária do MRE, no montante de R\$ 26 milhões, e outros efeitos de liquidação financeira no montante de R\$ 5 milhões na CCEE.
- Aumento de R\$ 10 milhões na receita da *Holding* devido às operações *intercompany* com a PCH Boa Vista II, que entrou em operação comercial em novembro de 2018, e com as eólicas. Adicionalmente, na rubrica de outras receitas, houve a venda de um projeto com impacto positivo de R\$ 2 milhões no 1T19.

Fonte Biomassa:

- Redução de R\$ 4 milhões na receita das biomassas devido à estratégia de sazonalização dos contratos e à menor geração de algumas usinas.

11.4.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 1T19, o custo com energia elétrica totalizou R\$ 53 milhões, representando uma redução de 24,4% (R\$ 17 milhões). O custo de compra de energia totalizou R\$ 29 milhões no 1T19, uma redução de 36,1% (R\$ 17 milhões), influenciado principalmente pelo menor volume de compras de energia para atender à exposição no mercado de curto prazo e *hedge*. O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 24 milhões no 1T19, uma redução de 2,7% (R\$ 1 milhão), devido principalmente ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins, parcialmente compensado pelo reajuste de preço dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

11.4.1.3) Custos e Despesas Operacionais

Os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 249 milhões no 1T19, comparado a R\$ 243 milhões no 1T18, representando um aumento de 2,7% (R\$ 6 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO (R\$ milhões)				
	1T19	1T18	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO				
Pessoal	(26)	(25)	(1)	5,7%
Material	(4)	(10)	6	-56,8%
Serviços de Terceiros	(45)	(43)	(3)	6,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(13)	(8)	(5)	61,7%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50,0%
Outros	(12)	(7)	(6)	81,5%
Total PMSO	(89)	(85)	(4)	4,2%

O item PMSO atingiu R\$ 89 milhões no 1T19, comparado a R\$ 85 milhões no 1T18, um aumento de 4,2% (R\$ 4 milhões), devido principalmente à reversão de provisão de *impairment* ocorrida no 1T18, no montante de R\$ 6 milhões, que não se repetiu no 1T19, parcialmente compensada pelos menores custos (R\$ 3 milhões) com: (i) arrendamento por conta da menor geração, uma vez que parte desse pagamento está atrelado à receita da Companhia que foi impactada pela menor incidência de ventos, e (ii) recuperação de créditos de PIS e Cofins.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais, representados pelas contas de Depreciação e Amortização, atingiram R\$ 161 milhões no 1T19, aumento de 1,8% (R\$ 3 milhões), devido à entrada em operação da PCH Boa Vista II em novembro de 2018.

11.4.1.4) EBITDA

No 1T19, o EBITDA foi de R\$ 192 milhões, comparado a R\$ 228 milhões no 1T18, uma redução de 15,7% (R\$ 36 milhões). Esse resultado deve-se principalmente à (i) menor receita líquida; (ii) reversão de provisão de *impairment* ocorrida no 1T18. Tais itens foram parcialmente compensados pelo menor custo com compra de energia.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Lucro Líquido	(93)	(73)	28,3%
Depreciação e Amortização	(161)	(158)	
Resultado Financeiro	(112)	(129)	
IR/CS	(13)	(13)	
EBITDA	192	228	-15,7%

11.4.1.5) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T19	1T18	Var.
Receitas			
Rendas de Aplicações Financeiras	20	24	-14,9%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	0	1200,0%
Atualização de Depósitos Judiciais	0	0	-12,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	0	-58,8%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(1)	-10,1%
Outros	29	7	318,8%
Total	49	30	61,2%
Despesas			
Encargos de Dívidas	(97)	(119)	-18,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(18)	(18)	2,5%
(-) Juros Capitalizados	-	2	-100,0%
Outros	(45)	(25)	76,6%
Total	(160)	(159)	-0,6%
Resultado Financeiro	(112)	(129)	-13,6%

O resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 112 milhões no 1T19, uma redução de 13,5% (R\$ 18 milhões).

As receitas financeiras totalizaram R\$ 49 milhões no 1T19, um aumento de 61,2% (R\$ 18 milhões), decorrentes principalmente da maior receita com atualização de valores a receber de liquidações na CCEE (R\$ 22 milhões), parcialmente compensada pela menor taxa média do CDI nos períodos (6,40% no 1T19 vs. 6,73% no 1T18).

As despesas financeiras totalizaram R\$ 160 milhões no 1T19, um aumento de 0,6% (R\$ 1 milhão), decorrentes principalmente do aumento nas despesas de dívidas de projetos, que com a entrada em operação, deixam de ser capitalizadas e passam a impactar o resultado e atualização da provisão do GSF, parcialmente compensado pela queda do CDI médio e da TJLP.

11.4.1.6) Lucro Líquido

No 1T19, o prejuízo líquido foi de R\$ 93 milhões, comparado ao prejuízo líquido de R\$ 73 milhões no 1T18, uma variação de 28,3% (R\$ 20 milhões). Esse desempenho reflete principalmente a piora do EBITDA e do resultado financeiro.

11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 2.133 MW de capacidade instalada em operação e 97 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 40 PCHs (453 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 (28 MW) e 4 parques eólicos (69 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.903 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	453	370	1.309	1	2.133
Em construção	28	-	69	-	97
Em desenvolvimento	149	-	2.415	340	2.903
Total	630	370	3.792	341	5.134

PCH Lucia Cherobim

A PCH Lucia Cherobim, projeto localizado no Estado do Paraná, tem previsão de entrada em operação em 2024. A capacidade instalada é de 28,0 MW e a garantia física é de 16,6 MWmédios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova (A-6) de 2018. (preço: R\$ 189,95/MWh – março de 2019).

Parques Eólicos do Complexo Gameleira

Os parques eólicos do Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Figueira Branca, Farol de Touros e Gameleira), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem previsão de entrada em operação em 2024. A capacidade instalada é de 69,3 MW e a garantia física é de 39,4 MWmédios. Parte da energia (12,0 MWmédios) foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova (A-6) de 2018. (preço: R\$ 89,89/MWh – março de 2019).

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2018
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	3.440.809	1.891.457	3.028.978
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.704.583	4.547.951	4.258.871
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	100.182	100.182	56.145
Tributos a Compensar	421.109	411.256	417.645
Derivativos	260.847	309.484	341.350
Ativo Financeiro Setorial	1.402.757	1.330.981	570.967
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	24.017
Ativo Contratual	23.685	23.535	-
Outros Créditos	681.831	787.470	905.061
	11.035.803	9.402.316	9.603.034
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	687.826	752.795	243.195
Depósitos Judiciais	859.842	854.374	854.224
Tributos a Compensar	423.610	253.691	235.563
Ativo Financeiro Setorial	27.093	223.880	66.841
Derivativos	349.932	347.507	116.934
Créditos Fiscais Diferidos	932.673	956.380	977.462
Ativo Financeiro da Concessão	7.677.726	7.430.149	6.794.551
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	710.930	927.440	861.611
Investimentos	1.066.138	980.362	1.065.403
Imobilizado	9.351.350	9.456.614	9.678.537
Ativo Contratual	1.329.593	1.046.433	-
Intangível	9.376.904	9.462.935	10.552.350
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	32.910.270	32.809.214	31.563.326
TOTAL DO ATIVO	43.946.073	42.211.530	41.166.359

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2018
CIRCULANTE			
Fornecedores	3.159.696	2.398.085	2.528.146
Empréstimos e Financiamentos	2.764.095	2.446.113	3.562.035
Debêntures	1.116.111	917.352	1.892.414
Entidade de Previdência Privada	109.611	86.623	66.133
Taxas Regulamentares	125.274	150.656	145.194
Impostos, Taxas e Contribuições	724.688	765.438	721.308
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	532.790	532.608	294.141
Obrigações Estimadas com Pessoal	129.141	119.252	124.533
Derivativos	4.863	8.139	40.943
Passivo Financeiro Setorial	-	-	17.860
Uso do Bem Público	11.771	11.570	10.939
Outras Contas a Pagar	1.048.916	979.296	1.061.146
TOTAL DO CIRCULANTE	9.726.955	8.415.132	10.464.792
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	320.024	333.036	130.334
Empréstimos e Financiamentos	8.588.747	8.989.846	6.536.192
Debêntures	8.007.720	8.023.493	8.816.277
Entidade de Previdência Privada	1.135.215	1.156.639	872.113
Impostos, Taxas e Contribuições	7.053	9.691	16.459
Débitos Fiscais Diferidos	1.130.097	1.136.227	1.236.496
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	979.335	979.360	978.316
Derivativos	20.135	23.659	37.544
Passivo Financeiro Setorial	218.038	46.703	23.973
Uso do Bem Público	88.957	89.965	84.847
Outras Contas a Pagar	623.054	475.396	429.795
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	21.118.375	21.264.015	19.162.345
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	5.741.284	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	469.257	469.257	468.018
Reserva Legal	900.992	900.992	798.090
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	-	-	867.912
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	3.527.510	3.527.510	1.292.046
Resultado Abrangente Acumulado	(380.790)	(376.294)	(189.025)
Lucros Acumulados	609.873	-	360.478
	10.868.126	10.262.749	9.338.803
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.232.617	2.269.634	2.200.419
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	13.100.743	12.532.383	11.539.223
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	43.946.073	42.211.530	41.166.359

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado			
	1T19	1T18	Variação
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	8.009.894	6.747.443	18,7%
Suprimento de Energia Elétrica	1.352.491	998.459	35,5%
Receita com construção de infraestrutura	415.213	370.562	12,0%
Atualização do ativo financeiro da concessão	64.491	64.857	-0,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	(323.880)	373.547	-
Outras Receitas Operacionais	1.269.547	1.082.629	17,3%
	10.787.756	9.637.497	11,9%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.660.309)	(3.262.842)	12,2%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	7.127.446	6.374.654	11,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.952.543)	(3.301.275)	19,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(531.221)	(712.446)	-25,4%
	(4.483.763)	(4.013.721)	11,7%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(348.018)	(337.745)	3,0%
Material	(66.856)	(62.622)	6,8%
Serviços de Terceiros	(165.010)	(180.932)	-8,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(175.260)	(105.822)	65,6%
<i>PDD</i>	<i>(68.615)</i>	<i>(26.420)</i>	<i>159,7%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(32.038)</i>	<i>(12.284)</i>	<i>160,8%</i>
<i>Outros</i>	<i>(74.607)</i>	<i>(67.118)</i>	<i>11,2%</i>
Custos com Construção de Infraestrutura	(415.211)	(370.559)	12,1%
Entidade de Previdência Privada	(28.150)	(22.477)	25,2%
Depreciação e Amortização	(332.331)	(318.676)	4,3%
Amortização do Intangível da Concessão	(72.109)	(71.508)	0,8%
	(1.602.946)	(1.470.341)	9,0%
EBITDA¹	1.531.097	1.366.277	12,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	1.040.736	890.592	16,9%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	206.595	197.151	4,8%
Despesas	(426.635)	(504.671)	-15,5%
	(220.040)	(307.519)	-28,4%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	85.920	85.501	0,5%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%
	85.775	85.356	0,5%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	906.472	668.428	35,6%
Contribuição Social	(90.050)	(66.869)	34,7%
Imposto de Renda	(246.064)	(182.156)	35,1%
LUCRO LÍQUIDO	570.358	419.404	36,0%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>603.451</i>	<i>443.783</i>	<i>36,0%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(33.093)</i>	<i>(24.379)</i>	<i>35,7%</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		
	1T19	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	1.891.457	3.028.978
Lucro Líquido Antes dos Tributos	906.472	3.178.021
Depreciação e Amortização	404.440	1.608.319
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	256.867	1.015.250
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(160.055)	(1.103.434)
Ativo Financeiro Setorial	194.604	(630.579)
Contas a Receber - CDE	4.318	26.296
Fornecedores	748.599	667.767
Passivo Financeiro Setorial	129.276	120.076
Contas a Pagar - CDE	6.169	79.304
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(286.886)	(1.312.498)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(317.300)	(881.612)
Outros	11.816	451.168
	991.848	40.057
Total de Atividades Operacionais	1.898.320	3.218.078
Atividades de Investimentos		
Aquisições do Ativo Contratual, Imobilizado e Outros Intangíveis	(445.566)	(2.082.075)
Outros	22.100	253.654
Total de Atividades de Investimentos	(423.466)	(1.828.421)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	799.731	7.462.664
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(721.465)	(8.126.156)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(3.767)	(322.327)
Outros	-	7.994
Total de Atividades de Financiamento	74.499	(977.825)
Geração de Caixa	1.549.353	411.832
Saldo Final do Caixa - 31/03/2019	3.440.810	3.440.810

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



Geração Convencional			
	1T19	1T18	Var.
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	288.273	285.178	1,1%
Receita com Construção da Infraestrutura	55	84	-35,1%
Outras Receitas Operacionais	12.488	22.701	-45,0%
	300.816	307.963	-2,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(31.356)	(26.508)	18,3%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	269.460	281.455	-4,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(22.411)	(11.719)	91,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.789)	(6.831)	-0,6%
	(29.200)	(18.550)	57,4%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(7.879)	(8.778)	-10,2%
Material	(889)	(683)	30,1%
Serviços de Terceiros	(5.637)	(4.852)	16,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7.360)	(8.463)	-13,0%
Custo com Construção da Infraestrutura	(53)	(81)	-35,1%
Entidade de Previdência Privada	(473)	(388)	21,8%
Depreciação e Amortização	(27.211)	(27.655)	-1,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.492)	0,0%
	(51.992)	(53.392)	-2,6%
EBITDA	303.890	325.160	-6,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	188.267	209.513	-10,1%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	10.087	20.463	-50,7%
Despesas	(54.127)	(88.328)	-38,7%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(44.040)	(67.866)	-35,1%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	85.920	85.501	0,5%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%
	85.775	85.356	0,5%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	230.003	227.003	1,3%
Contribuição Social	(12.113)	(11.979)	1,1%
Imposto de Renda	(33.521)	(33.144)	1,1%
LUCRO LÍQUIDO	184.369	181.880	1,4%

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.

12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



Consolidado - Participação 100%				
	1T19	1T18	Var.	Var. %
RECETA OPERACIONAL				
Fornecimento de Energia Elétrica	5.824	5.806	17	0,3%
Suprimento de Energia Elétrica	344.976	398.767	(53.791)	-13,5%
Outras Receitas Operacionais	2.811	944	1.868	198,0%
	353.611	405.517	(51.906)	-12,8%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(19.422)	(21.964)	2.542	-11,6%
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	334.189	383.553	(49.364)	-12,9%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA				
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(29.243)	(45.766)	16.522	-36,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(24.027)	(24.700)	673	-2,7%
	(53.271)	(70.466)	17.195	-24,4%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS				
Pessoal	(26.374)	(24.961)	(1.413)	5,7%
Material	(4.185)	(9.688)	5.503	-56,8%
Serviços de Terceiros	(45.471)	(42.707)	(2.765)	6,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(12.847)	(7.946)	(4.901)	61,7%
Depreciação e Amortização	(120.774)	(118.481)	(2.293)	1,9%
Amortização do Intangível da Concessão	(39.807)	(39.206)	(601)	1,5%
	(249.458)	(242.988)	(6.470)	2,7%
EBITDA¹	192.040	227.786	(35.746)	-15,7%
RESULTADO DO SERVIÇO	31.460	70.099	(38.640)	-55,1%
RESULTADO FINANCEIRO				
Receitas	48.590	30.140	18.450	61,2%
Despesas	(160.296)	(159.354)	(942)	0,6%
	(111.706)	(129.214)	17.508	-13,5%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(80.246)	(59.115)	(21.131)	35,7%
Contribuição Social	(4.278)	(4.618)	340	-7,4%
Imposto de Renda	(8.499)	(8.788)	288	-3,3%
LUCRO LÍQUIDO	(93.023)	(72.521)	(20.503)	28,3%

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			
	1T19	1T18	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	7.506.525	6.281.379	19,5%
Suprimento de Energia Elétrica	560.114	202.923	176,0%
Receita com construção de infraestrutura	415.159	370.478	12,1%
Atualização do ativo financeiro da concessão	64.491	64.857	-0,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	(323.880)	373.547	-
Outras Receitas Operacionais	1.223.786	1.036.257	18,1%
	9.446.194	8.329.440	13,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.509.968)	(3.128.682)	12,2%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.936.226	5.200.758	14,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.370.234)	(2.763.525)	22,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(506.967)	(687.349)	-26,2%
	(3.877.202)	(3.450.874)	12,4%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(226.346)	(224.119)	1,0%
Material	(45.710)	(39.840)	14,7%
Serviços de Terceiros	(206.688)	(206.481)	0,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(157.859)	(94.501)	67,0%
<i>PDD</i>	<i>(68.124)</i>	<i>(26.210)</i>	<i>159,9%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(30.525)</i>	<i>(11.448)</i>	<i>166,6%</i>
<i>Outros</i>	<i>(59.211)</i>	<i>(56.843)</i>	<i>4,2%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(415.159)	(370.478)	12,1%
Entidade de Previdência Privada	(27.678)	(22.089)	25,3%
Depreciação e Amortização	(177.871)	(166.372)	6,9%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.133)	(14.133)	0,0%
	(1.271.444)	(1.138.012)	11,7%
EBITDA¹	979.585	792.377	23,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	787.581	611.873	28,7%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	145.176	136.438	6,4%
Despesas	(204.707)	(241.145)	-15,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	(59.531)	(104.708)	-43,1%
	728.049	507.165	43,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO			
Contribuição Social	(70.451)	(49.883)	41,2%
Imposto de Renda	(192.518)	(136.727)	40,8%
LUCRO LÍQUIDO	465.081	320.554	45,1%

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			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Bruta	3.982.393	3.504.262	13,6%
Receita Operacional Líquida	2.525.566	2.202.574	14,7%
Custo com Energia Elétrica	(1.701.886)	(1.486.568)	14,5%
Custos e Despesas Operacionais	(512.970)	(461.701)	11,1%
Resultado do Serviço	310.710	254.305	22,2%
EBITDA⁽¹⁾	374.250	314.362	19,1%
Resultado Financeiro	(18.649)	(32.534)	-42,7%
Lucro antes da Tributação	292.061	221.771	31,7%
Lucro Líquido	187.465	141.046	32,9%

CPFL PIRATININGA			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Bruta	1.792.358	1.520.521	17,9%
Receita Operacional Líquida	1.097.619	917.011	19,7%
Custo com Energia Elétrica	(760.342)	(634.823)	19,8%
Custos e Despesas Operacionais	(221.127)	(168.418)	31,3%
Resultado do Serviço	116.151	113.769	2,1%
EBITDA⁽¹⁾	143.060	138.457	3,3%
Resultado Financeiro	(9.948)	(24.646)	-59,6%
Lucro antes da Tributação	106.203	89.124	19,2%
Lucro Líquido	67.491	56.108	20,3%

RGE			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Bruta	3.254.520	2.918.282	11,5%
Receita Operacional Líquida	2.000.662	1.823.827	9,7%
Custo com Energia Elétrica	(1.245.620)	(1.180.589)	5,5%
Custos e Despesas Operacionais	(462.376)	(434.851)	6,3%
Resultado do Serviço	292.665	208.387	40,4%
EBITDA⁽¹⁾	382.181	293.237	30,3%
Resultado Financeiro	(27.594)	(44.374)	-37,8%
Lucro antes da Tributação	265.071	164.012	61,6%
Lucro Líquido	168.303	103.151	63,2%

CPFL SANTA CRUZ			
	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Bruta	416.922	386.375	7,9%
Receita Operacional Líquida	312.379	257.346	21,4%
Custo com Energia Elétrica	(169.354)	(148.894)	13,7%
Custos e Despesas Operacionais	(74.971)	(73.041)	2,6%
Resultado do Serviço	68.055	35.411	92,2%
EBITDA⁽¹⁾	80.094	46.320	72,9%
Resultado Financeiro	(3.340)	(3.154)	5,9%
Lucro antes da Tributação	64.714	32.257	100,6%
Lucro Líquido	41.823	20.249	106,5%

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			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	2.654	2.461	7,9%
Industrial	2.673	2.674	0,0%
Comercial	1.549	1.465	5,7%
Outros	1.104	1.050	5,2%
Total	7.980	7.649	4,3%

CPFL Piratininga			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	1.135	1.042	8,9%
Industrial	1.503	1.601	-6,1%
Comercial	697	652	7,0%
Outros	333	291	14,5%
Total	3.669	3.586	2,3%

RGE			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	1.593	1.467	8,6%
Industrial	1.500	1.482	1,2%
Comercial	747	735	1,6%
Outros	1.463	1.567	-6,7%
Total	5.304	5.251	1,0%

CPFL Santa Cruz			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	221	202	9,4%
Industrial	266	237	12,0%
Comercial	101	93	9,0%
Outros	190	166	14,4%
Total	779	699	11,4%

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



CPFL Paulista			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	2.654	2.461	7,9%
Industrial	591	641	-7,8%
Comercial	1.150	1.107	3,9%
Outros	1.069	1.007	6,2%
Total	5.464	5.215	4,8%

CPFL Piratininga			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	1.135	1.042	8,9%
Industrial	259	287	-9,7%
Comercial	506	477	6,2%
Outros	289	251	15,3%
Total	2.190	2.056	6,5%

RGE			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	1.593	1.467	8,6%
Industrial	455	479	-4,9%
Comercial	647	653	-0,9%
Outros	1.456	1.560	-6,7%
Total	4.152	4.158	-0,2%

CPFL Santa Cruz			
	1T19	1T18	Var.
Residencial	221	202	9,4%
Industrial	97	98	-1,4%
Comercial	94	87	7,9%
Outros	190	166	14,1%
Total	602	554	8,7%

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 (1T19)

Dívida Líquida - Projetos de Geração

mar/19	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida Bruta	430	5.420	-	5.850	512	-	1.154	178	1.844	7.694
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(61)	(799)	(12)	(872)	(94)	(52)	(85)	(30)	(260)	(1.133)
Dívida Líquida	369	4.621	(12)	4.978	419	(52)	1.069	148	1.583	6.561
Participação CPFL (%)	65,00%	51,56%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
Dívida Líquida dos Projetos	240	2.382	(7)	2.615	204	(13)	545	79	815	3.430

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida Bruta	19.891
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(3.441)
Dívida Líquida (IFRS)	16.450
(-) Projetos 100%	(4.978)
(+) Consolidação Proporcional	3.430
Dívida Líquida (Pro Forma)	14.902

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (1T19 - Últimos 12 Meses)

EBITDA - Projetos de Geração

1T19LTM	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita Operacional	330	1.887	51	2.268	590	317	868	862	2.636	4.905
Despesa Operacional	(95)	(714)	(24)	(833)	(182)	(219)	(200)	(587)	(1.189)	(2.022)
EBITDA	235	1.173	27	1.435	408	97	668	274	1.448	2.883
Participação CPFL (%)	65,00%	51,56%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
EBITDA Proporcional	153	605	16	774	199	24	340	146	710	1.484

Reconciliação

CPFL Energia - 1T19LTM	
Lucro Líquido	2.317
Amortização	1.608
Resultado Financeiro	1.015
Imposto de Renda/Contribuição Social	861
EBITDA	5.802
(-) Equivalência patrimonial	(335)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.435)
(+) EBITDA Proporcional	1.484
EBITDA Pro Forma	5.515

Dívida Líquida / EBITDA Pro Forma	2,70x
--	--------------

Nota: conforme determinado para o cálculo dos *covenants* nos casos de aquisição de ativos pela Companhia.