

Campinas, 28 de março de 2019 – A CPFL Energia S.A. (B3: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 4T18/2018**. 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 4T17/2017, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DE 2018

Indicadores (R\$ Milhões)	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	17.026	16.827	1,2%	67.213	65.576	2,5%
Mercado Cativo	11.512	11.464	0,4%	45.589	45.358	0,5%
Cliente Livre	5.513	5.363	2,8%	21.624	20.218	7,0%
Receita Operacional Bruta	10.314	11.093	-7,0%	42.626	40.053	6,4%
Receita Operacional Líquida	6.686	7.460	-10,4%	28.137	26.745	5,2%
EBITDA ⁽¹⁾	1.354	1.366	-0,9%	5.637	4.864	15,9%
Lucro Líquido	670	498	34,7%	2.166	1.243	74,2%
Investimentos ⁽²⁾	693	694	-0,1%	2.066	2.617	-21,0%

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 2018

- Aumento de **2,5% nas vendas na área de concessão**, com destaque para os crescimentos das classes residencial (+2,6%) e industrial (+2,8%);
- Crescimentos de **15,9% no EBITDA** e de **74,2% no Lucro Líquido**;
- Dívida líquida de **R\$ 16,3 bilhões** e alavancagem de **3,05x Dívida Líquida/EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 693 milhões** no 4T18 e de **R\$ 2.066 milhões** em 2018;
- **Revisões Tarifárias: CPFL Paulista** e **RGE Sul**, em abr/18, e **RGE**, em jun/18;
- **Agrupamento** das concessões das distribuidoras **RGE** e **RGE Sul**;
- **CPFL Renováveis:** (i) projetos vencedores no Leilão A-6 (ago/18) - **PCH Cherobim (28,0 MW)** e **Complexo Eólico Gameleira (69,3 MW)**; e (ii) antecipação da entrada em operação da **PCH Boa Vista II (29,9 MW)**, em nov/18;
- **Leilões de Transmissão: CPFL Geração** venceu um lote em jun/18 (CE - Investimento previsto pela Aneel: R\$ 102 MM) e dois lotes em dez/18 (SC - Invest.: R\$ 366 MM e RS - Invest.: R\$ 349 MM);
- **OPA Mandatória da CPFL Renováveis:** leilão ocorreu em 26/nov/18; State Grid (diretamente e indiretamente) passou a deter 99,94% das ações.

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

- Sexta-feira, 29 de março 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.....	6
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	6
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão.....	7
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo	8
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres).....	8
2.2) Capacidade Instalada da Geração.....	9
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	10
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	12
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	12
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	12
3.4) Consolidação das Transmissoras	12
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	13
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	13
4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	14
4.3) Receita Operacional	14
4.4) Custo com Energia Elétrica	15
4.5) Custos e Despesas Operacionais	17
4.6) EBITDA.....	19
4.7) Resultado Financeiro.....	20
4.8) Lucro Líquido.....	22
5) ENDIVIDAMENTO.....	23
5.1) Dívida (IFRS).....	23
5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (dez/18)	24
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	25
5.2.1) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	25
5.2.2) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem	26
6) INVESTIMENTOS	26
6.1) Investimentos Realizados	26
6.2) Investimentos Previstos	27
7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	28
8) MERCADO DE CAPITALIS.....	28
8.1) Desempenho das Ações	28
8.2) Volume Médio Diário	29
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	30
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	31
10.1) OPA da CPFL Renováveis	31
10.2) Agrupamento das Distribuidoras RGE e RGE Sul	31
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	33
11.1) Segmento de Distribuição	33
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	33
11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	33
11.1.1.2) Receita Operacional.....	34
11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	36

11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais	38
11.1.1.5) EBITDA.....	39
11.1.1.6) Resultado Financeiro	40
11.1.1.7) Lucro Líquido	42
11.1.2) Eventos Tarifários.....	42
11.1.3) Indicadores Operacionais.....	44
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	45
11.2.1) Segmento de Comercialização	45
11.2.2) Segmento de Serviços	46
11.3) Segmento de Geração Convencional	47
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	47
11.3.1.1) Receita Operacional	47
11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica	48
11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais	48
11.3.1.4) Equivalência Patrimonial	50
11.3.1.5) EBITDA.....	51
11.3.1.6) Resultado Financeiro	51
11.3.1.7) Lucro Líquido	53
11.4) CPFL Renováveis.....	53
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	53
11.4.1.1) Receita Operacional	53
11.4.1.2) Custo com Energia Elétrica	54
11.4.1.3) Custos e Despesas Operacionais	55
11.4.1.4) EBITDA.....	56
11.4.1.5) Resultado Financeiro	56
11.4.1.6) Lucro Líquido	57
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	57
12) ANEXOS.....	59
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	59
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	60
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	61
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia	62
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional.....	63
12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	64
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	65
12.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	66
12.9) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	67
12.10) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	68
12.11) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	69

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O grupo CPFL seguiu bastante ativo no ano de 2018, promovendo melhorias em suas operações e gestão, bem como acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2018 refletiram o crescimento das vendas de energia em todas as classes de consumo, a nossa disciplina na gestão de custos e despesas, bem como a queda da taxa de juros no Brasil.

O segmento de distribuição apresentou incremento nas vendas de energia (+2,5%) em 2018. As classes residencial, industrial e comercial registraram variações de mercado de 2,6%, 2,8% e 1,2%, respectivamente, refletindo a lenta recuperação da atividade econômica.

A geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 5.643 milhões em 2018 (+16,0%), refletindo os resultados positivos de todos os segmentos de negócios. Destaque para o segmento de distribuição, cujo EBITDA atingiu R\$ 3.004 milhões em 2018 (+34,5%), 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). Além disso, a Companhia vem promovendo revisões organizacionais com objetivo de simplificar seus processos e estrutura, visando maior eficiência e foco aos negócios.

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor e em nosso plano de investimentos em 2018, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 2.066 milhões nesse período.

Dentre as iniciativas de valor, vale mencionar a participação da CPFL Geração nos seguintes leilões de transmissão: (i) em junho de 2018, a companhia venceu o Lote 9 (subestação Maracanaú II), no Ceará, e (ii) em dezembro de 2018, a companhia venceu os Lotes 5 (subestação Itá), em Santa Catarina, e 11 (subestações Osório 3, Porto Alegre 1 e Vila Maria), no Rio Grande do Sul.

Também tivemos a criação CPFL Soluções, que reúne serviços e produtos antes oferecidos sob as marcas CPFL Brasil, CPFL Serviços e CPFL Eficiência. Dessa forma, passamos a ter uma plataforma integrada de interação com os clientes que buscam soluções para comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria.

Cabe ressaltar ainda que a CPFL promoveu a incorporação da distribuidora RGE (“Incorporada”) pela RGE Sul (“Incorporadora”). O agrupamento das concessões das 2 empresas se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018.

Também tivemos a entrada em operação da PCH Boa Vista II (29,9 MW de capacidade instalada), em novembro de 2018, e a participação da CPFL Renováveis no Leilão A-6 de agosto de 2018. A companhia venceu com os seguintes projetos: (i) PCH Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, e (ii) Complexo Eólico Gameleira, com 69,3 MW de capacidade instalada, localizado no estado do Rio Grande do Norte.

Ainda em relação à CPFL Renováveis, tivemos a realização da OPA Mandatória da companhia em 26 de novembro. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 243.771.824 ações ordinárias de emissão da companhia, representativas de 48,39% do capital social da companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 16,85, totalizando o valor de R\$ 4,1 bilhões. A State Grid e a CPFL Geração (controlada indiretamente pela State Grid) passaram a deter, em conjunto, 503.520.623 ações ordinárias de emissão da companhia, equivalente a 99,94% do capital social total da companhia.

A estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,05 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, menor do que no ano anterior. Vale ressaltar que a redução nas taxas de juros beneficiou a Companhia.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

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						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Mercado Cativo	11.512	11.464	0,4%	45.589	45.358	0,5%
Cliente Livre	5.513	5.363	2,8%	21.624	20.218	7,0%
Total	17.026	16.827	1,2%	67.213	65.576	2,5%

No 4T18, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 17.026 GWh, um aumento de 1,2%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 11.512 GWh no 4T18, um aumento de 0,4%. 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 5.513 GWh no 4T18, um aumento de 2,8%.

Em 2018, as vendas na área de concessão totalizaram 67.213 GWh, um aumento de 2,5%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 45.589 GWh em 2018, um aumento de 0,5%. Já a quantidade de energia faturada por meio da TUSD atingiu 21.624 GWh em 2018, um aumento de 7,0%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	4T18	4T17	Var.	Part.	2018	2017	Var.	Part.
Residencial	4.970	4.866	2,2%	29,2%	19.618	19.122	2,6%	29,2%
Industrial	6.371	6.316	0,9%	37,4%	25.023	24.346	2,8%	37,2%
Comercial	2.841	2.820	0,7%	16,7%	11.048	10.921	1,2%	16,4%
Outros	2.844	2.826	0,6%	16,7%	11.524	11.187	3,0%	17,1%
Total	17.026	16.827	1,2%	100,0%	67.213	65.576	2,5%	100,0%

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

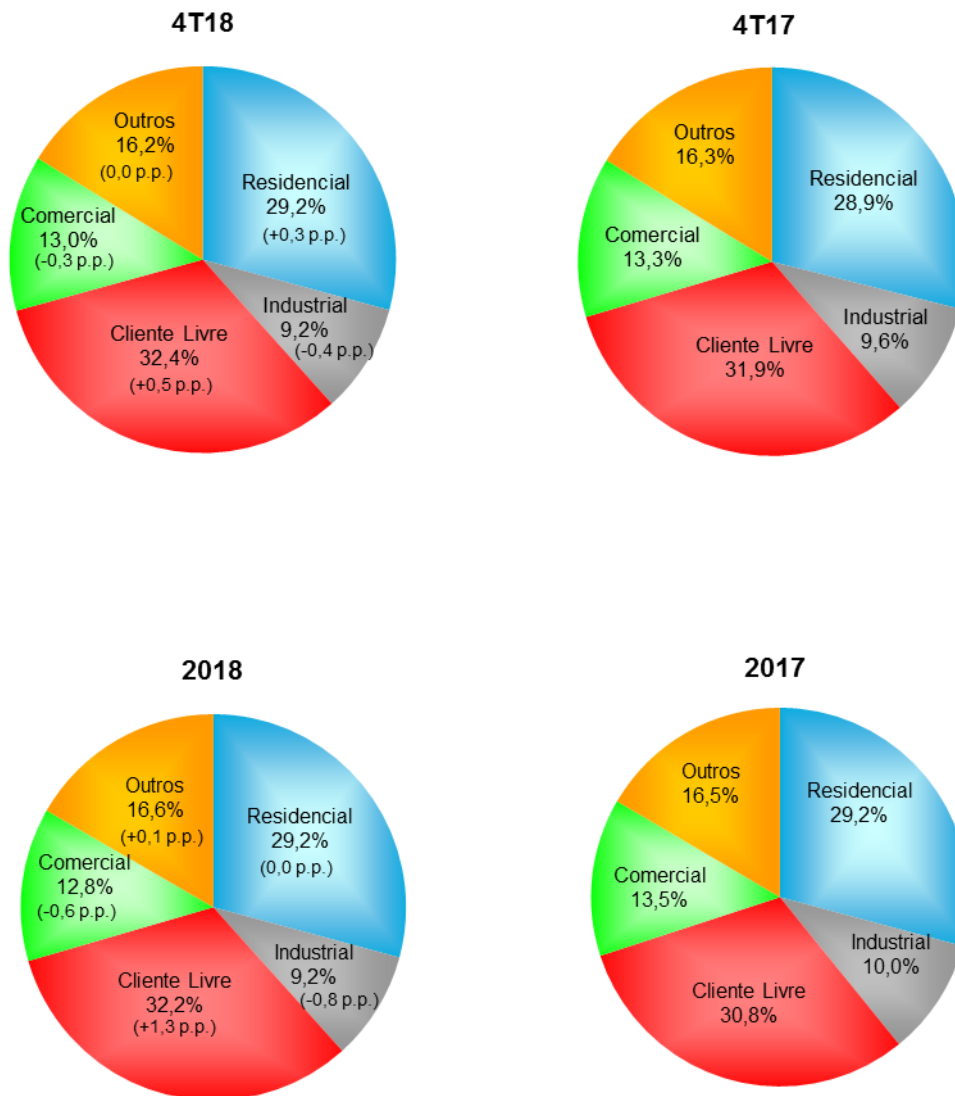
Destacam-se no 4T18, na área de concessão:

- **Classes Residencial e Comercial (29,2% e 16,7% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 2,2% e 0,7%, respectivamente. Destaque para a classe residencial da RGE (+4,3%) e da CPFL Santa Cruz (+2,2%). Na Nova RGE, o efeito da temperatura contribuiu para o crescimento do consumo.
- **Classe Industrial (37,4% das vendas totais):** aumento de 0,9%. Destaque para os crescimentos na CPFL Santa Cruz (+12,5%) e Nova RGE (+3,2%).

Destacam-se no 2018, na área de concessão:

- **Classes Residencial e Comercial (29,2% e 16,4% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 2,6% e 1,2%, respectivamente. Efeitos pontuais de temperatura elevaram o consumo em alguns meses do ano, contribuindo para o crescimento das vendas em 2018.
- **Classe Industrial (37,2% das vendas totais):** aumento de 2,8%. Destaque para os crescimentos na CPFL Piratininga (+4,0%), RGE (+3,1%) e CPFL Santa Cruz (+7,6%). Esse resultado positivo vem do desempenho das atividades de alguns dos principais segmentos da indústria na área de concessão da CPFL Energia (químico, veículos automotores, coque e derivados de petróleo e metalurgia).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 4T17/2017 para o 4T18/2018.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	4.970	4.866	2,2%	19.618	19.122	2,6%
Industrial	1.561	1.618	-3,5%	6.151	6.557	-6,2%
Comercial	2.217	2.244	-1,2%	8.630	8.828	-2,2%
Outros	2.763	2.736	1,0%	11.190	10.852	3,1%
Total	11.512	11.464	0,4%	45.589	45.358	0,5%

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 11.512 GWh no 4T18, um aumento de 0,4% (48 GWh), devido principalmente ao desempenho da classe residencial (+2,2%); o desempenho das classes industrial (-3,5%) e comercial (-1,2%) reflete a migração de clientes para o mercado livre.

No 2018, as vendas para o mercado cativo totalizaram 45.589 GWh, um aumento de 0,5% (231 GWh), devido principalmente ao desempenho da classe residencial (+2,6%); o desempenho das classes industrial (-6,2%) e comercial (-2,2%) também reflete a migração de clientes para o mercado livre.

2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

Cliente Livre - GWh						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Industrial	4.809	4.698	2,4%	18.872	17.789	6,1%
Comercial	624	576	8,3%	2.418	2.093	15,5%
Outros	80	90	-10,4%	334	335	-0,4%
Total	5.513	5.363	2,8%	21.624	20.218	7,0%

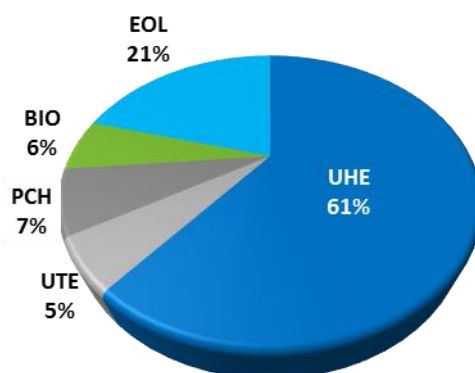
Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
CPFL Paulista	2.593	2.554	1,5%	10.027	9.504	5,5%
CPFL Piratinga	1.548	1.535	0,8%	6.255	5.809	7,7%
Nova RGE	1.205	1.133	6,3%	4.724	4.396	7,5%
CPFL Santa Cruz	168	141	18,8%	619	509	21,5%
Total	5.513	5.363	2,8%	21.624	20.218	7,0%

2.2) Capacidade Instalada da Geração

No 4T18, 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 dezembro de 2018 e de 2017, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

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

Distribuição de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.496	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	1.756	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	2.871	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz") (b)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	457	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade Instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	3 Hidrelétricas (c)	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% (d)	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% (e)	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 Maracanaú S.A. ("CPFL Maracanaú")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

Notas:

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

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 dezembro de 2018, 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 dezembro de 2018, 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)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Bruta	10.314	11.093	-7,0%	42.626	40.053	6,4%
Receita Operacional Líquida	6.686	7.460	-10,4%	28.137	26.745	5,2%
Custo com Energia Elétrica	(3.885)	(4.696)	-17,3%	(17.838)	(16.902)	5,5%
Custos e Despesas Operacionais	(1.943)	(1.844)	5,4%	(6.590)	(6.822)	-3,4%
Resultado do Serviço	858	920	-6,7%	3.708	3.022	22,7%
EBITDA¹	1.354	1.366	-0,9%	5.637	4.864	15,9%
Resultado Financeiro	(271)	(290)	-6,7%	(1.103)	(1.488)	-25,9%
Lucro Antes da Tributação	681	689	-1,3%	2.940	1.847	59,2%
Lucro Líquido	670	498	34,7%	2.166	1.243	74,2%

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
4T18								
Receita operacional líquida	5.160	285	516	963	153	-	(391)	6.686
Custos e despesas operacionais	(4.434)	(66)	(218)	(948)	(137)	(13)	391	(5.426)
Depreciação e amortização	(196)	(29)	(155)	(1)	(6)	(16)	-	(402)
Resultado do serviço	530	190	143	14	10	(29)	-	858
Equivalência patrimonial	-	93	-	-	-	-	-	93
EBITDA	726	312	298	14	16	(13)	-	1.354
Resultado financeiro	(61)	(43)	(129)	0	1	(38)	-	(271)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	469	240	14	14	11	(67)	-	681
Imposto de renda e contribuição social	42	(5)	93	(4)	(14)	(122)	-	(10)
Lucro (prejuízo) líquido	511	234	107	10	(3)	(189)	-	670
4T17								
Receita operacional líquida	5.750	295	591	1.044	140	0	(360)	7.460
Custos e despesas operacionais	(5.082)	(80)	(237)	(991)	(113)	(11)	360	(6.153)
Depreciação e amortização	(179)	(30)	(155)	(1)	(5)	(16)	-	(387)
Resultado do serviço	489	185	199	53	21	(27)	-	920
Equivalência patrimonial	-	60	-	-	-	-	-	60
EBITDA	668	275	354	53	27	(11)	0	1.366
Resultado financeiro	(88)	(63)	(124)	(8)	2	(9)	(0)	(290)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	401	181	75	45	23	(36)	-	689
Imposto de renda e contribuição social	(64)	4	(24)	(15)	(6)	(87)	-	(192)
Lucro (prejuízo) líquido	337	185	51	29	17	(123)	-	498
Variação								
Receita operacional líquida	-10,2%	-3,4%	-12,7%	-7,8%	9,7%	-100,0%	8,6%	-10,4%
Custos e despesas operacionais	-12,7%	-16,7%	-8,1%	-4,3%	21,4%	20,4%	8,6%	-11,8%
Depreciação e amortização	9,5%	-4,6%	-0,2%	-14,5%	6,0%	0,0%	-	4,0%
Resultado do serviço	8,5%	2,5%	-28,0%	-73,7%	-51,7%	8,4%	-	-6,7%
Equivalência patrimonial	-	56,2%	-	-	-	-	-	56,2%
EBITDA	8,7%	13,4%	-15,8%	-73,0%	-40,0%	20,4%	-100,0%	-0,9%
Resultado financeiro	-30,5%	-31,7%	4,7%	-	-73,8%	312,7%	-100,0%	-6,7%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	16,9%	32,2%	-81,6%	-68,4%	-53,6%	85,7%	-	-1,3%
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-74,0%	128,9%	41,3%	-	-94,5%
Lucro (prejuízo) líquido	51,8%	26,4%	108,4%	-65,5%	-	54,3%	-	34,7%

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

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
2018								
Receita operacional líquida	22.467	1.144	1.936	3.496	533	-	(1.441)	28.137
Custos e despesas operacionais	(19.463)	(207)	(728)	(3.400)	(438)	(39)	1.441	(22.834)
Depreciação e amortização	(767)	(116)	(623)	(2)	(23)	(63)	-	(1.594)
Resultado do serviço	2.237	821	586	94	73	(102)	-	3.708
Equivalência patrimonial	-	334	-	-	-	-	-	334
EBITDA	3.004	1.272	1.209	96	95	(39)	-	5.637
Resultado financeiro	(310)	(248)	(504)	(13)	(0)	(27)	-	(1.103)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.928	907	82	81	72	(129)	-	2.940
Imposto de renda e contribuição social	(495)	(137)	37	(28)	(30)	(122)	-	(774)
Lucro (prejuízo) líquido	1.432	770	119	53	43	(251)	-	2.166
2017								
Receita operacional líquida	21.077	1.190	1.959	3.414	486	1	(1.382)	26.745
Custos e despesas operacionais	(18.842)	(304)	(737)	(3.243)	(398)	(51)	1.382	(22.194)
Depreciação e amortização	(704)	(121)	(617)	(3)	(20)	(65)	-	(1.529)
Resultado do serviço	1.531	766	605	168	68	(115)	-	3.022
Equivalência patrimonial	-	312	-	-	-	-	-	312
EBITDA	2.234	1.200	1.222	171	87	(50)	-	4.864
Resultado financeiro	(566)	(329)	(511)	(33)	4	(53)	-	(1.488)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	964	750	94	135	72	(168)	-	1.847
Imposto de renda e contribuição social	(300)	(96)	(74)	(45)	(17)	(73)	-	(604)
Lucro (prejuízo) líquido	665	654	20	90	55	(241)	-	1.243
Variação								
Receita operacional líquida	6,6%	-3,9%	-1,2%	2,4%	9,7%	-100,0%	4,2%	5,2%
Custos e despesas operacionais	3,3%	-31,8%	-1,3%	4,8%	9,9%	-23,1%	4,2%	2,9%
Depreciação e amortização	9,0%	-3,5%	1,0%	-23,2%	14,0%	-3,3%	-	4,3%
Resultado do serviço	46,2%	7,2%	-3,1%	-43,9%	7,4%	-11,0%	-	22,7%
Equivalência patrimonial	-	7,0%	-	-	-	-	-	7,0%
EBITDA	34,5%	6,1%	-1,1%	-43,5%	8,9%	-21,1%	-	15,9%
Resultado financeiro	-45,3%	-24,4%	-1,3%	-60,4%	-	-48,6%	-	-25,9%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	99,9%	21,0%	-13,1%	-39,9%	0,8%	-22,9%	-	59,2%
Imposto de renda e contribuição social	65,3%	43,3%	-	-37,2%	73,8%	67,0%	-	28,2%
Lucro (prejuízo) líquido	115,5%	17,7%	504,2%	-41,2%	-21,7%	4,3%	-	74,2%

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

4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 4T18, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 735 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 852 milhões no 4T17, uma variação R\$ 1.586 milhões. Em 2018, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.208 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.901 milhões em 2017, uma redução de 36,5% (R\$ 693 milhões).

Em 31 de dezembro de 2018, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.508 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 2.207 milhões em 30 de setembro de 2018 e um saldo positivo de R\$ 517 milhões em 31 de dezembro de 2017.

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

4.3) Receita Operacional

No 4T18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 10.314 milhões, representando uma redução de 7,0% (R\$ 780 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.627 milhões no 4T18, representando uma redução de 0,2% (R\$ 7 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 6.686 milhões no 4T18, registrando uma redução de 10,4% (R\$ 773 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Redução de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 589 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);

- Redução de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 81 milhões;
- Redução de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 75 milhões;
- Redução de R\$ 31 milhões, devido a eliminações;
- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 10 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 14 milhões.

Em 2018, a receita operacional bruta atingiu R\$ 42.626 milhões, representando um aumento de 6,4% (R\$ 2.573 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 14.490 milhões em 2018, representando um aumento de 8,9% (R\$ 1.181 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 28.137 milhões em 2018, registrando um aumento de 5,2% (R\$ 1.392 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 1.391 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 82 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 47 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 59 milhões, devido a eliminações;
- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 46 milhões;
- Redução de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 23 milhões;
- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 1 milhão.

4.4) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	643	587	9,6%	2.668	2.351	13,5%
PROINFA	81	77	5,0%	331	293	12,8%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.893	4.071	-28,9%	13.970	14.536	-3,9%
Crédito de PIS e COFINS	(317)	(428)	-26,1%	(1.503)	(1.563)	-3,8%
Total	3.300	4.306	-23,4%	15.466	15.617	-1,0%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	485	554	-12,5%	2.115	1.542	37,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	68	63	7,5%	266	160	66,5%
Encargos de Conexão	47	32	46,7%	163	123	32,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	14	10	43,5%	49	39	23,7%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	32	(229)	-	(106)	(453)	-76,6%
Encargos de Energia de Reserva - EER	(0)	(0)	-48,6%	135	(0)	-
Crédito de PIS e COFINS	(60)	(39)	54,9%	(249)	(126)	97,6%
Total	585	390	49,9%	2.372	1.284	84,7%
Custo com Energia Elétrica	3.885	4.696	-17,3%	17.838	16.902	5,5%

No 4T18, 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\$ 3.885 milhões, registrando uma redução de 17,3% (R\$ 811 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.300 milhões no 4T18, uma redução de 23,4% (R\$ 1.006 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 28,9% (R\$ 1.178 milhões) no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, devido às reduções de 28,2% no preço médio de compra (R\$ 181,72/MWh no 4T18 vs. R\$ 253,02/MWh no 4T17) e de 1,1% (170 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (ii) Redução de 26,1% (R\$ 112 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia;
 - (iii) Aumento de 9,6% (R\$ 56 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 16,1% no preço médio de compra (R\$ 229,13/MWh no 4T18 vs. R\$ 197,38/MWh no 4T17), parcialmente compensado pela redução de 5,6% (167 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iv) Aumento de 5,0% (R\$ 4 milhões) no custo com o Proinfa, devido ao aumento de 6,1% no preço médio de compra (R\$ 264,09/MWh no 4T18 vs. R\$ 248,90/MWh no 4T17), parcialmente compensado pela redução de 1,0% (3 GWh) na quantidade de energia comprada.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 585 milhões no 4T18, um aumento de 49,9% (R\$ 195 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Variação de R\$ 261 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, passando de uma receita de R\$ 229 milhões no 4T17 para uma despesa de R\$ 32 milhões no 4T18;
- (ii) Aumento de 46,7% (R\$ 15 milhões) nos encargos de conexão;
- (iii) Aumento de 7,5% (R\$ 5 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;
- (iv) Aumento de 43,5% (R\$ 4 milhões) nos encargos de uso do sistema de distribuição;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 12,5% (R\$ 69 milhões) nos encargos da rede básica;
- (vi) Aumento de 54,9% (R\$ 21 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reductor de custo), gerados a partir dos encargos.

Em 2018, 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\$ 17.838 milhões, registrando um aumento de 5,5% (R\$ 937 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 15.466 milhões em 2018, uma redução de 1,0% (R\$ 151 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 3,9% (R\$ 566 milhões) no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, devido à redução de 5,5% (3.592 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 1,7% no preço médio de compra (R\$ 227,30/MWh em 2018 vs. R\$ 223,45/MWh em 2017);

Parcialmente compensados por:

- (ii) Aumento de 13,5% (R\$ 317 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 20,3% no preço médio de compra (R\$ 240,03/MWh em 2018 vs. R\$ 199,58/MWh em 2017), parcialmente compensado pela redução de 5,6% (662 GWh) na quantidade de

- energia comprada;
- (iii) Redução de 3,8% (R\$ 60 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
 - (iv) Aumento de 12,8% (R\$ 37 milhões) no custo com o Proinfa, devido ao aumento de 15,9% no preço médio de compra (R\$ 297,52/MWh em 2018 vs. R\$ 256,69/MWh em 2017), parcialmente compensado pela redução de 2,7% (31 GWh) na quantidade de energia comprada.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 2.372 milhões em 2018, um aumento de 84,7% (R\$ 1.088 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 37,2% (R\$ 573 milhões) nos encargos da rede básica;
 - (ii) Redução de 76,6% (R\$ 347 milhões) nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS (reduzidor de custo), passando de uma receita de R\$ 453 milhões em 2017 para uma receita de R\$ 106 milhões em 2018;
 - (iii) Despesa de R\$ 135 milhões em 2018, relacionada aos Encargos de Energia de Reserva – EER;
 - (iv) Aumento de 66,5% (R\$ 106 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;
 - (v) Aumento de 32,9% (R\$ 40 milhões) nos encargos de conexão;
 - (vi) Aumento de 23,7% (R\$ 9 milhões) nos encargos de uso do sistema de distribuição;
- Parcialmente compensados por:
- (vii) Aumento de 97,6% (R\$ 123 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

4.5) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.943 milhões no 4T18, comparado a R\$ 1.844 milhões no 4T17, um aumento de 5,4% (R\$ 100 milhões). Em 2018, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 6.590 milhões, comparado a R\$ 6.822 milhões em 2017, uma redução de 3,4% (R\$ 232 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	4T18	4T17	Variação		2018	2017	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(380)	(379)	(1)	0,4%	(1.414)	(1.377)	(37)	2,7%
Material	(70)	(68)	(2)	3,1%	(258)	(250)	(8)	3,2%
Serviços de Terceiros	(193)	(179)	(14)	8,0%	(692)	(727)	35	-4,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(306)	(210)	(96)	45,8%	(770)	(753)	(17)	2,2%
<i>PDD</i>	(56)	(36)	(19)	53,3%	(169)	(155)	(14)	9,1%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(74)	(66)	(8)	11,6%	(187)	(188)	2	-0,9%
<i>Outros</i>	(177)	(107)	(69)	64,4%	(414)	(409)	(4)	1,1%
Total PMSO Reportado	(950)	(836)	(114)	13,6%	(3.134)	(3.107)	(27)	0,9%

O item PMSO atingiu R\$ 950 milhões no 4T18, comparado a R\$ 836 milhões no 4T17, um aumento de 13,6% (R\$ 114 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 0,4% (R\$ 1 milhão), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
- (ii) **Material** - aumento de 3,1% (R\$ 2 milhões), devido principalmente ao aumento na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes;
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 8,0% (R\$ 14 milhões), devido principalmente aos aumentos nos serviços de manutenção de linhas, redes e subestações e nos serviços terceirizados;
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – aumento de 45,8% (R\$ 96 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Aumento de 278,8% (R\$ 91 milhões) da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante;
 - ✓ Aumento de 53,3% (R\$ 19 milhões) na provisão para devedores duvidosos;
 - ✓ Aumento de 11,6% (R\$ 8 milhões) nas despesas legais e judiciais;
 Parcialmente compensado por:
 - ✓ Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 16 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas;
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 6 milhões).

Em 2018, o item PMSO atingiu R\$ 3.134 milhões, comparado a R\$ 3.107 milhões em 2017, um aumento de 0,9% (R\$ 27 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 2,7% (R\$ 37 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
- (ii) **Material** - aumento de 3,2% (R\$ 8 milhões), devido principalmente ao aumento na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes;
- (iii) **Serviços de terceiros** - redução de 4,9% (R\$ 35 milhões), devido principalmente às reduções em outros serviços terceirizados e na manutenção de máquinas e equipamentos;
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 2,2% (R\$ 17 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Aumento de 59,5% (R\$ 79 milhões) da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante;
- ✓ Aumento de 9,1% (R\$ 14 milhões) na provisão para devedores duvidosos;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 50 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas;
- ✓ Provisão para redução ao valor recuperável (R\$ 20 milhões);
- ✓ Redução de 0,9% (R\$ 2 milhões) nas despesas legais e judiciais;
- ✓ Outros efeitos (R\$ 4 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 994 milhões no 4T18, comparado a R\$ 1.008 milhões no 4T17, registrando uma redução de 1,4% (R\$ 14 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 4,0% (R\$ 24 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Redução de 21,0% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de 4,3% (R\$ 14 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- Aumento de 2,9% (R\$ 2 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

Em 2018, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3.456 milhões, comparado a R\$ 3.715 milhões em 2017, registrando uma redução de 7,0% (R\$ 259 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 14,5% (R\$ 300 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Redução de 21,1% (R\$ 24 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de 5,2% (R\$ 64 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- Aumento de 0,2% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

4.6) EBITDA

No 4T18, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.354 milhões, comparado a R\$ 1.366 milhões no 4T17, registrando uma redução de 0,9% (R\$ 12 milhões). Em 2018, o **EBITDA** atingiu R\$ 5.637 milhões, comparado a R\$ 4.864 milhões em 2017, registrando um aumento de 15,9% (R\$ 773 milhões).

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Lucro Líquido	670	498	34,7%	2.166	1.243	74,2%
Depreciação e Amortização	403	387		1.595	1.530	
Resultado Financeiro	271	290		1.103	1.488	
Imposto de Renda / Contribuição Social	10	192		774	604	
EBITDA	1.354	1.366	-0,9%	5.637	4.864	15,9%

4.7) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	47	74	-35,9%	223	457	-51,3%
Acréscimos e Multas Moratórias	73	62	18,6%	276	265	4,1%
Atualização de Créditos Fiscais	2	5	-53,0%	15	20	-24,5%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	10	-3,7%	37	50	-24,6%
Atualizações Monetárias e Cambiais	19	11	78,7%	70	61	15,1%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	9	7	28,9%	34	16	106,1%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	36	-	-	80	-	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(12)	(11)	5,3%	(46)	(48)	-4,4%
PIS e COFINS sobre JCP	(39)	(26)	50,1%	(39)	(28)	41,6%
Outros	39	41	-5,9%	113	87	29,0%
Total	184	171	7,1%	762	880	-13,4%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(326)	(340)	-4,1%	(1.329)	(1.661)	-20,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(69)	(104)	-33,4%	(368)	(540)	-31,8%
(-) Juros Capitalizados	8	8	-0,1%	29	51	-43,4%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	-	(2)	-100,0%	-	(82)	-100,0%
Uso do Bem Público - UBP	(4)	(3)	20,1%	(18)	(8)	120,7%
Outros	(63)	(21)	198,6%	(179)	(127)	41,1%
Total	(454)	(461)	-1,5%	(1.865)	(2.368)	-21,2%
Resultado Financeiro	(271)	(290)	-6,7%	(1.103)	(1.488)	-25,9%

No 4T18, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 271 milhões, uma redução de 6,7% (R\$ 19 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 290 milhões, registrada no 4T17.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: aumento de 7,1% (R\$ 12 milhões), passando de R\$ 171 milhões no 4T17 para R\$ 184 milhões no 4T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) **Atualização do ativo financeiro setorial** no 4T18, no montante de R\$ 36 milhões;
 - (ii) Aumento de 18,6% (R\$ 11 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iii) Aumento de 78,7% (R\$ 9 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido aos aumentos: (a) de R\$ 12 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores, e (b) de R\$ 4 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais; parcialmente compensados pelas reduções (c) de R\$ 6 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL, e (d) de R\$ 1 milhão nos ganhos com o derivativo

*zero-cost collar*¹;

- (iv) Aumento de 28,9% (R\$ 2 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;

Parcialmente compensado por:

- (v) Redução de 35,9% (R\$ 26 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
- (vi) Aumento de 50,1% (R\$ 13 milhões) no **PIS e COFINS sobre JCP** (reductor de receita);
- (vii) Redução de 53,0% (R\$ 3 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
- (viii) Redução de 5,9% (R\$ 2 milhões) em **outras receitas financeiras**;
- (ix) Aumento de 5,3% (R\$ 1 milhão) no **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reductor de receita).

- Despesas Financeiras: redução de 1,5% (R\$ 7 milhões), passando de R\$ 461 milhões no 4T17 para R\$ 454 milhões no 4T18, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 33,4% (R\$ 35 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 21 milhões),
 - (b) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 13 milhões), e
 - (c) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 1 milhão);
- (ii) Redução de 4,1% (R\$ 14 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido à redução do CDI;
- (iii) **Atualização do passivo financeiro setorial** no 4T17, no montante de R\$ 2 milhões (reductor de despesa);

Parcialmente compensado por:

- (iv) Aumento de 198,6% (R\$ 42 milhões) em **outras despesas financeiras**;
- (v) Aumento de 20,1% (R\$ 1 milhão) nas **despesas financeiras de UBP**.

Em 2018, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 1.103 milhões, uma redução de 25,9% (R\$ 385 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 1.488 milhões, registrada em 2017.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 13,4% (R\$ 118 milhões), passando de R\$ 880 milhões em 2017 para R\$ 762 milhões em 2018, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 51,3% (R\$ 234 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
- (ii) Redução de 24,6% (R\$ 12 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
- (iii) Aumento de 41,6% (R\$ 12 milhões) no **PIS e COFINS sobre JCP** (reductor de receita);
- (iv) Redução de 24,5% (R\$ 5 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;

Parcialmente compensado por:

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.

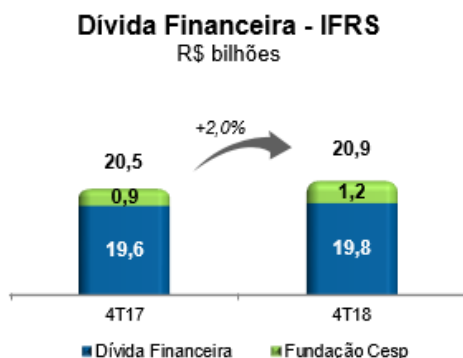
- (v) **Atualização do ativo financeiro setorial** em 2018, no montante de R\$ 80 milhões;
 - (vi) Aumento de 29,0% (R\$ 25 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (vii) Aumento de 106,1% (R\$ 17 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (viii) Aumento de 4,1% (R\$ 11 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (ix) Aumento de 15,1% (R\$ 9 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) ao aumento de R\$ 38 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensado pelas reduções (b) de R\$ 20 milhões nos ganhos com o derivativo *zero-cost collar*, (c) de R\$ 5 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais, e (d) de R\$ 4 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL;
 - (x) Redução de 4,4% (R\$ 2 milhões) no **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reduzidor de receita).
- Despesas Financeiras: redução de 21,2% (R\$ 503 milhões), passando de R\$ 2.368 milhões em 2017 para R\$ 1.865 milhões em 2018, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 20,0% (R\$ 332 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido à redução do CDI;
 - (ii) Redução de 31,8% (R\$ 172 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 145 milhões), (b) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 19 milhões), e (c) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 7 milhões);
 - (iii) **Atualização do passivo financeiro setorial** em 2017, no montante de R\$ 82 milhões (reduzidor de despesa);
Parcialmente compensado por:
 - (iv) Aumento de 41,1% (R\$ 52 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (v) Redução de 43,4% (R\$ 22 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);
 - (vi) Aumento de 120,7% (R\$ 10 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**.

4.8) Lucro Líquido

O **lucro líquido** foi de R\$ 670 milhões no 4T18, registrando um aumento de 34,7% (R\$ 173 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 498 milhões observado no 4T17. Em 2018, o **lucro líquido** foi de R\$ 2.166 milhões, registrando um aumento de 74,2% (R\$ 923 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 1.243 milhões observado em 2017.

5) ENDIVIDAMENTO

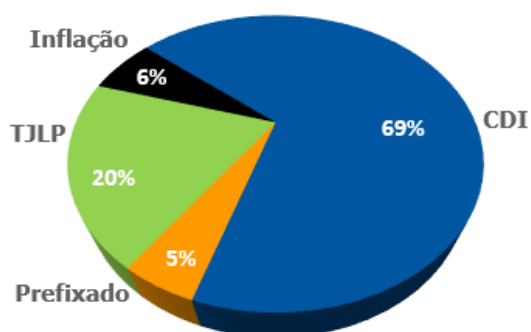
5.1) Dívida (IFRS)



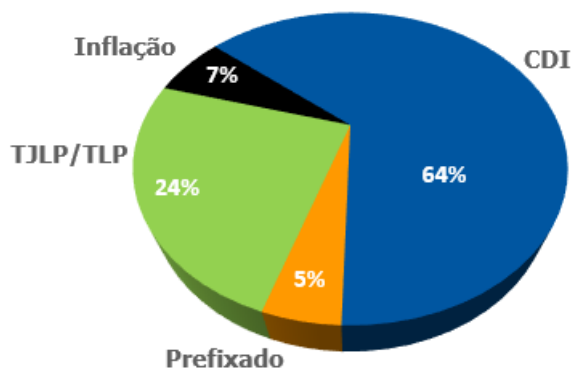
Nota: considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

Indexação Pós-Hedge – 4T17 vs. 4T18

4T17



4T18



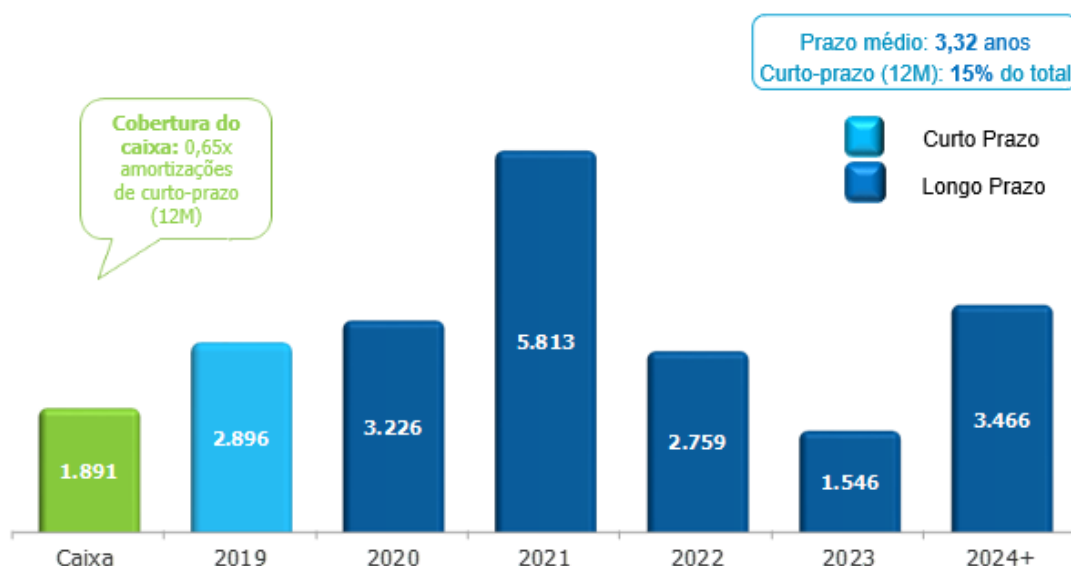
Nota: para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (25,6% do total no 4T18), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	4T18	4T17	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(19.752)	(19.615)	0,7%
(+) Disponibilidades	1.891	3.250	-41,8%
(=) Dívida Líquida	(17.860)	(16.366)	9,1%

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

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.

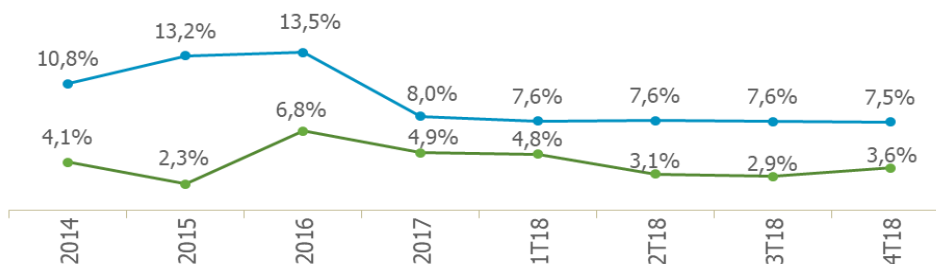


Notas:

- 1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos de R\$ 19.706 milhões. Para se chegar ao valor da dívida em IFRS, de R\$ 19.752 milhões, faz-se a inclusão dos encargos e o efeito de marcação a mercado (MTM) e custos com captação;
- 2) Curto Prazo (janeiro de 2019 – dezembro de 2019) = R\$ 2.896 milhões.

A posição de caixa ao final do 4T18 possuía índice de cobertura de **0,65x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2019. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,32** anos.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério em IFRS



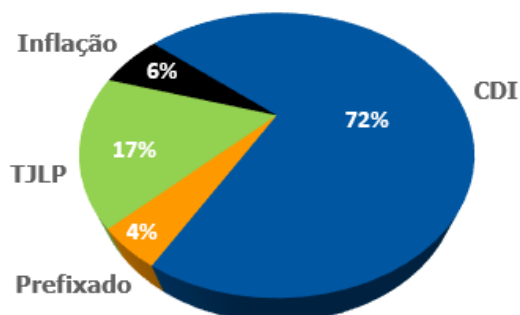
Nota: (1) a partir do 2T17, a CPFL Energia passou a calcular seu custo médio de dívida considerando o final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

5.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

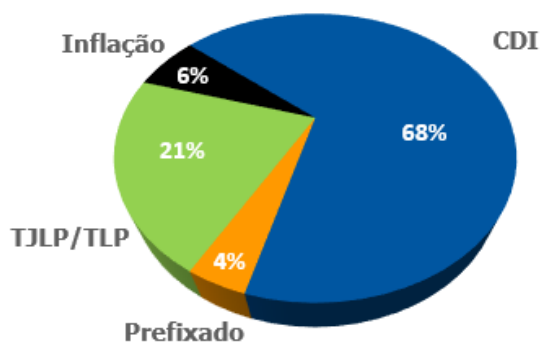
5.2.1) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

Indexação¹ Pós-*Hedge*² no Critério dos *Covenants* Financeiros – 4T17 vs. 4T18

4T17



4T18



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

2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (28,3% 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 4T18, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 16.274 milhões**, um aumento de **12,3%** em relação à posição de dívida líquida no final do 4T17, no montante de **R\$ 14.490 milhões**.

Critério <i>Covenants</i> R\$ Milhões	4T18	4T17	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(17.868)	(17.385)	2,8%
(+) Disponibilidades	1.593	2.895	-45,0%
(=) Dívida Líquida	(16.274)	(14.490)	12,3%
EBITDA <i>Proforma</i> ²	5.343	4.531	17,9%
Dívida Líquida / EBITDA	3,05	3,20	-4,8%

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\$ 16.274 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 5.343 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 4T18 alcançou **3,05x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos Realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)			2018	2017	Var.
	4T18	4T17	Var.			
Distribuição	617	618	-0,2%	1.770	1.883	-6,0%
Geração - Convencional	6	6	-0,8%	12	9	28,4%
Geração - Renováveis	51	55	-7,5%	225	621	-63,7%
Comercialização	1	1	-4,5%	3	3	0,0%
Serviços e Outros ¹	18	13	32,9%	53	55	-3,2%
Subtotal	693	694	-0,1%	2.062	2.570	-19,8%
Transmissão	1	0	87,1%	3	46	-92,5%
Total	693	694	-0,1%	2.066	2.617	-21,0%

Nota:

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

No 4T18, foram realizados investimentos de R\$ 693 milhões, uma redução de 0,1%, comparado ao 4T17. Já em 2018, foram realizados investimentos de R\$ 2.066 milhões, uma redução de 21,0%. Os investimentos relacionados ao segmento de transmissão, de acordo com o IFRIC 15, estão registrados como “Ativo Contratual das Transmissoras” (outros créditos).

Entre os investimentos, destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

Distribuição:

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

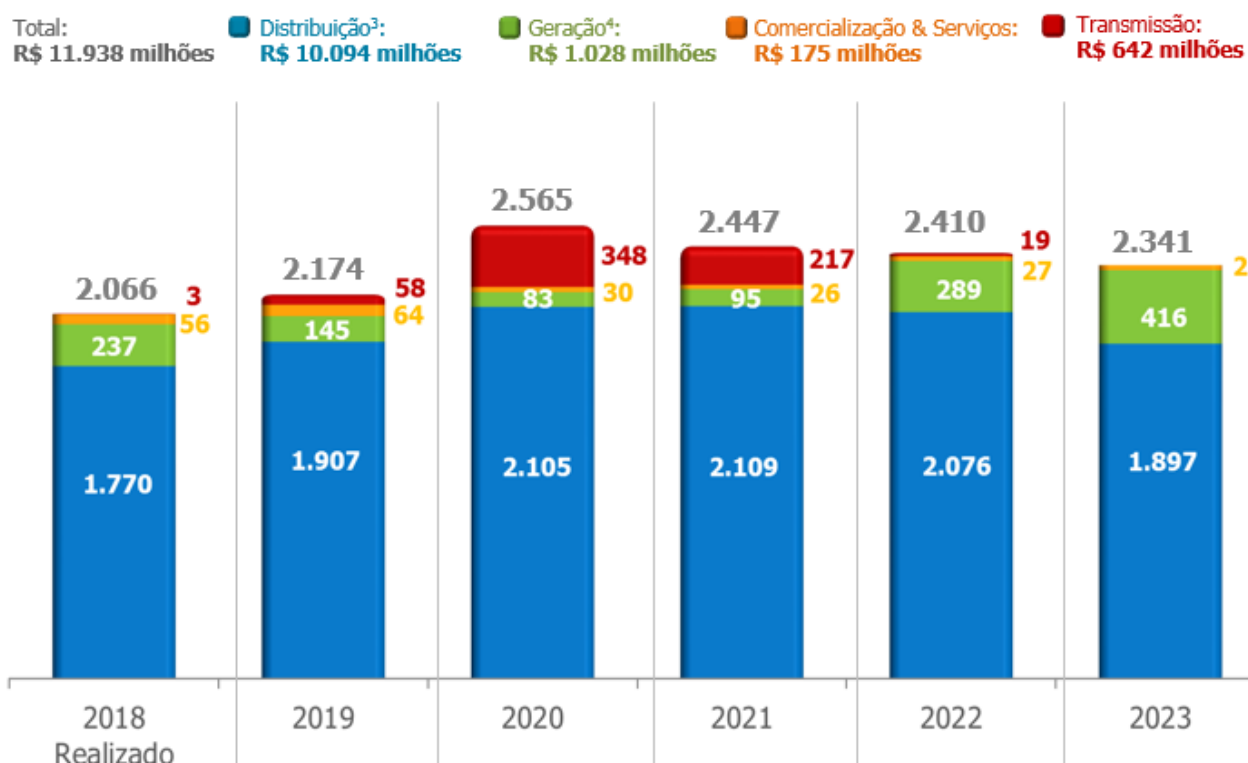
(ii) Geração:

- a. PCH Boa Vista II.

6.2) Investimentos Previstos

Em 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%)

O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 489 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 0,480182232 por ação, relativo ao exercício fiscal de 2018.

Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro

Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 2.235 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

8) MERCADO DE CAPITAIS

8.1) Desempenho das Ações

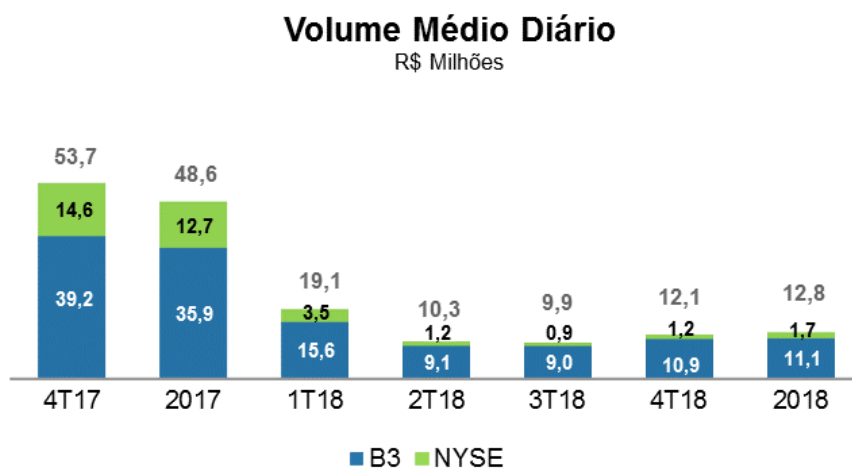
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
31/12/2018	R\$ 28,85	49.266	87.887	31/12/2018	\$ 14,80	22.007	23.327
30/09/2018	R\$ 23,87	39.351	79.342	30/09/2018	\$ 11,82	19.406	26.458
31/12/2017	R\$ 19,35	39.732	76.402	31/12/2017	\$ 11,50	22.690	24.719
Var. Tri	20,9%	25,2%	10,8%	Var. Tri	25,2%	13,4%	-11,8%
Var. 12M	49,1%	24,0%	15,0%	Var. 12M	28,7%	-3,0%	-5,6%

Em 31 de dezembro de 2018, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 28,85 por ação na B3 e US\$ 14,80 por ADR na NYSE, uma valorização no trimestre de 20,9% e 25,2%, respectivamente. Considerando a variação nos últimos 12 meses, as ações e os ADRs apresentaram uma valorização de 49,1% na B3 e de 28,7% na NYSE.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 4T18 foi de R\$ 12,1 milhões, sendo R\$ 10,9 milhões na B3 e R\$ 1,2 milhão na NYSE, representando uma redução de 77,5% em relação ao 4T17. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 61,8%.



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 reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário.

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

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

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

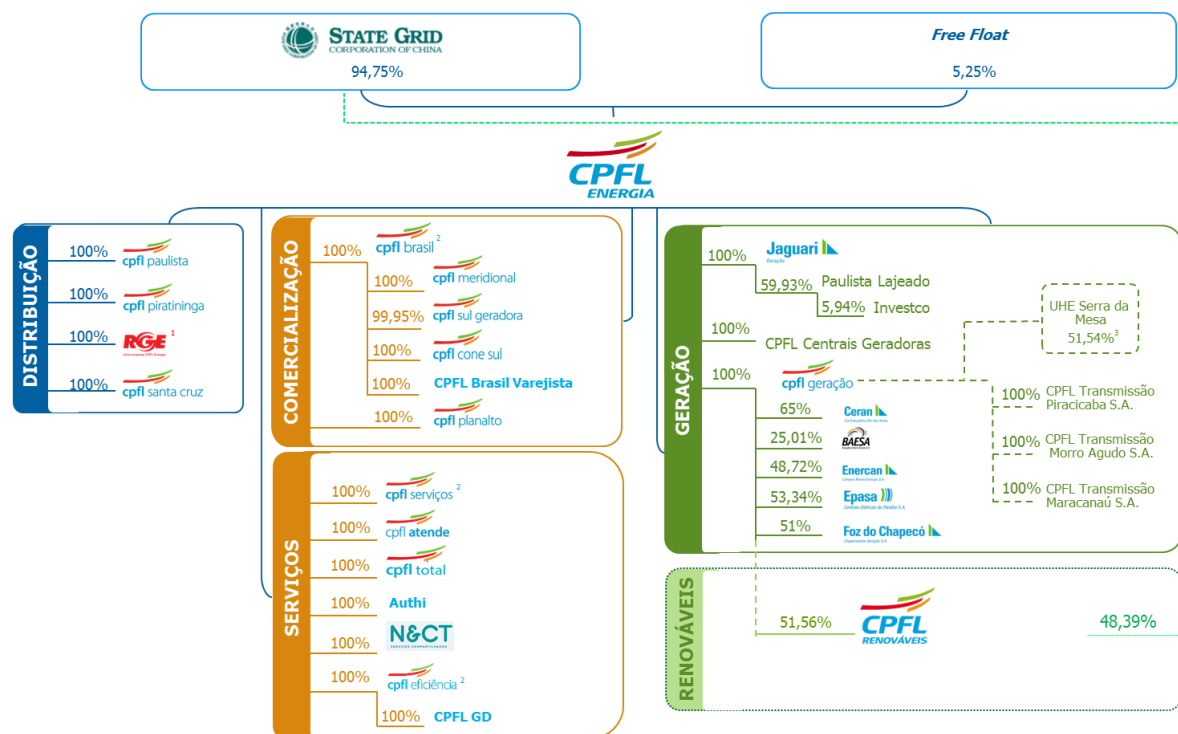
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto e 7 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança corporativa. A fim de garantir o alinhamento das práticas de governança, os Diretores Executivos ocupam posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL.

A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros, que também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei *Sarbanes Oxley* (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores <http://www.cpfil.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: 31/12/2018

Notas:

(1) RGE Sul 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.

10.1) OPA da CPFL Renováveis

A OPA Mandatória da CPFL Renováveis ocorreu em 26 de novembro de 2018. Conforme informado no Fato Relevante e no Comunicado ao Mercado divulgados em 26 e 30 de novembro de 2018, respectivamente, como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 243.771.824 ações ordinárias de emissão da companhia, representativas de 48,39% do capital social da companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 16,85, totalizando o valor de R\$ 4,1 bilhões. A State Grid e a CPFL Geração (controlada indiretamente pela State Grid) passaram a deter, em conjunto, 503.520.623 ações ordinárias de emissão da companhia, equivalente a 99,94% do capital social total da companhia.

10.2) Agrupamento das Distribuidoras RGE e RGE Sul

Em dezembro de 2018, ocorreu a incorporação da distribuidora Rio Grande Energia S.A. ("RGE" ou "Incorporada") pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul" ou "Incorporadora"). Em 04

de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499, foi anuído pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, o agrupamento das concessões das duas empresas, que se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018.

Como resultado do agrupamento, a RGE Sul (“Nova RGE”) passou a ser responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 381 municípios, localizados no Estado do Rio Grande do Sul, atendendo à demanda de 2,9 milhões de clientes.

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Bruta	8.613	9.197	-6,4%	36.310	33.768	7,5%
Receita Operacional Líquida	5.160	5.750	-10,2%	22.467	21.077	6,6%
Custo com Energia Elétrica	(3.104)	(3.767)	-17,6%	(15.022)	(14.147)	6,2%
Custos e Despesas Operacionais	(1.526)	(1.494)	2,1%	(5.208)	(5.399)	-3,5%
Resultado do Serviço	530	489	8,5%	2.237	1.531	46,2%
EBITDA⁽¹⁾	726	668	8,7%	3.004	2.234	34,5%
Resultado Financeiro	(61)	(87)	-30,4%	(310)	(566)	-45,3%
Lucro Antes da Tributação	469	401	16,9%	1.928	964	99,9%
Lucro Líquido	511	337	51,8%	1.432	665	115,4%

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.

11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 4T18, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 735 milhões, uma variação de R\$ 1.586 milhões na comparação com o 4T17, quando foram contabilizados R\$ 852 milhões em **ativos financeiros setoriais**. Em 2018, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.208 milhões, uma redução de 36,5% (R\$ 693 milhões) na comparação com 2017, quando foram contabilizados R\$ 1.901 milhões em **ativos financeiros setoriais**.

Em 31 de dezembro de 2018, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.508 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 2.207 milhões em 30 de setembro de 2018 e a um saldo positivo de R\$ 517 milhões em 31 de dezembro de 2017.

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

11.1.1.2) Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	8.245	7.020	17,4%	30.203	26.174	15,4%
Energia Elétrica de Curto Prazo	13	193	-93,3%	781	1.723	-54,7%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	568	592	-4,0%	1.771	2.026	-12,6%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	(734)	852	-	1.208	1.901	-36,4%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	375	347	7,9%	1.536	1.419	8,3%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	43	113	-62,3%	345	204	68,8%
Outras Receitas e Rendas	104	79	30,6%	467	321	45,2%
Total	8.613	9.197	-6,4%	36.310	33.768	7,5%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.647)	(1.405)	17,2%	(6.090)	(5.362)	13,6%
PIS e COFINS	(743)	(767)	-3,1%	(3.179)	(2.889)	10,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.187)	(787)	50,9%	(4.016)	(3.186)	26,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(45)	(51)	-10,0%	(203)	(188)	8,1%
PROINFA	(40)	(39)	3,1%	(152)	(167)	-9,0%
Bandeiras Tarifárias e Outros	216	(395)	-	(179)	(878)	-79,7%
Outros	(7)	(5)	26,6%	(24)	(21)	15,6%
Total	(3.452)	(3.447)	0,1%	(13.843)	(12.692)	9,1%
Receita Operacional Líquida	5.160	5.750	-10,2%	22.467	21.077	6,6%

No 4T18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 8.613 milhões, uma redução de 6,4% (R\$ 584 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Variação de R\$ 1.586 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um ativo financeiro setorial de R\$ 852 milhões no 4T17 para um passivo financeiro setorial de R\$ 735 milhões no 4T18;
- Redução de 93,3% (R\$ 181 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 62,3% (R\$ 70 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão;
- Redução de 4,0% (R\$ 24 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;

Parcialmente compensada por:

- Aumento de 17,4% (R\$ 1.224 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 4T17 e 4T18 (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 1,2% nas vendas na área de concessão;
- Aumento de 7,9% (R\$ 28 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);
- Aumento de 31,1% (R\$ 25 milhões) em Outras Receitas e Rendas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.452 milhões no 4T18, representando um aumento de 0,1% (R\$ 5 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 50,9% (R\$ 400 milhões) na CDE;
- Aumento de 17,2% (R\$ 242 milhões) no ICMS;
- Aumento de 3,1% (R\$ 1 milhão) no PROINFA;
- Aumento de 26,6% (R\$ 1 milhão) em outras deduções da receita operacional bruta;

Parcialmente compensados pelo seguinte fator:

- Variação de R\$ 611 milhões na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE, passando de uma despesa de R\$ 395 milhões no 4T17 para uma receita de R\$ 216 milhões no 4T18;
- Redução de 3,1% (R\$ 24 milhões) no PIS e Cofins;
- Redução de 10,0% (R\$ 5 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.160 milhões no 4T18, representando uma redução de 10,2% (R\$ 589 milhões).

Em 2018, a receita operacional bruta atingiu R\$ 36.310 milhões, um aumento de 7,5% (R\$ 2.542 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 15,4% (R\$ 4.029 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 2017 e 2018; e (ii) do aumento de 2,5% nas vendas na área de concessão;
- Aumento de 45,3% (R\$ 146 milhões) em Outras Receitas e Rendas;
- Aumento de 68,8% (R\$ 141 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão;
- Aumento de 8,3% (R\$ 117 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);

Parcialmente compensada por:

- Redução de 54,7% (R\$ 942 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 36,5% (R\$ 693 milhões) nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais;
- Redução de 12,6% (R\$ 256 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 13.843 milhões em 2018, representando um aumento de 9,1% (R\$ 1.151 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 26,1% (R\$ 831 milhões) na CDE;
- Aumento de 13,6% (R\$ 728 milhões) no ICMS;
- Aumento de 10,0% (R\$ 289 milhões) no PIS e Cofins;
- Aumento de 8,1% (R\$ 15 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;
- Aumento de 15,6% (R\$ 3 milhões) em outras deduções da receita operacional bruta;

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 79,7% (R\$ 700 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Redução de 9,0% (R\$ 15 milhões) no PROINFA.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 22.467 milhões em 2018, representando um aumento de 6,6% (R\$ 1.391 milhões).

11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	643	587	9,6%	2.668	2.351	13,5%
PROINFA	81	77	5,0%	331	293	12,8%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.061	3.085	-33,2%	10.979	11.643	-5,7%
Crédito de PIS e COFINS	(242)	(346)	-30,1%	(1.239)	(1.318)	-5,9%
Total	2.542	3.403	-25,3%	12.738	12.970	-1,8%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	465	534	-12,9%	2.039	1.462	39,4%
Encargos de Transporte de Itaipu	68	63	7,5%	266	160	66,5%
Encargos de Conexão	45	29	54,5%	155	106	46,2%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	5	67,1%	30	21	40,6%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	32	(229)	-	(106)	(453)	-76,6%
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	-	-	135	-	-
Crédito de PIS e COFINS	(57)	(39)	49,1%	(235)	(119)	96,4%
Total	562	364	54,2%	2.284	1.177	94,1%
Custo com Energia Elétrica	3.104	3.767	-17,6%	15.022	14.147	6,2%

No 4T18, 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\$ 3.104 milhões, representando uma redução de 17,6% (R\$ 663 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 2.542 milhões no 4T18, o que representa uma redução de 25,3% (R\$ 860 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 33,2% (R\$ 1.024 milhões) no **custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido à redução de 34,6% no preço médio de compra (de R\$ 303,67/MWh no 4T17 para R\$ 198,72 MWh no 4T18), parcialmente compensado pelo aumento de 2,1% (212 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- Redução de 30,1% (R\$ 104 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia;
- Aumento de 9,6% (R\$ 56 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 16,1% no preço médio de compra (de R\$ 197,38/MWh no 4T17 para R\$ 229,13/MWh no 4T18), parcialmente compensado pela redução de 5,6% (167 GWh) na quantidade de energia comprada;
- Aumento de 5,0% (R\$ 4 milhões) no **custo com o Proinfa**, decorrente do aumento de 6,0% no preço médio de compra (de R\$ 249,11/MWh no 4T17 para R\$ 264,09/MWh no 4T18), parcialmente compensado pela redução de 0,9% (3 GWh) na quantidade de energia comprada.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 562 milhões no 4T18, o que representa um aumento de 54,2% (R\$ 197 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Varição de R\$ 261 milhões nos **Encargos de Serviço do Sistema – ESS**, passando de uma receita de R\$ 229 milhões no 4T17 para uma despesa de R\$ 32 milhões no 4T18;
- Aumento de 54,5% (R\$ 16 milhões) nos **encargos de conexão**;
- Aumento de 7,5% (R\$ 5 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
- Aumento de 67,1% (R\$ 3 milhões) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 12,9% (R\$ 69 milhões) nos **encargos de rede básica**;
- (vi) Aumento de 49,1% (R\$ 19 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

Em 2018, 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\$ 15.022 milhões, representando um aumento de 6,2% (R\$ 876 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 12.738 milhões em 2018, o que representa uma redução de 1,8% (R\$ 232 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 5,7% (R\$ 665 milhões) no **custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido à redução de 6,6% (2.934 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 0,9% no preço médio de compra (de R\$ 261,23/MWh em 2017 para R\$ 263,67 MWh em 2018);

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 13,5% (R\$ 317 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 20,3% no preço médio de compra (de R\$ 199,58/MWh em 2017 para R\$ 240,03/MWh em 2018), parcialmente compensado pela redução de 5,6% (662 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Redução de 5,9% (R\$ 78 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
- (iv) Aumento de 12,8% (R\$ 37 milhões) no **custo com o Proinfa**, decorrente do aumento de 15,9% no preço médio de compra (de R\$ 256,70/MWh em 2017 para R\$ 297,52/MWh em 2018), parcialmente compensado pela redução de 2,7% (31 GWh) na quantidade de energia comprada.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 2.284 milhões em 2018, o que representa um aumento de 94,1% (R\$ 1.107 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 39,4% (R\$ 576 milhões) nos **encargos de rede básica**;
- (ii) Redução de 76,6% (R\$ 347 milhões) nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS** (reduzidor de custo), passando de uma receita de R\$ 453 milhões em 2017 para uma receita de R\$ 106 milhões em 2018;
- (iii) Despesa de R\$ 135 milhões em 2018, relacionada aos **Encargos de Energia de Reserva – EER**;
- (iv) Aumento de 66,5% (R\$ 106 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
- (v) Aumento de 46,2% (R\$ 49 milhões) nos **encargos de conexão**;
- (vi) Aumento de 40,6% (R\$ 9 milhões) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**;

Parcialmente compensados por:

- (vii) Aumento de 96,4% (R\$ 115 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.526 milhões no 4T18, comparado a R\$ 1.494 milhões no 4T17, um aumento de 2,1% (R\$ 32 milhões). Em 2018, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 5.208 milhões, comparado a R\$ 5.399 milhões em 2017, uma redução de 3,5% (R\$ 192 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	4T18	4T17	Variação		2018	2017	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(245)	(251)	6	-2,4%	(926)	(920)	(5)	0,6%
Material	(46)	(46)	(0)	0,6%	(170)	(170)	(1)	0,3%
Serviços de Terceiros	(239)	(235)	(5)	2,1%	(866)	(853)	(14)	1,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(209)	(163)	(46)	28,0%	(620)	(615)	(5)	0,8%
<i>PDD</i>	<i>(50)</i>	<i>(36)</i>	<i>(14)</i>	<i>39,9%</i>	<i>(166)</i>	<i>(155)</i>	<i>(11)</i>	<i>6,9%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(73)</i>	<i>(59)</i>	<i>(14)</i>	<i>24,2%</i>	<i>(180)</i>	<i>(179)</i>	<i>(0)</i>	<i>0,1%</i>
<i>Outros</i>	<i>(85)</i>	<i>(68)</i>	<i>(17)</i>	<i>25,1%</i>	<i>(274)</i>	<i>(280)</i>	<i>6</i>	<i>-2,1%</i>
Total PMSO Reportado	(739)	(695)	(45)	6,4%	(2.582)	(2.557)	(24)	1,0%

No 4T18, o **PMSO** atingiu R\$ 739 milhões, um aumento de 6,4% (R\$ 45 milhões), comparado a R\$ 695 milhões no 4T17.

Pessoal - redução de 2,4% (R\$ 6 milhões);

Material - aumento de 0,6% (R\$ 0,3 milhão);

Serviços de terceiros - aumento de 2,1% (R\$ 5 milhões), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: serviços de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 8 milhões), serviços terceirizados (R\$ 6 milhões), recuperação de inadimplência/cobrança (R\$ 2 milhões), manutenção de hardware/software (R\$ 2 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 2 milhões) e manutenção e conservação de edificações (R\$ 2 milhões); parcialmente compensados pelas reduções em outros serviços terceirizados (R\$ 8 milhões), manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 4 milhões), manutenção do sistema elétrico - linhas e redes (R\$ 3 milhões) e limpeza e conservação (R\$ 2 milhões);

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 28,0% (R\$ 46 milhões), devido aos aumentos nos seguintes itens: (a) compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 16 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas, (b) despesas legais e judiciais (R\$ 14 milhões), (c) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 14 milhões) e (d) outros custos/despesas (R\$ 1 milhão).

Em 2018, o **PMSO** atingiu R\$ 2.582 milhões, um aumento de 1,0% (R\$ 24 milhões), comparado a R\$ 2.557 milhões em 2017.

Pessoal - aumento de 0,6% (R\$ 5 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

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

Serviços de terceiros - aumento de 1,6% (R\$ 14 milhões), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: serviços de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 21 milhões), serviços terceirizados (R\$ 15 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 9 milhões), poda de árvores (R\$ 7 milhões), auditoria e consultoria (R\$ 5 milhões), manutenção de hardware/software (R\$ 4 milhões) e manutenção e conservação de edificações (R\$ 3 milhões); parcialmente compensados pelas reduções em outros serviços terceirizados (R\$ 32 milhões), manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 13 milhões) e manutenção do sistema elétrico - linhas e redes (R\$ 4 milhões);

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 0,8% (R\$ 5 milhões), devido aos aumentos nos seguintes itens: (a) perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulantes (R\$ 21 milhões), (b) outros custos/despesas (R\$ 16 milhões), (c) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 11 milhões) e (d) taxa de arrecadação (R\$ 7 milhões); parcialmente compensados pela redução na compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 50 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas.

Demais custos e despesas operacionais

No 4T18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 787 milhões, comparado a R\$ 800 milhões no 4T17, registrando uma redução de 1,6% (R\$ 13 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Redução de 4,0% (R\$ 24 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 568 milhões no 4T18, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (ii) Redução de 21,0% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 9,9% (R\$ 16 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- (iv) Aumento de 4,7% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

Em 2018, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.626 milhões, comparado a R\$ 2.842 milhões em 2017, registrando uma redução de 7,6% (R\$ 216 milhões), com as variações abaixo:

- (v) Redução de 12,6% (R\$ 256 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 1.771 milhões em 2018, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (vi) Redução de 21,0% (R\$ 23 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
- (vii) Redução de 2,9% (R\$ 2 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;

Parcialmente compensados por:

- (viii) Aumento de 10,1% (R\$ 65 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

11.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 726 milhões no 4T18, comparado a R\$ 668 milhões no 4T17, um aumento de 8,7% (R\$ 58 milhões). Em 2018, o **EBITDA** totalizou R\$ 3.004 milhões, comparado a R\$ 2.234 milhões em 2017, um aumento de 34,5% (R\$ 770 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Lucro Líquido	511	337	51,8%	1.432	665	115,4%
Depreciação e Amortização	196	179		767	704	
Resultado Financeiro	61	87		310	566	
IR/CS	(42)	64		495	300	
EBITDA	726	668	8,7%	3.004	2.234	34,5%

11.1.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	15	28	-46,1%	74	218	-66,0%
Acréscimos e Multas Moratórias	73	61	18,8%	273	262	4,3%
Atualização de Créditos Fiscais	1	1	-7,4%	8	8	4,5%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	9	-5,0%	36	49	-26,6%
Atualizações Monetárias e Cambiais	19	14	38,7%	69	40	71,5%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	9	7	29,0%	34	16	106,1%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	36	-	-	80	-	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(9)	(9)	9,5%	(36)	(36)	0,0%
Outros	9	13	-30,1%	38	41	-9,5%
Total	161	125	29,0%	575	597	-3,8%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(149)	(131)	13,8%	(582)	(623)	-6,6%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(44)	(69)	-36,2%	(227)	(390)	-41,9%
(-) Juros Capitalizados	6	6	-7,3%	18	21	-13,1%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	-	(2)	-100,0%	-	(82)	-100,0%
Outros	(35)	(18)	99,2%	(93)	(88)	5,6%
Total	(222)	(212)	4,5%	(885)	(1.164)	-24,0%
Resultado Financeiro	(61)	(87)	-30,4%	(310)	(566)	-45,3%

No 4T18, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 61 milhões, uma redução de 30,4% (R\$ 27 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: aumento de 29,0% (R\$ 36 milhões), passando de R\$ 125 milhões no 4T17 para R\$ 161 milhões no 4T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) **Atualização do ativo financeiro setorial** no 4T18, no montante de R\$ 36 milhões;
 - (ii) Aumento de 18,8% (R\$ 12 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iii) Aumento de 38,7% (R\$ 5 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido ao (a) aumento de R\$ 12 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensado pelas reduções (b) de R\$ 6 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel, e (c) de R\$ 1 milhão em outras atualizações monetárias e cambiais;
 - (iv) Aumento de 29,0% (R\$ 2 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
Parcialmente compensados por:
 - (v) Redução de 46,1% (R\$ 13 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
 - (vi) Redução de 30,1% (R\$ 4 milhões) em **outras receitas financeiras**;

- (vii) Aumento de 9,5% (R\$ 1 milhão) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reductor de receita).
- Despesa Financeira: aumento de 4,5% (R\$ 10 milhões), passando de R\$ 212 milhões no 4T17 para R\$ 222 milhões no 4T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 13,8% (R\$ 18 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
 - (ii) Aumento de 99,2% (R\$ 17 milhões) em **outras despesas financeiras**;Parcialmente compensados por:
 - (iii) Redução de 36,2% (R\$ 25 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 14 milhões); e (b) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 13 milhões); parcialmente compensados pelo (c) aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 2 milhões);
 - (iv) **Atualização do passivo financeiro setorial** no 4T17, no montante de R\$ 2 milhões (reductor de despesa).

Em 2018, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 310 milhões, uma redução de 45,3% (R\$ 257 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 3,8% (R\$ 23 milhões), passando de R\$ 597 milhões em 2017 para R\$ 575 milhões em 2018, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 66,0% (R\$ 144 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
 - (ii) Redução de 26,6% (R\$ 13 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
 - (iii) Redução de 9,5% (R\$ 4 milhões) em **outras receitas financeiras**;Parcialmente compensados por:
 - (iv) **Atualização do ativo financeiro setorial** em 2018, no montante de R\$ 80 milhões;
 - (v) Aumento de 71,5% (R\$ 29 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido ao: (a) aumento de R\$ 38 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensado pelas reduções (b) de R\$ 5 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais, e (c) de R\$ 4 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;
 - (vi) Aumento de 106,1% (R\$ 17 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (vii) Aumento de 4,3% (R\$ 11 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**.
- Despesa Financeira: redução de 24,0% (R\$ 279 milhões), passando de R\$ 1.164 milhões em 2017 para R\$ 885 milhões em 2018, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 41,9% (R\$ 163 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 103 milhões); (b) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 53 milhões); e (c) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 7 milhões);
 - (ii) **Atualização do passivo financeiro setorial** em 2017, no montante de R\$ 82 milhões (reductor de despesa);
 - (iii) Redução de 6,6% (R\$ 41 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 5,6% (R\$ 5 milhões) em **outras despesas financeiras**;
- (v) Redução de 13,1% (R\$ 3 milhões) nos **juros capitalizados** (reductor de despesa).

11.1.1.7) Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 511 milhões no 4T18, comparado a R\$ 337 milhões no 4T17, um aumento de 51,8% (R\$ 174 milhões). Em 2018, o **Lucro Líquido** totalizou R\$ 1.432 milhões, comparado a R\$ 665 milhões em 2017, um aumento de 115,4% (R\$ 768 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 ocorridos em outubro de 2018 e março de 2019

	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz
Resolução Homologatória	2.472	2.522
Reajuste	20,01%	13,31%
Parcela A	7,07%	1,12%
Parcela B	1,76%	0,90%
Componentes Financeiros	11,18%	11,29%
Efeito para o consumidor	19,25%	13,31%
Data de entrada em vigor	23/10/2018	22/03/2019

Revisões tarifárias periódicas ocorridas em 2018

	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE
Resolução Homologatória	2.381	2.385	2.401
Reajuste	12,68%	18,44%	21,27%
Parcela A	5,53%	6,79%	6,11%
Parcela B	3,14%	4,77%	9,45%
Componentes Financeiros	4,01%	6,88%	5,71%
Efeito para o consumidor	16,90%	22,47%	20,58%
Data de entrada em vigor	08/04/2018	19/04/2018	19/06/2018

4º Ciclo de Revisão Tarifária	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE
Data	abr/18	abr/18	jun/18
Base de Remuneração Bruta (A)	9.457	3.605	4.374
Taxa de Depreciação (B)	3,72%	3,87%	3,74%
QRR (C = A x B)	352	140	164
Base de Remuneração Líquida (D)	5.193	2.389	3.032
WACC antes dos impostos (E)	12,26%	12,26%	12,26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	637	290	372
Obrigações Especiais (G)	45	5	8
EBITDA Regulatório (H = C + F + G)	1.033	435	543
OPEX = CAOM + CAIMI (I)	1.245	438	523
Parcela B (J = H + I)	2.278	872	1.066
Índice de Produtividade da Parcela B (K)	0,96%	0,98%	1,07%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (L)	-0,17%	-0,71%	0,05%
Parcela B com ajustes (M = J * (K - L))	2.260	870	1.054
Outras Receitas (N)	88	19	28
Parcela B Ajustada (O = M - N)	2.172	851	1.026
Parcela A (P)	7.785	2.653	2.816
Receita Requerida (Q = O + P)	9.957	3.504	3.842

CPFL Paulista

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

RGE Sul

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

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	1T18	2T18	3T18	4T18	ANEEL ¹	2014	2015	2016	2017	1T18	2T18	3T18	4T18	ANEEL ¹
CPFL Paulista	6.92	7.76	7.62	7.14	6.90	6.50	6.25	6.17	7.38	4.87	4.89	5.00	4.94	4.76	4.46	4.13	4.01	6.33
CPFL Piratininga	6.98	7.24	8.44 ²	6.97	6.37	5.93	6.01	5.92	6.74	4.19	4.31	3.97 ²	4.45	4.13	3.61	3.71	3.88	5.82
RGE	18.77	15.98	14.44	14.17	13.74	13.46	13.15	13.43	11.48	9.14	8.33	7.56	7.74	7.09	6.71	6.28	6.30	8.50
RGE Sul	17.75	19.11	19.45	15.58	15.30	15.54	15.98	15.56	10.79	8.87	8.42	9.41	7.62	7.05	6.51	6.34	5.89	8.30
CPFL Santa Cruz				6.20	5.80	5.61	5.61	6.01	8.75				5.12	5.26	4.98	4.89	5.09	7.88

Notas:

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

O ano de 2018 apresentou resultados históricos positivos, principalmente para as distribuidoras de São Paulo e para a RGE. A CPFL Santa Cruz e RGE apresentaram o melhor resultado histórico do DEC. A CPFL Paulista e CPFL Piratininga, apresentaram o melhor resultado de DEC desde 2010 e 2012, respectivamente. Já para o consolidado de FEC de 2018, foi o melhor resultado para todas as empresas do grupo CPFL: CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, RGE e RGE Sul.

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	Perdas Totais					
	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	ANEEL
CPFL Energia	8,91%	8,82%	9,02%	8,86%	8,97%	8,30%
CPFL Paulista	8,94%	8,93%	9,10%	8,87%	9,09%	8,33%
CPFL Piratininga	7,70%	7,72%	7,87%	7,79%	7,90%	6,92%
RGE	9,01%	8,79%	9,05%	8,98%	8,95%	9,28%
RGE Sul	10,63%	10,24%	10,55%	10,58%	10,38%	8,90%
CPFL Santa Cruz	8,59%	8,65%	8,84%	8,09%	8,50%	7,59%

Notas:

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

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 8,97% no 4T18, comparado a 8,86% no 3T18, um aumento de 0,11 p.p. Se comparado ao 4T17 (8,91%), houve um aumento de 0,06 p.p.

11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

11.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Líquida	963	1.044	-7,8%	3.496	3.414	2,4%
EBITDA⁽¹⁾	14	53	-73,0%	96	171	-43,5%
Resultado Líquido	10	29	-65,5%	53	90	-41,2%

Nota:

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

Receita Operacional

No 4T18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 963 milhões, representando uma redução de 7,8% (R\$ 81 milhões).

Em 2018, a receita operacional líquida atingiu R\$ 3.496 milhões, representando um aumento de 2,4% (R\$ 82 milhões).

EBITDA

No 4T18, o EBITDA foi de R\$ 14 milhões, comparado a R\$ 53 milhões no 4T17, uma redução de 73,0% (R\$ 39 milhões).

Em 2018, o EBITDA foi de R\$ 96 milhões, comparado a R\$ 171 milhões em 2017, uma redução de 43,5% (R\$ 74 milhões).

Lucro Líquido

No 4T18, o lucro líquido foi de R\$ 10 milhões, comparado um lucro líquido de R\$ 29 milhões no 4T17, uma redução de 65,5% (R\$ 19 milhões).

Em 2018, o lucro líquido foi de R\$ 53 milhões, comparado um lucro líquido de R\$ 90 milhões no em 2017, uma redução de 41,2% (R\$ 37 milhões).

11.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Líquida	153	140	9,7%	533	486	9,7%
EBITDA⁽¹⁾	16	27	-40,0%	95	87	8,9%
Lucro Líquido	(3)	17	-	43	55	-21,7%

Nota:

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

Receita Operacional

No 4T18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 153 milhões, representando um aumento de 9,7% (R\$ 14 milhões).

Em 2018, a receita operacional líquida atingiu R\$ 533 milhões, representando um aumento de 9,7% (R\$ 47 milhões).

EBITDA

No 4T18, o EBITDA foi de R\$ 16 milhões, comparado a R\$ 27 milhões no 4T17, uma redução de 40,0% (R\$ 11 milhões).

Em 2018, o EBITDA foi de R\$ 95 milhões, comparado a R\$ 87 milhões em 2017, um aumento de 8,9% (R\$ 8 milhões).

Lucro Líquido

No 4T18, o prejuízo líquido foi de R\$ 3 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 17 milhões no 4T17.

Em 2018, o lucro líquido foi de R\$ 43 milhões, comparado a R\$ 55 milhões em 2017, uma redução de 21,7% (R\$ 12 milhões).

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Bruta	316	324	-2,5%	1.276	1.303	-2,1%
Receita Operacional Líquida	285	295	-3,4%	1.144	1.190	-3,9%
Custo com Energia Elétrica	(35)	(49)	-28,6%	(102)	(147)	-30,5%
Custos e Despesas Operacionais	(60)	(61)	-1,3%	(221)	(277)	-20,2%
Resultado do Serviço	190	185	2,5%	821	766	7,2%
EBITDA	312	275	13,4%	1.272	1.200	6,1%
Resultado Financeiro	(43)	(63)	-31,7%	(248)	(329)	-24,4%
Lucro Antes da Tributação	240	181	32,2%	907	750	21,0%
Lucro Líquido	234	185	26,4%	770	654	17,7%

Nota:

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

11.3.1.1) Receita Operacional

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

No 4T18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 316 milhões, uma redução de 2,5% (R\$ 8 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 285 milhões, registrando uma redução de 3,4% (R\$ 10 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Redução de R\$ 11 milhões em outras receitas operacionais;
- Redução de 2,1% (R\$ 4 milhões) no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga;

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 6,5% (R\$ 6 milhões) na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran);
- Aumento de R\$ 2 milhões na receita com suprimento de energia da Jaguari Geração.

Em 2018, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.276 milhões, uma redução de 2,1% (R\$ 27 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.144 milhões, registrando uma redução de 3,9% (R\$ 46 milhões).

Os principais fatores que contribuíram para a redução da receita operacional líquida foram:

- O efeito decorrente da consolidação das transmissoras, com a redução de R\$ 45 milhões na Receita com Construção de Infraestrutura;
- Redução de R\$ 16 milhões em outras receitas operacionais;
- Redução de 2,0% (R\$ 15 milhões) no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga;

Parcialmente compensada por:

- Aumento de R\$ 34 milhões na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran);
- Aumento de R\$ 15 milhões na receita com suprimento de energia da Jaguari Geração.

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 4T18, o custo com energia elétrica atingiu R\$ 35 milhões, uma redução de 28,6% (R\$ 14 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 29,2% (R\$ 12 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente à redução no preço médio de compra da energia oriunda da Baesa, aliado ao ganho com ressarcimento do acordo do GSF;
- Redução de 25,0% (R\$ 2 milhões) no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

Em 2018, o custo com energia elétrica foi de R\$ 102 milhões, uma redução de 30,5% (R\$ 45 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 36,2% (R\$ 44 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Na CPFL Geração, redução do custo com compra de energia (R\$ 50 milhões), explicado principalmente pela redução no preço médio de compra da energia oriunda da Baesa, aliado ao ganho com ressarcimento do acordo do GSF;
 - (ii) Redução de R\$ 9 milhões no custo com energia para as usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran);
 - (iii) Redução de R\$ 2 milhões no custo com energia da CPFL Centrais Geradoras;
Parcialmente compensados por:
 - (iv) Aumento de R\$ 17 milhões no custo com energia da Paulista Lajeado.
- Redução de 5,0% (R\$ 1 milhão) no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais

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

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 60 milhões no 4T18, comparados a R\$ 61 milhões no 4T17, uma redução de 1,3% (R\$ 1 milhão). Em 2018, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 221 milhões, comparados a R\$ 277 milhões no 2017, uma redução de 20,2% (R\$ 56 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO (R\$ milhões)						
	4T18	4T17	Variação %	2018	2017	Variação %
PMSO						
Pessoal	9	11	-13,3%	35	39	-10,5%
Material	1	1	23,5%	3	4	-31,8%
Serviços de Terceiros	8	7	22,0%	23	26	-14,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	12	12	5,2%	41	39	4,9%
Prêmio do Risco do GSF	(5)	2	-	4	4	-
Outros	18	10	80,0%	37	35	5,4%
Total PMSO	31	30	2,7%	101	109	-6,7%

O item PMSO atingiu R\$ 31 milhões no 4T18, registrando um aumento de 2,7%, decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 22,0% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Serviços de Terceiros;
 - (ii) Aumento de 5,2% (R\$ 1 milhão) em Outros Custos/Despesas Operacionais;
 - (iii) Aumento de 23,5% (R\$ 0,2 milhão) nas despesas com Material;
- Parcialmente compensados por:
- (iv) Redução de 13,3% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Pessoal.

Em 2018, o item PMSO atingiu R\$ 101 milhões, comparado a R\$ 109 milhões no 2017, registrando uma redução de 6,7% (R\$ 7 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Redução de 10,5% (R\$ 4 milhões) nas despesas com Pessoal;
 - (ii) Redução de 14,0% (R\$ 4 milhões) nas despesas com Serviços de Terceiros;
 - (iii) Redução de 31,8% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Material;
- Parcialmente compensados por:
- (iv) Aumento de 4,9% (R\$ 2 milhões) em Outros Custos/Despesas Operacionais.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 29 milhões no 4T18, comparado a R\$ 31 milhões no 4T17, registrando uma redução de 5,2% (R\$ 2 milhões), explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de 5,0% (R\$ 1 milhão) em Depreciação e Amortização;
- (ii) Redução de 28,3% (R\$ 0,1 milhão) nos Custos com Construção da Infraestrutura (CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo);
- (iii) Redução de 24,9% (R\$ 0,1 milhão) com Entidade de Previdência Privada.

Em 2018, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 120 milhões, comparado a R\$ 168 milhões no 2017, registrando uma redução de 28,9% (R\$ 49 milhões), explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de 96,5% (R\$ 44 milhões) em Custos com Construção da Infraestrutura (CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo);

- (ii) Redução de 3,8% (R\$ 4 milhões) em Depreciação e Amortização;
- (iii) Redução de 24,9% (R\$ 0,5 milhão) com Entidade de Previdência Privada.

11.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	4T18	4T17	Var. R\$	Var. %	2018	2017	Var. R\$	Var. %
Projetos								
UHE Barra Grande	5	(0)	5	-	1	12	(11)	-93,3%
UHE Campos Novos	31	(3)	34	-	101	86	16	18,2%
UHE Foz do Chapecó	32	26	6	21,5%	127	121	7	5,5%
UTE Epasa	26	37	(11)	-29,6%	105	95	11	11,3%
Total	93	60	34	56,1%	335	313	22	7,0%

No 4T18, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 93 milhões, comparado a R\$ 60 milhões no 4T17, um aumento de 56,1% (R\$ 34 milhões).

Em 2018, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 335 milhões, comparado a R\$ 313 milhões em 2017, um aumento de 7,0% (R\$ 22 milhões).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
EPASA	4T18	4T17	Var. R\$	Var. %	2018	2017	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	121	138	(17)	-12,4%	448	421	27	6,4%
Custos/Desp. Operacionais	(83)	(85)	2	-2,9%	(300)	(276)	(23)	8,4%
Depreciação e Amortização	(4)	(6)	2	-26,9%	(18)	(19)	1	-3,1%
Resultado Financeiro	(2)	(6)	4	-71,8%	(7)	(11)	4	-38,4%
IR/CS	(5)	(8)	3	-32,6%	(13)	(14)	1	-9,1%
Lucro Líquido	26	37	(11)	-29,6%	105	95	11	11,3%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
FOZ DO CHAPECO	4T18	4T17	Var. R\$	Var. %	2018	2017	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	110	110	1	0,5%	441	423	18	4,1%
Custos/Desp. Operacionais	(25)	(33)	8	-23,0%	(98)	(95)	(3)	2,7%
Depreciação e Amortização	(13)	(16)	4	-21,8%	(60)	(65)	5	-7,1%
Resultado Financeiro	(21)	(47)	26	-54,8%	(90)	(81)	(9)	11,0%
IR/CS	(17)	(12)	(5)	43,8%	(45)	(44)	(1)	1,2%
Lucro Líquido	32	26	6	21,5%	127	121	7	5,5%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
BAESA	4T18	4T17	Var. R\$	Var. %	2018	2017	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	24	43	(18)	-43,0%	80	103	(23)	-22,1%
Custos/Desp. Operacionais	(13)	(38)	25	-66,2%	(54)	(67)	13	-19,4%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	(0)	0,0%	(13)	(13)	0	0,0%
Resultado Financeiro	(4)	(4)	0	-11,1%	(12)	(6)	(7)	115,6%
IR/CS	(0)	0	(1)	-	4	(3)	7	-
Lucro Líquido	5	(0)	5	-	1	12	(11)	-

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
ENERCAN	4T18	4T17	Var. R\$	Var. %	2018	2017	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	78	71	7	9,8%	288	283	6	2,0%
Custos/Desp. Operacionais	(23)	(68)	45	-66,1%	(92)	(133)	41	-30,9%
Depreciação e Amortização	(6)	(6)	0	-5,8%	(24)	(26)	1	-5,2%
Resultado Financeiro	(5)	(7)	2	-33,5%	(20)	1	(21)	-
IR/CS	(14)	3	(16)	-	(32)	(22)	(10)	44,2%
Lucro Líquido	31	(3)	34	-	101	86	16	18,2%

11.3.1.5) EBITDA

No 4T18, o **EBITDA** foi de R\$ 312 milhões, comparado a R\$ 275 milhões no 4T17, um aumento de 13,4% (R\$ 37 milhões).

Em 2018, o **EBITDA** foi de R\$ 1.272 milhões, comparado a R\$ 1.200 milhões no 2017, um aumento de 6,1% (R\$ 73 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2.018	2.017	Var.
Lucro Líquido	234	185	26,4%	770	654	17,7%
Depreciação e Amortização	29	30		117	121	
Resultado Financeiro	43	63		248	329	
IR/CS	5	(4)		137	96	
EBITDA	312	275	13,4%	1.272	1.200	6,1%

11.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	6	12	-51,6%	40	80	-50,1%
Atualização de Créditos Fiscais	0	0	248,5%	2	1	185,6%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	(5)	-	1	19	-93,0%
Juros sobre contratos de mútuo	7	0	-	18	0	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(1)	16,8%	(3)	(4)	-11,7%
Outros	9	9	-5,7%	18	12	45,6%
Total	21	16	28,4%	76	109	-30,1%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(59)	(65)	-9,2%	(249)	(354)	-29,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(0)	(11)	-95,7%	(52)	(71)	-26,8%
Uso do Bem Público - UBP	(4)	(3)	20,1%	(18)	(8)	120,7%
Outros	(1)	(0)	140,2%	(5)	(4)	20,5%
Total	(64)	(80)	-19,4%	(324)	(437)	-25,8%
Resultado Financeiro	(43)	(63)	-31,7%	(248)	(328)	-24,4%

No 4T18, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 43 milhões, representando uma redução de 31,7% (R\$ 20 milhões) em relação à despesa financeira líquida de R\$ 63 milhões registrada no 4T17.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 16 milhões no 4T17 para R\$ 21 milhões no 4T18, um aumento de 28,4% (R\$ 5 milhões), devido a:
 - ✓ Receita de R\$ 7 milhões no 4T18 referente a **juros sobre contratos de mútuo**;
 - ✓ Variação de R\$ 5 milhões nas **atualizações monetárias e cambiais** (efeito de R\$ 1 milhão do derivativo *zero-cost collar*² no período);Parcialmente compensado por:
 - ✓ Redução de 51,6% (R\$ 6 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**.
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 80 milhões no 4T17 para R\$ 64 milhões no 4T18, uma redução de 19,4% (R\$ 15 milhões), principalmente devido a:
 - ✓ Redução de 95,7% (R\$ 11 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;
 - ✓ Redução de 9,2% (R\$ 6 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;Parcialmente compensado por:
 - ✓ Aumento de 20,1% (R\$ 1 milhão) nas **despesas financeiras de UBP**;
 - ✓ Aumento de 140,2% (R\$ 1 milhão) em **outras despesas financeiras**.

Em 2018, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 248 milhões, representando uma redução de 24,4% (R\$ 80 milhões), em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 328 milhões registrada no 2017.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 109 milhões no 2017 para R\$ 76 milhões em 2018, uma redução de 30,1% (R\$ 33 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 50,1% (R\$ 40 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
 - ✓ Redução de 93,0% (R\$ 18 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido principalmente ao efeito do derivativo *zero-cost collar* no período (R\$ 20 milhões);Parcialmente compensado por:
 - ✓ Receita de R\$ 18 milhões no 2018 referente a **juros sobre contratos de mútuo**;
 - ✓ Aumento de 45,6% (R\$ 6 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - ✓ Aumento de 185,6% (R\$ 1 milhão) referente à **Atualização de Créditos Fiscais**.
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 437 milhões em 2017 para R\$ 324 milhões em 2018, uma redução de 25,8% (R\$ 113 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 29,5% (R\$ 104 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;
 - ✓ Redução de 26,8% (R\$ 19 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;Parcialmente compensado por:
 - ✓ Aumento de 120,7% (R\$ 10 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**.

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.

11.3.1.7) Lucro Líquido

No 4T18, o **lucro líquido** foi de R\$ 234 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 185 milhões no 4T17, um aumento de 26,4% (R\$ 49 milhões).

Em 2018, o **lucro líquido** foi de R\$ 770 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 654 milhões no 2017, um aumento de 17,7% (R\$ 116 milhões).

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)						
	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Receita Operacional Bruta	545	625	-12,8%	2.044	2.067	-1,1%
Receita Operacional Líquida	516	591	-12,7%	1.936	1.959	-1,2%
Custo com Energia Elétrica	(59)	(124)	-52,8%	(320)	(348)	-8,0%
Custos e Despesas Operacionais	(314)	(268)	17,2%	(1.030)	(1.006)	2,4%
Resultado do Serviço	143	199	-28,0%	586	605	-3,1%
EBITDA ⁽¹⁾	298	354	-15,8%	1.209	1.222	-1,1%
Resultado Financeiro	(129)	(124)	4,7%	(504)	(511)	-1,3%
Lucro antes da Tributação	14	75	-81,6%	82	94	-13,1%
Lucro Líquido	107	51	108,4%	119	20	504,5%

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 4T18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 545 milhões, representando uma redução de 12,8% (R\$ 80 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 516 milhões, representando uma redução de 12,7% (R\$ 75 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- Redução de R\$ 34 milhões na receita das eólicas devido principalmente aos seguintes fatores: (i) baixa de R\$ 11 milhões nos contratos do Proinfa, decorrente do reconhecimento de benefício fiscal, que não se materializou; (ii) efeito positivo do ajuste anual e quadrianual dos contratos de algumas eólicas no 4T17, que não se repetiu no 4T18 (R\$ 8 milhões); (iii) ressarcimento pela menor geração das usinas do Proinfa (R\$ 8 milhões); e (iv) menor geração dos complexos eólicos no Rio Grande do Norte (R\$ 7 milhões). Tais itens foram parcialmente compensados pelo reajuste de preço dos contratos de venda de energia no período.

Fonte PCHs e Holding:

- Redução de R\$ 56 milhões na receita das PCHs e da *Holding* devido principalmente às operações de *hedge* e *swap* de empresas *intercompany* do complexo eólico de Pedra Cheirosa no 4T17 que aumentaram a receita e tiveram contrapartida na compra de energia e que não se

repetiram no 4T18. Tal efeito foi parcialmente compensado pelo menor GSF das PCHs do Proinfa e reajuste de preço dos contratos de venda de energia.

Fonte Biomassa:

- Aumento de R\$ 15 milhões na receita das biomassas devido ao excedente de geração de algumas usinas liquidadas a PLD, à estratégia de sazonalização dos contratos e ao reajuste de preço dos contratos de venda de energia.

No 2018, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 2.044 milhões, representando uma redução de 1,1% (R\$ 23 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.936 milhões, representando uma redução de 1,2% (R\$ 23 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- Aumento de R\$ 29 milhões na receita das eólicas devido principalmente aos seguintes fatores: (i) ao efeito positivo de R\$ 46 milhões do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão; (ii) à entrada em operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa em junho de 2017 (R\$ 29 milhões); e (iii) reajuste dos contratos de venda. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes itens: (iv) menor geração dos complexos eólicos no Rio Grande do Norte (R\$ 38 milhões); (v) baixa de R\$ 11 milhões nos contratos do Proinfa, decorrente do reconhecimento de benefício fiscal, que não se materializou; (vi) efeito positivo do ajuste anual e quadrianual dos contratos de algumas eólicas em 2017, que não se repetiu em 2018 (R\$ 9 milhões); e (vii) ressarcimento pela menor geração das usinas do Proinfa.

Fonte PCHs e Holding:

- Redução de R\$ 80 milhões na receita das PCHs e da *Holding* devido principalmente às operações de *swap* de empresas *intercompany* do complexo eólico de Pedra Cheirosa em 2017 liquidadas a PLD na *Holding*, com contrapartida na compra de energia e que não se repetiram em 2018. Tal efeito foi parcialmente compensado pelo menor GSF das PCHs do Proinfa e reajuste de preço dos contratos de venda de energia.

Biomassa:

- Aumento de R\$ 28 milhões na receita das biomassas devido à liquidação à PLD do excedente da geração de algumas usinas e ao reajuste de preço dos contratos de venda de energia.

11.4.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 4T18, o custo com energia elétrica totalizou R\$ 59 milhões, representando uma redução de 52,8% (R\$ 66 milhões). O custo de compra de energia totalizou R\$ 34 milhões no 4T18, montante 65,9% inferior ao registrado no 4T17 (R\$ 65 milhões), influenciado principalmente pelas compras de energia para atender à exposição no mercado de curto prazo, *hedge* e recomposição de lastro no 4T17 e pela menor compra de energia para atender GSF. O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 25 milhões no 4T18, redução de 1,7% em relação ao 4T17 (R\$ 0,4 milhão).

Em 2018, o custo com energia elétrica totalizou R\$ 320 milhões, representando uma redução de 8,0% (R\$ 28 milhões). O custo com compra de energia apresentou redução de 7,0% em relação a 2017 (R\$ 17 milhões), também influenciado principalmente pelas compras de energia para atender à exposição no mercado de curto prazo, *hedge* e recomposição de lastro em 2017 e pela menor compra de energia para atender GSF. Para 2018, as compras foram majoritariamente para cobrir exposição das eólicas do mercado livre. O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 89 milhões em 2018, redução de 10,4% em relação a 2017 (R\$ 10 milhões), devido principalmente ao efeito positivo da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins no 2T18, parcialmente compensados 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\$ 314 milhões no 4T18, comparado a R\$ 268 milhões no 4T17, representando um aumento de 17,2% (R\$ 46 milhões). Em 2018, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 1.030 milhões, comparado a R\$ 1.006 milhões em 2017, um aumento de 2,4% (R\$ 24 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	4T18	4T17	Variação		2018	2017	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO								
Pessoal	(26)	(27)	0	-0,7%	(102)	(98)	(4)	3,9%
Material	(6)	(8)	2	-28,6%	(26)	(25)	(2)	6,9%
Serviços de Terceiros	(48)	(44)	(5)	10,4%	(169)	(170)	1	-0,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(79)	(35)	(44)	128,3%	(109)	(96)	(13)	13,5%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50,0%	(1)	(2)	1	-50,0%
Outros	(78)	(33)	(45)	134,7%	(108)	(94)	(14)	15,1%
Total PMSO	(159)	(113)	(46)	41,2%	(407)	(389)	(18)	4,6%

O item PMSO atingiu R\$ 159 milhões no 4T18, comparado a R\$ 113 milhões no 4T17, um aumento de 41,2% (R\$ 46 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento nos custos com as manutenções decorrentes dos serviços de O&M dos parques eólicos do Ceará, pois no segundo semestre de 2017 a manutenção foi realizada por equipe própria; parcialmente compensado pela menor compra de bagaço e cavaco de madeira para geração de biomassa e pela tomada de crédito de PIS e Cofins no 4T18; (ii) aumento no montante de provisões para perdas e registro de baixa de ativos no 4T18 em relação ao 4T17; a baixa e a provisão de perda de ativos de projetos são decorrentes da incerteza de investimento; adicionalmente, ocorreram baixas de saldos de contas a receber, em função de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon) e provisões para perda de ativos no 4T17.

Em 2018, o item PMSO totalizou R\$ 407 milhões, comparado a R\$ 389 milhões em 2017, um aumento de 4,6% (R\$ 18 milhões), devido principalmente ao aumento no montante de provisões para perdas e registro de baixa de ativos em 2018 em relação a 2017; a baixa e a provisão de perda de ativos de projetos são decorrentes da incerteza de investimento; adicionalmente, ocorreram baixas de saldos de contas a receber, em função de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon) e provisões para perda de ativos em 2017; parcialmente compensados pela redução na linha de serviços de terceiros em função de menores gastos com consultoria.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais, representados pelas contas de Depreciação e Amortização, atingiram R\$ 155 milhões no 4T18, estável em relação ao 4T17. Em 2018, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 623 milhões, comparado a R\$ 617 milhões em 2017, registrando um aumento de 1,0% (R\$ 6 milhões), devido à entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa, em junho 2017, e da PCH Boa Vista II, em novembro de 2018.

11.4.1.4) EBITDA

No 4T18, o EBITDA foi de R\$ 298 milhões, comparado a R\$ 354 milhões no 4T17, uma redução de 15,8% (R\$ 56 milhões). Esse resultado deve-se principalmente: (i) menor receita líquida dos parques eólicos e operações de *hedge*; (ii) maior volume de provisões e baixa de ativos no 4T18. Tais itens foram parcialmente compensados pelo menor custo com compra de energia.

Em 2018, o EBITDA foi de R\$ 1.209 milhões, comparado a R\$ 1.222 milhões em 2017, uma redução de 1,1% (R\$ 13 milhões). Esse resultado deve-se principalmente: (i) menor receita líquida; (ii) maior volume de provisões e baixa de ativos. Tais itens parcialmente compensados pelo menor custo com compra de energia.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Lucro Líquido	107	51	108,4%	119	20	504,5%
Depreciação e Amortização	(155)	(155)		(623)	(617)	
Resultado Financeiro	(129)	(124)		(504)	(511)	
IR/CS	93	(24)		37	(74)	
EBITDA	298	354	-15,8%	1.209	1.222	-1,1%

11.4.1.5) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)							
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.	
Receitas							
Rendas de Aplicações Financeiras		22	26	-16,3%	93	126	-26,2%
Acréscimos e Multas Moratórias		0	0	13,6%	0	1	-88,7%
Atualização de Depósitos Judiciais		0	0	99,1%	1	1	140,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais		0	2	-97,2%	0	2	-85,6%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras		(1)	(1)	-42,7%	(3)	(5)	-34,3%
Outros		15	4	320,4%	40	13	204,8%
Total		37	31	20,4%	132	138	-4,4%
Despesas							
Encargos de Dívidas		(108)	(127)	-14,6%	(451)	(559)	-19,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais		(21)	(19)	11,5%	(70)	(72)	-1,8%
(-) Juros Capitalizados		3	2	21,9%	11	30	-64,5%
Outros		(40)	(11)	266,3%	(125)	(47)	163,7%
Total		(166)	(154)	-7,8%	(636)	(649)	-2,0%
Resultado Financeiro		(129)	(124)	-4,7%	(504)	(511)	-1,3%

O resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 129 milhões no 4T18, uma redução de 4,7% (R\$ 6 milhões). Em 2018, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 504 milhões, uma redução de 1,3% (R\$ 7 milhões).

As receitas financeiras totalizaram R\$ 37 milhões no 4T18, um aumento de 20,4% (R\$ 6 milhões), decorrentes principalmente da maior receita com atualização de valores a receber de liquidações na CCEE (R\$ 10,9 milhões), parcialmente compensada pela menor taxa média do CDI nos períodos (6,40% no 4T18 vs. 7,47% no 4T17). Em 2018, as receitas financeiras totalizaram R\$ 132 milhões, uma redução de 4,4% (R\$ 6 milhões), decorrentes principalmente da menor taxa média do CDI nos períodos (6,47% em 2018 vs. 10,07% em 2017), parcialmente compensadas pela maior receita com atualização de valores a receber na CCEE (R\$ 26 milhões).

As despesas financeiras totalizaram R\$ 166 milhões no 4T18, um aumento de 7,8% (R\$ 12 milhões). Em 2018, as despesas financeiras totalizaram R\$ 636 milhões, uma redução de 2,0% (R\$ 13 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela queda do CDI médio e da TJLP, parcialmente compensadas pelo 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.

11.4.1.6) Lucro Líquido

No 4T18, o lucro líquido foi de R\$ 107 milhões, comparado ao lucro líquido de R\$ 51 milhões no 4T17, um aumento de 108,4% (R\$ 56 milhões). Já em 2018, o lucro líquido foi de R\$ 119 milhões, comparado ao lucro líquido de R\$ 20 milhões em 2017, um aumento de 504,5% (R\$ 99 milhões). Esses desempenhos refletem principalmente o reconhecimento dos créditos tributáveis que impactou positivamente a linha de imposto de renda e contribuição social e a melhora do resultado financeiro, parcialmente compensados pela piora do EBITDA.

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 2.418 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	167	-	1.911	340	2.418
Total	648	370	3.289	341	4.648

PCH Boa Vista II – Em Operação

A PCH Boa Vista II, projeto localizado no Estado de Minas Gerais, entrou em operação em novembro de 2018, com mais de 1 ano de antecipação. A capacidade instalada é de 29,9 MW e a garantia física é de 15,2 MWmédios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova (A-5) de 2015. (preço: R\$ 240,47/MWh – dezembro de 2018).

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 – dezembro de 2018).

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 – dezembro de 2018).

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	1.891.457	3.249.642
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.547.951	4.301.283
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	100.182	56.145
Tributos a Compensar	411.256	395.045
Derivativos	309.484	444.029
Ativo Financeiro Setorial	1.330.981	210.834
Ativo Financeiro da Concessão	-	23.736
Outros Créditos	811.005	900.498
	9.402.316	9.581.212
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	752.795	236.539
Coligadas, Controladas e Controladora	-	8.612
Depósitos Judiciais	854.374	839.990
Tributos a Compensar	253.691	233.444
Ativo Financeiro Setorial	223.880	355.003
Derivativos	347.507	203.901
Créditos Fiscais Diferidos	956.380	943.199
Ativo Financeiro da Concessão	7.430.149	6.545.668
Investimentos ao Custo	116.654	116.654
Outros Créditos	927.440	840.192
Investimentos	980.362	1.001.550
Imobilizado	9.456.614	9.787.125
Intangível	10.509.368	10.589.824
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	32.809.214	31.701.701
TOTAL DO ATIVO	42.211.530	41.282.912

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Fornecedores	2.398.085	3.296.870
Empréstimos e Financiamentos	2.446.113	3.589.607
Debêntures	917.352	1.703.073
Entidade de Previdência Privada	86.623	60.801
Taxas Regulamentares	150.656	581.600
Impostos, Taxas e Contribuições	765.438	710.303
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	532.608	297.744
Obrigações Estimadas com Pessoal	119.252	116.080
Derivativos	8.139	10.230
Passivo Financeiro Setorial	-	40.111
Uso do Bem Público	11.570	10.965
Outras Contas a Pagar	979.296	961.306
TOTAL DO CIRCULANTE	8.415.132	11.378.688
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	333.036	128.438
Empréstimos e Financiamentos	8.989.846	7.402.450
Debêntures	8.023.493	7.473.454
Entidade de Previdência Privada	1.156.639	880.360
Impostos, Taxas e Contribuições	9.691	18.839
Débitos Fiscais Diferidos	1.136.227	1.249.591
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	979.360	961.134
Derivativos	23.659	84.576
Passivo Financeiro Setorial	46.703	8.385
Uso do Bem Público	89.965	83.766
Outras Contas a Pagar	475.396	426.889
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	21.264.015	18.717.881
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	469.257	468.014
Reserva Legal	798.090	798.090
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	-	826.600
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	3.630.413	1.292.046
Resultado Abrangente Acumulado	(376.294)	(164.506)
Lucros Acumulados	-	-
	10.262.749	8.961.528
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.269.634	2.224.816
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	12.532.383	11.186.344
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	42.211.530	41.282.912

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado						
	4T18	4T17	Varição	2018	2017	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	7.892.531	6.889.384	14,6%	29.021.436	25.696.996	12,9%
Suprimento de Energia Elétrica	1.308.572	1.624.659	-19,5%	5.452.488	6.146.626	-11,3%
Receita com construção de infraestrutura	568.769	592.724	-4,0%	1.772.222	2.073.423	-14,5%
Atualização do ativo financeiro da concessão	42.517	112.730	-62,3%	345.015	204.443	68,8%
Ativo e passivo financeiro setorial	(734.837)	851.553	-	1.207.917	1.900.837	-36,5%
Outras Receitas Operacionais	1.235.989	1.022.363	20,9%	4.827.178	4.031.173	19,7%
	10.313.541	11.093.412	-7,0%	42.626.257	40.053.498	6,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.627.219)	(3.633.780)	-0,2%	(14.489.630)	(13.308.593)	8,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.686.322	7.459.632	-10,4%	28.136.627	26.744.905	5,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.299.523)	(4.305.813)	-23,4%	(15.466.265)	(15.617.498)	-1,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(585.423)	(390.449)	49,9%	(2.371.901)	(1.284.020)	84,7%
	(3.884.946)	(4.696.263)	-17,3%	(17.838.165)	(16.901.518)	5,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(380.253)	(378.816)	0,4%	(1.414.475)	(1.377.158)	2,7%
Material	(70.043)	(67.966)	3,1%	(258.079)	(249.974)	3,2%
Serviços de Terceiros	(193.190)	(178.942)	8,0%	(691.753)	(727.152)	-4,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(306.268)	(210.061)	45,8%	(769.552)	(752.633)	2,2%
PDD	(55.522)	(36.212)	53,3%	(169.259)	(155.098)	9,1%
Despesas legais e judiciais	(74.083)	(66.370)	11,6%	(186.686)	(188.355)	-0,9%
Outros	(176.663)	(107.479)	64,4%	(413.607)	(409.181)	1,1%
Custos com Construção de Infraestrutura	(568.757)	(592.707)	-4,0%	(1.772.162)	(2.071.698)	-14,5%
Entidade de Previdência Privada	(22.477)	(28.461)	-21,0%	(89.909)	(113.887)	-21,1%
Depreciação e Amortização	(329.675)	(316.061)	4,3%	(1.307.207)	(1.242.837)	5,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(72.736)	(70.689)	2,9%	(286.858)	(286.215)	0,2%
	(1.943.400)	(1.843.704)	5,4%	(6.589.995)	(6.821.554)	-3,4%
EBITDA¹	1.353.748	1.366.242	-0,9%	5.637.308	4.863.856	15,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	857.976	919.665	-6,7%	3.708.467	3.021.834	22,7%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	183.596	171.418	7,1%	762.413	880.314	-13,4%
Despesas	(454.118)	(461.266)	-1,5%	(1.865.100)	(2.367.868)	-21,2%
	(270.521)	(289.848)	-6,7%	(1.102.687)	(1.487.554)	-25,9%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	93.361	59.827	56,1%	334.777	312.970	7,0%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(579)	(579)	0,0%
	93.216	59.682	56,2%	334.198	312.390	7,0%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	680.671	689.500	-1,3%	2.939.977	1.846.670	59,2%
Contribuição Social	(6.203)	(55.343)	-88,8%	(213.673)	(168.728)	26,6%
Imposto de Renda	(4.277)	(136.605)	-96,9%	(560.310)	(434.901)	28,8%
LUCRO LÍQUIDO	670.191	497.551	34,7%	2.165.995	1.243.042	74,2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	604.816	458.578	31,9%	2.058.040	1.179.750	74,4%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	65.375	38.974	67,7%	107.955	63.292	70,6%

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		
	4T18	2018
Saldo Inicial do Caixa	3.578.838	3.249.642
Lucro Líquido Antes dos Tributos	680.670	2.939.977
Depreciação e Amortização	402.411	1.594.064
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	225.980	1.117.742
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	57.066	(1.006.291)
Ativo Financeiro Setorial	811.189	(846.216)
Contas a Receber - CDE	9.220	59.196
Fornecedores	(1.404.098)	(848.880)
Passivo Financeiro Setorial	(55.789)	(64.361)
Contas a Pagar - CDE	35.240	71.779
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(288.293)	(1.353.339)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(313.835)	(816.402)
Outros	(262.692)	9.419
	(783.601)	(2.083.289)
Total de Atividades Operacionais	(102.931)	856.688
Atividades de Investimentos		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(692.579)	(2.062.423)
Outros	101.734	211.735
Total de Atividades de Investimentos	(590.845)	(1.850.688)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.328.256	9.610.814
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(2.320.994)	(9.660.830)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(8.831)	(322.163)
Outros	7.964	7.994
Total de Atividades de Financiamento	(993.605)	(364.185)
Geração de Caixa	(1.687.381)	(1.358.185)
Saldo Final do Caixa - 31/12/2018	1.891.457	1.891.457

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



Geração Convencional						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Suprimento de Energia Elétrica	301.379	297.947	1,2%	1.199.674	1.168.469	2,7%
Receita com Construção da Infraestrutura	318	443	-28,3%	1.635	47.199	-96,5%
Outras Receitas Operacionais	13.918	25.188	-44,7%	74.704	87.151	-14,3%
	315.615	323.579	-2,5%	1.276.013	1.302.819	-2,1%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(30.646)	(28.611)	7,1%	(131.634)	(112.555,73)	16,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	284.969	294.968	-3,4%	1.144.379	1.190.263	-3,9%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(29.411)	(41.529)	-29,2%	(76.697)	(120.291)	-36,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.385)	(7.177)	-25,0%	(25.724)	(27.088)	-5,0%
	(34.796)	(48.706)	-28,6%	(102.421)	(147.379)	-30,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(9.467)	(10.922)	-13,3%	(35.366)	(39.500)	-10,5%
Material	(854)	(691)	23,5%	(2.987)	(4.381)	-31,8%
Serviços de Terceiros	(8.326)	(6.824)	22,0%	(22.535)	(26.211)	-14,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(12.212)	(11.608)	5,2%	(40.590)	(38.710)	4,9%
Custo com Construção da Infraestrutura	(306)	(427)	-28,3%	(1.575)	(45.474)	-96,5%
Entidade de Previdência Privada	(388)	(517)	-24,9%	(1.553)	(2.067)	-24,9%
Depreciação e Amortização	(26.263)	(27.635)	-5,0%	(106.406)	(110.588)	-3,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.491)	0,0%	(9.966)	(9.966)	0,0%
	(60.308)	(61.115)	-1,3%	(220.979)	(276.896)	-20,2%
EBITDA¹	311.979	275.100	13,4%	1.272.128	1.199.512	6,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	189.864	185.147	2,5%	820.979	765.988	7,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	20.945	16.244	28,9%	75.844	108.433	-30,1%
Despesas	(64.297)	(79.743)	-19,4%	(324.121)	(437.009)	-25,8%
	(43.352)	(63.499)	-31,7%	(248.277)	(328.576)	-24,4%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	93.361	59.827	56,1%	334.777	312.970	7,0%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(579)	(579)	0,0%
	93.216	59.682	56,2%	334.198	312.390	7,0%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	239.728	181.330	32,2%	906.899	749.802	21,0%
Contribuição Social	(1.840)	721	-	(37.009)	(26.086)	41,9%
Imposto de Renda	(3.473)	3.438	-	(100.079)	(69.603)	43,8%
LUCRO LÍQUIDO	234.415	185.489	26,4%	769.810	654.114	17,7%

Nota:

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

12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



Consolidado - Participação 100%								
	4T18	4T17	Var.	Var. %	2018	2017	Var.	Var. %
RECEITA OPERACIONAL								
Fornecimento de Energia Elétrica	5.175	6.111	(936)	-15,3%	21.417	41.469	(20.052)	-48,4%
Suprimento de Energia Elétrica	536.725	614.448	(77.723)	-12,6%	2.015.036	2.016.565	(1.529)	-0,1%
Outras Receitas Operacionais	3.159	4.847	(1.688)	-34,8%	7.949	9.238	(1.289)	-14,0%
	545.058	625.406	(80.348)	-12,8%	2.044.403	2.067.273	(22.870)	-1,1%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL								
	(28.975)	(34.241)	5.266	-15,4%	(108.084)	(108.189)	104	-0,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	516.084	591.165	(75.082)	-12,7%	1.936.319	1.959.084	(22.765)	-1,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(33.642)	(98.771)	65.129	-65,9%	(230.979)	(248.339)	17.361	-7,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(25.022)	(25.460)	438	-1,7%	(89.368)	(99.690)	10.322	-10,4%
	(58.664)	(124.231)	65.567	-52,8%	(320.346)	(348.029)	27.682	-8,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal	(26.341)	(26.525)	184	-0,7%	(102.269)	(98.388)	(3.881)	3,9%
Material	(5.579)	(7.809)	2.230	-28,6%	(26.215)	(24.524)	(1.691)	6,9%
Serviços de Terceiros	(48.300)	(43.737)	(4.563)	10,4%	(169.295)	(170.095)	800	-0,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(78.775)	(34.509)	(44.266)	128,3%	(109.432)	(96.442)	(12.990)	13,5%
Depreciação e Amortização	(114.803)	(116.471)	1.668	-1,4%	(465.459)	(461.694)	(3.765)	0,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(40.433)	(39.017)	(1.416)	3,6%	(157.647)	(155.323)	(2.324)	1,5%
	(314.231)	(268.068)	(46.163)	17,2%	(1.030.317)	(1.006.467)	(23.851)	2,4%
EBITDA¹	298.425	354.353	(55.929)	-15,8%	1.208.761	1.221.606	(12.844)	-1,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	143.189	198.866	(55.677)	-28,0%	585.655	604.589	(18.934)	-3,1%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas	37.084	30.808	6.277	20,4%	131.694	137.765	(6.070)	-4,4%
Despesas	(166.410)	(154.332)	(12.078)	7,8%	(635.820)	(648.571)	12.751	-2,0%
	(129.326)	(123.524)	(5.802)	4,7%	(504.125)	(510.806)	6.681	-1,3%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	13.863	75.342	(61.479)	-81,6%	81.530	93.782	(12.253)	-13,1%
Contribuição Social	21.694	(10.665)	32.359	-	1.647	(29.055)	30.702	-
Imposto de Renda	71.263	(13.421)	84.684	-	35.629	(45.075)	80.704	-
LUCRO LÍQUIDO	106.820	51.257	55.563	108,4%	118.805	19.653	99.153	504,5%

Nota:

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

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



Consolidado						
	4T18	4T17	Varição	2018	2017	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	7.375.245	6.381.135	15,6%	27.076.283	23.755.821	14,0%
Suprimento de Energia Elétrica	161.915	274.833	-41,1%	1.250.487	2.018.813	-38,1%
Receita com construção de infraestrutura	568.451	592.281	-4,0%	1.770.587	2.026.224	-12,6%
Atualização do ativo financeiro da concessão	42.517	112.730	-62,3%	345.015	204.443	68,8%
Ativo e passivo financeiro setorial	(734.837)	851.553	-	1.207.917	1.900.837	-36,5%
Outras Receitas Operacionais	1.199.249	984.413	21,8%	4.660.027	3.862.214	20,7%
	8.612.541	9.196.944	-6,4%	36.310.317	33.768.351	7,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.452.128)	(3.447.205)	0,1%	(13.842.999)	(12.691.734)	9,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.160.413	5.749.740	-10,2%	22.467.318	21.076.618	6,6%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.542.474)	(3.402.543)	-25,3%	(12.738.247)	(12.969.727)	-1,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(561.922)	(364.499)	54,2%	(2.284.056)	(1.176.976)	94,1%
	(3.104.396)	(3.767.042)	-17,6%	(15.022.304)	(14.146.703)	6,2%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(245.253)	(251.375)	-2,4%	(925.513)	(920.343)	0,6%
Material	(45.985)	(45.690)	0,6%	(170.223)	(169.670)	0,3%
Serviços de Terceiros	(239.364)	(234.545)	2,1%	(866.273)	(852.732)	1,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(208.546)	(162.914)	28,0%	(619.831)	(614.693)	0,8%
PDD	(50.152)	(35.857)	39,9%	(165.942)	(155.250)	6,9%
Despesas Legais e Judiciais	(73.284)	(59.017)	24,2%	(179.611)	(179.413)	0,1%
Outros	(85.109)	(68.040)	25,1%	(274.278)	(280.030)	-2,1%
Custos com construção de infraestrutura	(568.451)	(592.280)	-4,0%	(1.770.587)	(2.026.223)	-12,6%
Entidade de Previdência Privada	(22.089)	(27.944)	-21,0%	(88.356)	(111.820)	-21,0%
Depreciação e Amortização	(182.302)	(165.876)	9,9%	(710.265)	(645.389)	10,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.133)	(13.502)	4,7%	(56.531)	(58.212)	-2,9%
	(1.526.123)	(1.494.127)	2,1%	(5.207.579)	(5.399.082)	-3,5%
EBITDA¹	726.329	667.948	8,7%	3.004.231	2.234.434	34,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	529.894	488.570	8,5%	2.237.434	1.530.833	46,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	161.151	124.905	29,0%	574.685	597.222	-3,8%
Despesas	(222.015)	(212.402)	4,5%	(884.583)	(1.163.689)	-24,0%
Juros Sobre o Capital Próprio	(60.865)	(87.496)	-30,4%	(309.898)	(566.467)	-45,3%
	469.030	401.074	16,9%	1.927.537	964.366	99,9%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO						
Contribuição Social	11.181	(17.158)	-	(132.166)	(79.876)	65,5%
Imposto de Renda	31.080	(47.012)	-	(362.954)	(219.634)	65,3%
	511.291	336.903	51,8%	1.432.416	664.856	115,4%

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.

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

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

CPFL PAULISTA						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Bruta	3.766.229	4.120.153	-8,6%	15.817.680	14.886.770	6,3%
Receita Operacional Líquida	2.279.888	2.580.722	-11,7%	9.892.570	9.326.596	6,1%
Custo com Energia Elétrica	(1.424.800)	(1.751.526)	-18,7%	(6.769.557)	(6.453.927)	4,9%
Custos e Despesas Operacionais	(587.291)	(595.440)	-1,4%	(2.094.084)	(2.248.144)	-6,9%
Resultado do Serviço	267.797	233.756	14,6%	1.028.929	624.525	64,8%
EBITDA⁽¹⁾	329.913	295.368	11,7%	1.287.003	860.323	49,6%
Resultado Financeiro	(12.986)	(35.758)	-63,7%	(76.911)	(220.475)	-65,1%
Lucro antes da Tributação	254.810	197.998	28,7%	952.019	404.050	135,6%
Lucro Líquido	205.770	162.097	26,9%	649.516	280.354	131,7%

CPFL PIRATININGA						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Bruta	1.516.438	1.764.173	-14,0%	6.446.884	6.402.060	0,7%
Receita Operacional Líquida	870.372	1.097.527	-20,7%	3.879.542	3.997.322	-2,9%
Custo com Energia Elétrica	(550.150)	(741.957)	-25,9%	(2.725.556)	(2.828.403)	-3,6%
Custos e Despesas Operacionais	(249.635)	(261.778)	-4,6%	(831.908)	(843.472)	-1,4%
Resultado do Serviço	70.587	93.792	-24,7%	322.078	325.447	-1,0%
EBITDA⁽¹⁾	96.237	118.106	-18,5%	422.308	421.784	0,1%
Resultado Financeiro	(8.469)	(10.650)	-20,5%	(48.548)	(100.626)	-51,8%
Lucro antes da Tributação	62.118	83.142	-25,3%	273.530	224.821	21,7%
Lucro Líquido	50.551	64.172	-21,2%	182.654	152.080	20,1%

NOVA RGE						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Bruta	2.931.138	2.886.641	1,5%	12.364.980	10.905.664	13,4%
Receita Operacional Líquida	1.750.031	1.794.366	-2,5%	7.590.040	6.723.754	12,9%
Custo com Energia Elétrica	(979.140)	(1.112.562)	-12,0%	(4.852.886)	(4.272.839)	13,6%
Custos e Despesas Operacionais	(607.024)	(541.132)	12,2%	(1.979.630)	(1.984.159)	-0,2%
Resultado do Serviço	163.868	140.672	16,5%	757.524	466.757	62,3%
EBITDA⁽¹⁾	260.783	223.155	16,9%	1.120.578	794.092	41,1%
Resultado Financeiro	(37.948)	(35.405)	7,2%	(170.424)	(219.644)	-22,4%
Lucro antes da Tributação	125.920	105.267	19,6%	587.100	247.112	137,6%
Lucro Líquido	231.437	99.144	133,4%	519.055	170.123	205,1%

CPFL SANTA CRUZ						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Receita Operacional Bruta	398.737	425.977	-6,4%	1.680.773	1.573.857	6,8%
Receita Operacional Líquida	260.122	277.125	-6,1%	1.105.165	1.028.945	7,4%
Custo com Energia Elétrica	(150.306)	(160.997)	-6,6%	(674.305)	(591.534)	14,0%
Custos e Despesas Operacionais	(82.173)	(95.778)	-14,2%	(301.957)	(323.307)	-6,6%
Resultado do Serviço	27.642	20.350	35,8%	128.904	114.105	13,0%
EBITDA⁽¹⁾	39.395	31.320	25,8%	174.341	158.235	10,2%
Resultado Financeiro	(1.461)	(5.683)	-74,3%	(14.015)	(25.722)	-45,5%
Lucro antes da Tributação	26.181	14.668	78,5%	114.888	88.382	30,0%
Lucro Líquido	23.533	11.490	104,8%	81.191	62.299	30,3%

Nota:

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

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

CPFL Paulista						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	2.458	2.424	1,4%	9.426	9.186	2,6%
Industrial	2.867	2.871	-0,1%	11.057	10.892	1,5%
Comercial	1.474	1.459	1,0%	5.596	5.515	1,5%
Outros	1.139	1.156	-1,5%	4.488	4.367	2,8%
Total	7.938	7.910	0,3%	30.568	29.960	2,0%

CPFL Piratininga						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	973	962	1,2%	3.905	3.864	1,0%
Industrial	1.616	1.637	-1,3%	6.542	6.292	4,0%
Comercial	628	628	0,0%	2.464	2.429	1,5%
Outros	327	293	11,8%	1.229	1.145	7,4%
Total	3.544	3.520	0,7%	14.140	13.730	3,0%

Nova RGE						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	1.334	1.279	4,3%	5.487	5.289	3,7%
Industrial	1.619	1.569	3,2%	6.420	6.230	3,1%
Comercial	647	642	0,9%	2.635	2.628	0,3%
Outros	1.199	1.189	0,8%	5.087	4.970	2,4%
Total	4.798	4.678	2,6%	19.629	19.117	2,7%

CPFL Santa Cruz						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	205	201	2,2%	800	782	2,3%
Industrial	269	239	12,5%	1.004	933	7,6%
Comercial	92	91	1,7%	353	349	1,0%
Outros	179	189	-5,1%	719	705	2,0%
Total	745	719	3,6%	2.876	2.769	3,9%

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

CPFL Paulista						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	2.458	2.424	1,4%	9.426	9.186	2,6%
Industrial	663	699	-5,1%	2.548	2.759	-7,6%
Comercial	1.114	1.122	-0,7%	4.210	4.306	-2,2%
Outros	1.109	1.111	-0,2%	4.356	4.205	3,6%
Total	5.344	5.356	-0,2%	20.540	20.456	0,4%

CPFL Piratininga						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	973	962	1,2%	3.905	3.864	1,0%
Industrial	286	310	-7,7%	1.147	1.245	-7,9%
Comercial	453	459	-1,3%	1.774	1.816	-2,3%
Outros	284	254	12,0%	1.059	996	6,4%
Total	1.997	1.985	0,6%	7.886	7.921	-0,4%

Nova RGE						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	1.334	1.279	4,3%	5.487	5.289	3,7%
Industrial	505	507	-0,3%	2.048	2.113	-3,1%
Comercial	563	576	-2,3%	2.315	2.373	-2,4%
Outros	1.191	1.183	0,7%	5.055	4.946	2,2%
Total	3.594	3.545	1,4%	14.905	14.721	1,3%

CPFL Santa Cruz						
	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var.
Residencial	205	201	2,2%	800	782	2,3%
Industrial	107	103	4,2%	407	439	-7,2%
Comercial	87	86	0,8%	331	333	-0,8%
Outros	179	189	-5,2%	719	705	2,0%
Total	578	578	-0,1%	2.258	2.260	-0,1%

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 (4T18)

Dívida Líquida - Projetos de Geração

dez/18	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida Bruta	423	5.559	-	5.982	521	-	1.184	186	1.891	7.873
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(33)	(877)	(6)	(915)	(67)	(17)	(184)	(18)	(286)	(1.201)
Dívida Líquida	390	4.682	(6)	5.067	454	(17)	1.000	168	1.605	6.672
Participação CPFL (%)	65,00%	51,56%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
Dívida Líquida dos Projetos	254	2.414	(3)	2.664	221	(4)	510	90	817	3.481

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida Bruta	19.752
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(1.891)
Dívida Líquida (IFRS)	17.860
(-) Projetos 100%	(5.067)
(+) Consolidação Proporcional	3.481
Dívida Líquida (Pro Forma)	16.274

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (4T18 - Últimos 12 Meses)

EBITDA - Projetos de Geração

2018	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita Operacional	333	1.936	53	2.322	592	321	864	840	2.617	4.939
Despesa Operacional	(95)	(728)	(26)	(849)	(189)	(214)	(192)	(562)	(1.157)	(2.006)
EBITDA	238	1.209	26	1.473	403	107	672	278	1.460	2.933
Participação CPFL (%)	65,00%	51,56%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
EBITDA Proporcional	155	623	16	794	196	27	343	148	714	1.508

Reconciliação

CPFL Energia - 2018	
Lucro Líquido	2.166
Amortização	1.594
Resultado Financeiro	1.103
Imposto de Renda/Contribuição Social	774
EBITDA	5.637
(-) Equivalência patrimonial	(335)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.473)
(+) EBITDA Proporcional	1.508
EBITDA Pro Forma	5.338

Dívida Líquida / EBITDA Pro Forma	3,05x
--	--------------

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