



Resultados CPFL 3T21

- ✓ Aumento de **2,0%** na carga da área de concessão
- ✓ **Ebitda** de **R\$ 2.596 milhões**, crescimento de **32,8%**
- ✓ **Lucro Líquido** de **R\$ 1.436 milhões**, crescimento de **6,2%**
- ✓ Dívida Líquida de **R\$ 15,9 bilhões** e alavancagem de **1,77x Dívida Líquida/EBITDA**
- ✓ Investimentos de **R\$ 932 milhões**, crescimento de **21%**
- ✓ **Ativo regulatório** alcançou **R\$ 3,1 bilhões** em set/21
- ✓ Reajuste tarifário da **CPFL Piratininga** de **+12,4%** para o consumidor em out/21
- ✓ **Conclusão** da entrada em operação do **Complexo Eólico Gameleira**
- ✓ **Conclusão** da aquisição de 66% da **CEEE-T (CPFL Transmissão)** em 14 de outubro
- ✓ **CPFL Energia** entrou no **índice IDIV** da B3
- ✓ Implantação do **Comitê de Auditoria**, de acordo com os novos requerimentos do regulamento do **"Novo Mercado"** da B3 para 2022
- ✓ **CPFL Santa Cruz** e **CPFL Piratininga** ganharam o **prêmio ABRADÉE** na categoria de **Responsabilidade Socioambiental**
- ✓ **CPFL Energia** foi destaque em relatórios do **Santander** (Rating ESG "Excelente") e do **Credit Suisse** (uma das 60 empresas do mundo para investir)
- ✓ **CPFL Energia** ganhou o prêmio **"Melhores da Dinheiro – Revista ISTOÉ Dinheiro"** no setor elétrico



Videoconferência em português com tradução Simultânea para o inglês (Q&A Bilíngue)

Sexta-feira, 12 de novembro de 2021 – 11h00 (BRT), 09h00 (ET)

Plataforma Zoom – Clique para se inscrever:

https://us06web.zoom.us/webinar/register/WN_qGObyRlwSm2i70ffoDER2Q

CPFE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3 IBRX B3 IEE B3 ISE B3 ICO2 B3 IGC B3 ITAG B3 IDIV B3



Relações com Investidores

(+55) 19 3756.8458/8887

ri@cpfl.com.br

www.cpfl.com.br/ri



MENSAGEM DO PRESIDENTE

Chegamos ao fim de mais um trimestre desafiador. Se por um lado já observamos uma redução das incertezas relacionadas à pandemia, por outro enfrentamos um cenário desfavorável no que se refere à hidrologia e à macroeconomia. Ainda assim trazemos ótimas notícias, alcançando mais uma vez resultados expressivos em nossos segmentos de atuação, em busca de crescimento e diversificação do portfólio. Nesse sentido, finalizamos o processo de aquisição de 66% do controle acionário da CEEE-T, ocorrida no último dia 14 de outubro. Desde então, iniciamos a integração dos ativos, com pouco mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão e mais 72 subestações, reforçando o compromisso da Administração com o crescimento, nosso modelo de eficiência operacional e solidez financeira, para intensificar os investimentos e gerar valor aos *stakeholders*.

Falando ainda de crescimento, neste terceiro trimestre, concluímos a construção do Complexo Eólico de Gameleira, que entrou em operação com seus 4 parques eólicos (Costa das Dunas, Figueira Branca, Gameleira e Touros), uma antecipação em 2,5 anos, alcançando um aumento em nossa capacidade instalada de 81,7 MW.

Em relação ao desempenho econômico-financeiro do trimestre, observamos a continuidade de resultados expressivos. Na Distribuição, destacamos o benefício trazido pelos reajustes tarifários e pelo desempenho de mercado; as classes industrial e comercial registraram crescimentos de 9,1% e 8,2%, respectivamente, devido à recuperação de segmentos como veículos e metalurgia, bem como a forte recuperação nos segmentos de atacado e serviços para construção civil. Na Geração, houve a contabilização do acordo do GSF, que mitigou perdas do período de 2012 a 2020, no ACL e no ACR, totalizando R\$ 274 milhões. E cabe ainda destacar, para os números consolidados, uma variação do PMSO de itens ligados à inflação abaixo do IPCA dos últimos 12 meses.

A despesa financeira líquida ficou estável em relação ao 3T20, já sofrendo influência da alta do CDI e do IPCA. Finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 4,9 bilhões e a dívida líquida da CPFL Energia alcançou 1,77 vezes o EBITDA no critério de medição dos *covenants* financeiros. Importante notar que esse indicador ainda não contempla a aquisição do *stake* de 66% da CEEE-T (R\$ 2,7 bilhões), realizada em outubro, e o pagamento de dividendos declarado no último mês de agosto (R\$ 1,7 bilhão), que serão pagos ao longo do 4T21.

Continuamos comprometidos na realização do Capex no trimestre, investindo R\$ 932 milhões, um aumento de 21%, e totalizando R\$ 2.646 milhões nos primeiros 9 meses, crescimento de 37,2% em relação ao mesmo período de 2020, no caminho para atingir a estimativa de Capex de R\$ 3.376 milhões para 2021.

No âmbito *ESG* (Ambiental, Social e Governança), destaque para a criação do Comitê de Auditoria para assessorar o Conselho de Administração, seguindo regulamentação do Novo Mercado da B3 e em linha com nossa forte Governança Corporativa. Outros destaques foram os relatórios dos bancos Santander, onde a CPFL Energia foi indicada com rating “Excelente”, e Credit Suisse, onde a Companhia foi citada como uma das 60 empresas do mundo para

investir. Isso reforça ainda mais nosso engajamento em relação às melhores práticas inseridas nos 15 compromissos assumidos no Plano de Sustentabilidade.

Por fim, compartilho algumas conquistas do Grupo CPFL, tais como: a premiação da ABRADDEE em Responsabilidade Socioambiental para a CPFL Santa Cruz e CPFL Piratininga e também a premiação "As Melhores da Dinheiro - Revista IstoÉ Dinheiro" no setor elétrico, que reconhece e celebra os êxitos das maiores companhias que atuam no Brasil. Isto só enaltece o empenho e o comprometimento dos nossos mais de 13 mil colaboradores. Reitero o compromisso e confiança com todos *stakeholders*, seguindo otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e a continuidade do Grupo CPFL em sua plataforma de negócios, cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios e as oportunidades no país.

Agradeço a todos, um abraço

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Indicadores (R\$ Milhões)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	17.056	16.716	2,0%	52.274	49.454	5,7%
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.581	16.023	3,5%	51.345	48.419	6,0%
Mercado Cativo	10.164	10.503	-3,2%	32.194	32.422	-0,7%
Cliente Livre	6.418	5.520	16,3%	19.151	15.997	19,7%
Receita Operacional Bruta	15.666	11.317	38,4%	40.854	32.042	27,5%
Receita Operacional Líquida	11.190	7.781	43,8%	28.291	21.625	30,8%
EBITDA ⁽¹⁾ consolidado	2.596	1.954	32,8%	6.616	4.858	36,2%
Distribuição	1.535	1.072	43,2%	4.045	2.831	42,9%
Geração	1.093	834	31,0%	2.470	1.910	29,3%
Comercialização, Serviços & Outros	(32)	49	-	100	118	-15,1%
Lucro Líquido	1.436	1.352	6,2%	3.523	2.718	29,6%
Dívida Líquida ⁽²⁾	15.948	13.303	19,9%	15.948	13.303	19,9%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	1,77	1,93	-8,4%	1,77	1,93	-8,4%
Investimentos ⁽³⁾	932	770	21,0%	2.646	1.928	37,2%

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 3.1 deste relatório;

(2) No critério dos *covenants*, que considera a participação da CPFL Energia em cada projeto;

(3) Não inclui obrigações especiais.

ÍNDICE

1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA	4
2) DESEMPENHO OPERACIONAL	7
2.1) Distribuição	7
2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão.....	7
2.1.2) Vendas na Área de Concessão	7
2.1.3) Perdas.....	8
2.1.4) DEC e FEC	9
2.1.5) Inadimplência.....	10
2.2) Geração	11
2.2.1) Capacidade Instalada	11
2.2.2) Projetos em operação e construção	11
2.3) Comercialização.....	12
2.4) Transmissão	12
3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	13
3.2) Endividamento	20
3.2.1) Dívida (IFRS).....	20
3.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	24
3.3) Investimentos	25
3.3.1) Investimentos Realizados	25
3.3.2) Investimentos Previstos	25
4) MERCADO DE CAPITAIS	27
4.1) Desempenho das Ações.....	27
4.2) Volume Médio Diário	27
5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	28
5.1) Plano de Sustentabilidade (2020-2024).....	28
5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano	28
6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS.....	31
6.1) Segmento de Distribuição	31
6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	31
6.1.2) Eventos Tarifários	40
6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	40
6.3) Segmento de Geração	41
7) ANEXOS.....	48
7.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	48
7.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia	49
7.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia.....	50
7.4) Desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio	51
7.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	52
7.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração	53
7.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição.....	54
7.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	55
7.9) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh).....	56
7.10) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)	57
7.11) Informações sobre participações societárias.....	58
7.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	60

1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Área de Atuação

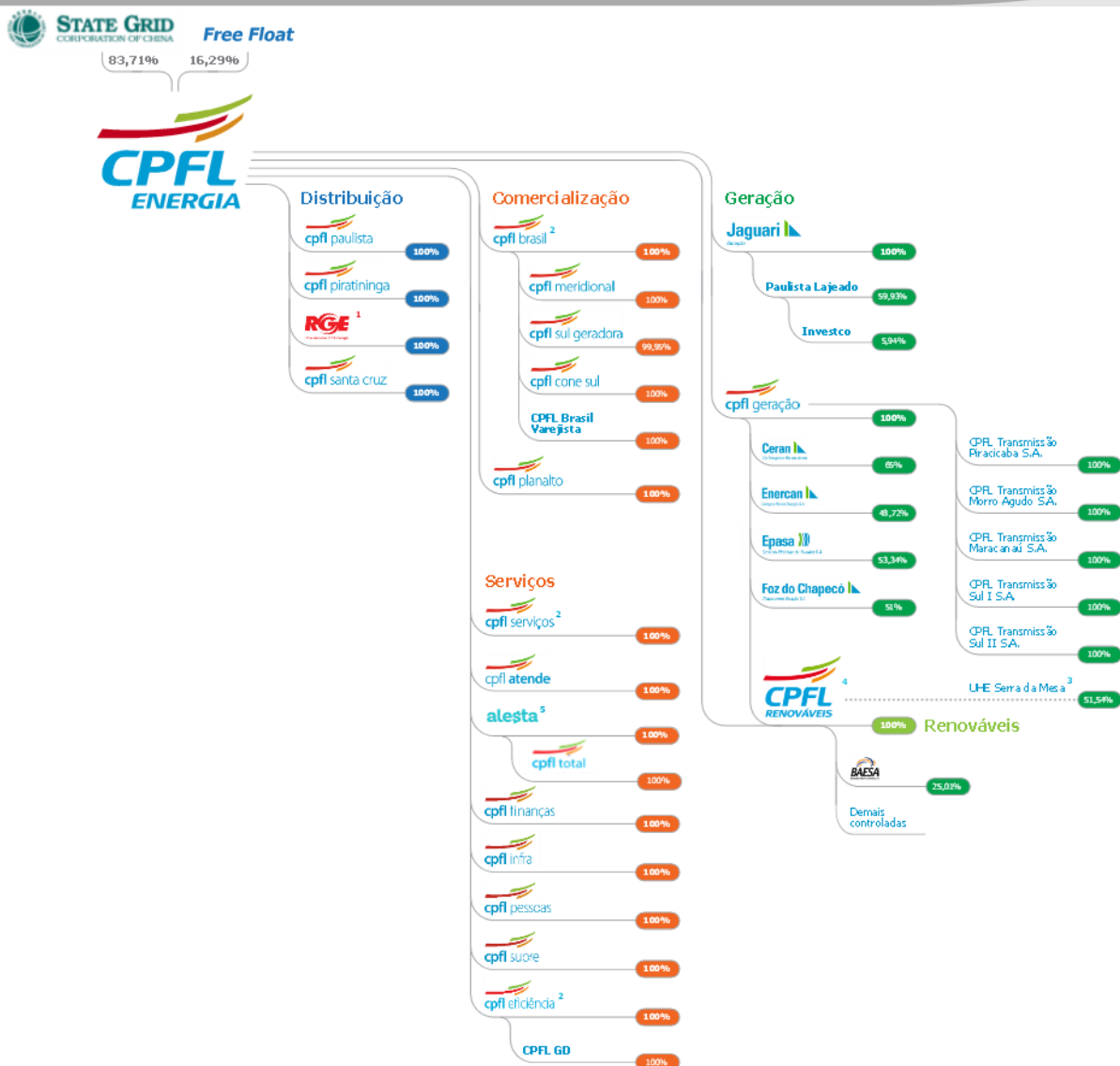
A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços, com presença em 11 Estados de todas as regiões do país.



A CPFL é a segunda maior distribuidora em volume de energia vendida, com 14% de participação no mercado nacional, atendendo cerca de 10,1 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.385 MW de capacidade instalada, é a terceira maior geradora privada do país, estando entre os líderes em geração renovável, com atuação em fontes hidrelétrica, solar, eólica e biomassa. Conta também com investimentos em Transmissão e uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria.

Estrutura Societária

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



Base: 30/09/2021

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;
- (3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Furnas;
- (4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%) e pela CPFL Brasil (0,01%). Está enquadrada no segmento "Outros". Para facilitar a visualização e por ter incorporado as ações da CPFL Total, está apresentada no segmento "Serviços".

Aquisição da CEEE-Transmissão

Em 14/10/2021, houve a conclusão da aquisição pela CPFL Cone Sul de ações representativas de aproximadamente 66% do capital social total da Companhia Estadual da Transmissão de Energia Elétrica ("CEEE-T"), nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, celebrado, naquela data, entre o Estado do Rio Grande do Sul e a CPFL Cone Sul e, ainda, a CEEE-T, na qualidade de interveniente anuente.

A conclusão da aquisição está alinhada ao objetivo estratégico da CPFL Energia e possibilitará maior geração de valor aos seus acionistas.

Como condição do Contrato, a CPFL Cone Sul requererá à CVM, em até 30 dias contados da celebração do Contrato, o registro de uma oferta pública de aquisição de ações ("OPA") de propriedade dos demais acionistas da CEEE-T, nos termos do artigo 254-A e seguintes da Lei

das S.A., da Instrução da CVM nº 361, de 5 de março de 2002, conforme alterada, e do Contrato.

Não se verificou a ocorrência das hipóteses do artigo 256 da Lei das S.A. e, portanto, não será concedido direito de recesso aos acionistas da Companhia.

Governança Corporativa

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia é baseado nos 4 princípios básicos do Sistema de Governança Corporativa no Brasil: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

A Administração da CPFL Energia é formada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

O Conselho de Administração é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios do Grupo CPFL, sendo composto por 7 membros (sendo 2 membros independentes), cujo prazo de mandato é de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Possui 6 comitês de assessoramento (Auditoria, Estratégia e Processos de Gestão, Gestão de Recursos Humanos, Partes Relacionadas, Gestão de Riscos e Orçamento e Finanças Corporativas), que auxiliam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos.

A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente e 8 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 de Administração em linha com as diretrizes de governança corporativa.

A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros efetivos e igual número de suplentes, todos com mandato de 1 ano, com possibilidade de reeleição.

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

Política de Dividendos

Em 21 de maio de 2019, a CPFL Energia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que seu Conselho de Administração aprovou em reunião realizada naquela data, a adoção de uma política de distribuição de dividendos, que estabelece que seja distribuído anualmente pela Companhia como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado. Ademais, a Política de Dividendos estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. A Política de Dividendos também destaca que certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos.

A Política de Dividendos aprovada possui natureza meramente indicativa, com o fim de sinalizar ao mercado o tratamento que a Companhia pretende dispensar à distribuição de dividendos aos seus acionistas, possuindo, portanto, caráter programático, não vinculativo à Companhia ou a seus órgãos sociais.

A Política de Dividendos está disponível no website de Relações com Investidores <http://www.cpfl.com.br/ri>.

2) DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1) Distribuição

2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão

Carga na Área de Concessão - GWh						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Mercado Cativo	10.221	10.660	-4,1%	32.068	32.585	-1,6%
Cliente Livre	6.835	6.056	12,9%	20.207	16.869	19,8%
Total	17.056	16.716	2,0%	52.274	49.454	5,7%

Nota: Se desconsiderarmos a migração de grandes consumidores e permissionárias, a carga na área de concessão teria variação de +2,4% no trimestre e de +6,0% no acumulado.

2.1.2) Vendas na Área de Concessão

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Mercado Cativo	10.164	10.503	-3,2%	32.194	23.429	37,4%
Cliente Livre	6.418	5.520	16,3%	19.151	10.928	75,3%
Total	16.581	16.023	3,5%	51.345	34.357	49,4%

Nota: Se desconsiderarmos a migração de grandes consumidores e permissionárias, as vendas na área de concessão teriam variação de +4,4% no trimestre e de +7,0% no acumulado.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	3T21	3T20	Var.	Part.	9M21	9M20	Var.	Part.
Residencial	5.019	5.041	-0,4%	30,3%	15.759	15.334	2,8%	30,7%
Industrial	6.472	5.930	9,1%	39,0%	19.321	16.921	14,2%	37,6%
Comercial	2.492	2.304	8,2%	15,0%	7.980	7.594	5,1%	15,5%
Outros	2.599	2.748	-5,4%	15,7%	8.286	8.569	-3,3%	16,1%
Total	16.581	16.023	3,5%	100,0%	51.345	48.419	6,0%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 7.9. Se considerarmos os valores de migrações tivemos de venda: 16.580 no 3T21, e 15.874 no 3T20.

Destacam-se no 3T21, na área de concessão:

- **Classe Residencial (30,3% das vendas totais):** Redução de 0,4%, devido à questões como: a flexibilização cada vez maior das medidas de isolamento social, o efeito da temperatura, que este ano foi mais fraco do que o mesmo período do ano passado. De todas as distribuidoras, a que foi menos afetada foi a CPFL Santa Cruz, com um crescimento de 2,4%, devido a um efeito de temperatura e de calendário de faturamento menor do que nas outras;
- **Classe Industrial (39,0% das vendas totais):** Aumento de 9,1%, confirmando a recuperação do setor que já vinha ocorrendo desde trimestres anteriores. Todas as distribuidoras com desempenho positivo, sendo a CPFL Santa Cruz a que teve a menor taxa, devido a uma base mais forte de comparação do 3T20. Os principais setores que apresentaram os maiores crescimentos foram: Indústria Metalúrgica, Máquinas e Equipamentos e Produtos Têxteis, com 27,6%, 24,8% e 19,7%, respectivamente;
- **Classe Comercial (15,0% das vendas totais):** aumento de 8,2%, vindo com um crescimento mais forte nesse trimestre, refletindo principalmente o relaxamento das medidas de restrição social. Os principais setores foram: Serviços para Construção Civil, Atacado e Saúde, com +30,9%, +4,5% e +4,3%, respectivamente.

Destacam-se nos 9M21:

- **Classe Residencial (30,7% das vendas totais):** aumento de 2,8%, seguindo a tendência de crescimento a despeito do relaxamento das medidas de isolamento social e de um efeito temperatura de -0,3% em relação ao ano anterior;
- **Classe Industrial (37,6% das vendas totais):** aumento de 14,2%, tendo uma perda de aceleração no crescimento, em função da fraca base de comparação de 2020;
- **Classe Comercial (15,5% das vendas totais):** aumento de 5,1%, refletindo uma retomada mais tímida do setor, se comparado à indústria, mas favorecida pela flexibilização das medidas de restrição social.

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	5.019	5.041	-0,4%	15.759	15.334	2,8%
Industrial	1.099	1.164	-5,5%	3.325	3.347	-0,6%
Comercial	1.672	1.693	-1,2%	5.471	5.586	-2,1%
Outros	2.373	2.604	-8,9%	7.639	8.155	-6,3%
Total	10.164	10.503	-3,2%	32.194	32.422	-0,7%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 7.10.

Cliente Livre - GWh						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Industrial	5.373	4.766	12,7%	15.996	13.575	17,8%
Comercial	819	611	34,2%	2.508	2.008	24,9%
Outros	226	144	56,9%	647	414	56,4%
Total	6.418	5.520	16,3%	19.151	15.997	19,7%

Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
CPFL Paulista	2.881	2.487	15,9%	8.699	7.282	19,5%
CPFL Piratininga	1.802	1.557	15,8%	5.335	4.575	16,6%
RGE	1.493	1.256	18,9%	4.374	3.550	23,2%
CPFL Santa Cruz	241	221	9,1%	743	590	26,0%
Total	6.418	5.520	16,3%	19.151	15.997	19,7%

2.1.3) Perdas

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 8,82% nos 12 meses findos em set/21, comparado a 9,06% em set/20, uma redução de 0,24 p.p. No entanto, expurgando o efeito do calendário de faturamento em ambos os anos, a redução de perdas seria de 0,32 p.p. (de 9,20% em set/20 para 8,89% em set/21), mostrando uma melhora nesse indicador e sinalizando uma recuperação das condições macroeconômicas adversas impostas pela pandemia do COVID-19.

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹	Set-20	Dez-20	Mar-21	Jun-21	Set-21	ANEEL
CPFL Energia	9,06%	9,05%	9,11%	9,06%	8,82%	8,27%
CPFL Paulista	9,24%	9,42%	9,64%	9,35%	9,09%	8,46%
CPFL Piratininga	7,65%	7,69%	8,06%	7,88%	7,65%	6,56%
RGE	9,87%	9,62%	9,18%	9,65%	9,47%	9,15%
CPFL Santa Cruz	8,34%	7,77%	7,87%	7,69%	7,42%	8,36%

Nota: De acordo com os critérios definidos pela Agência Reguladora (ANEEL). Para a CPFL Piratininga e RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta.

O grupo CPFL tem intensificado o combate às perdas não técnicas e as principais realizações no 3T21 foram:

- (i) Realização de 144,2 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (ii) Visita em 17,8 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (iii) Substituição de mais de 4,3 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos eletrônicos;
- (iv) Blindagem de 13,8 mil clientes de baixa tensão através da instalação de Caixas Blindadas;
- (v) Blindagem de mais de 140 clientes de média/alta tensão através da instalação de Conjuntos de Medição;
- (vi) Regularização de 800 consumidores clandestinos;
- (vii) Disciplina de mercado através da publicação de 133 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

2.1.4) DEC e FEC

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. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Indicadores DEC										
Distribuidora	DEC (horas)									
	2017	2018	2019	2020	3T20	1T21	2T21	3T21	Var. %	ANEEL ¹
CPFL Energia	9,40	8,62	8,83	7,66	7,72	7,91	7,97	7,91	2,5%	n.d
CPFL Paulista	7,14	6,17	6,72	6,81	6,22	6,97	6,97	6,93	11,4%	6,82
CPFL Piratininga	6,97	5,94	6,49	5,83	5,67	6,11	6,18	6,58	16,0%	6,24
RGE ²	14,83	14,44	14,01	10,83	11,76	10,89	11,01	10,62	-9,7%	10,84
CPFL Santa Cruz ³	6,22	6,01	5,56	4,89	4,53	5,14	5,21	5,37	18,5%	8,19

Indicadores FEC										
Distribuidora	FEC (interrupções)									
	2017	2018	2019	2020	3T20	1T21	2T21	3T21	Var. %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,69	4,68	4,93	4,54	4,44	4,63	4,62	4,69	5,6%	n.d
CPFL Paulista	4,94	4,03	4,38	4,27	3,97	4,40	4,47	4,63	16,6%	5,48
CPFL Piratininga	4,45	3,89	4,34	4,32	4,04	4,51	4,41	4,75	17,6%	5,52
RGE ²	7,68	6,10	6,25	5,27	5,54	5,16	5,04	4,83	-12,8%	6,96
CPFL Santa Cruz ³	5,13	5,09	4,25	3,68	3,51	3,99	4,12	4,26	21,4%	7,87

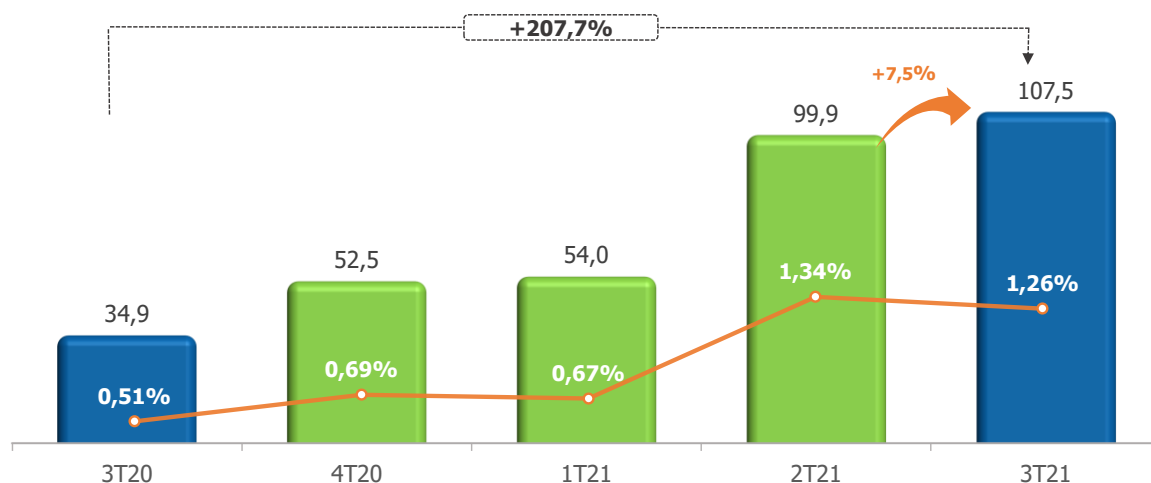
Notas:

- 1) Limite da ANEEL;
- 2) Desde 2019, as concessões da RGE e RGE Sul foram unificadas, tornando-se uma única distribuidora para fins de apuração de indicadores técnicos;
- 3) Desde 2018, as concessões da CPFL Santa Cruz, Sul Paulista, Mococa, Jaguari e Leste Paulista tornaram-se uma única distribuidora para fins de apuração de indicadores técnicos.

No consolidado das distribuidoras, o valor anualizado do DEC e do FEC no 3T21 foi maior do que no 3T20 (+2,5% e +5,6%, respectivamente). Esses resultados refletem as áreas de concessão no estado de São Paulo, que apresentaram um volume de ocorrências devido às queimadas e de intempéries superior ao ano de 2020, o que levou a um aumento dos

indicadores. Na RGE o melhor resultado nos indicadores refletem as ações de manutenção e os investimentos em melhorias na distribuidora realizadas em 2020, bem como uma não alteração significativa nos volumes de intempéries.

2.1.5) Inadimplência



A PDD apresentou um aumento de 7,5% (R\$ 7,5 milhões) no 3T21 em relação ao 2T21, em função apenas dos reajustes tarifários, que resultaram em um aumento da receita. Em comparação com o 3T20, houve um aumento relevante de 207,7% (R\$ 72,6 milhões).

No 3T20, a PDD ficou em 0,51% da receita bruta de fornecimento, abaixo do nível histórico de 0,7% a 0,8%, devido a um plano de negociação diferenciado para clientes do Grupo A de serviços essenciais e que sofriam maior impacto da pandemia, que totalizou um estorno de PDD no valor de R\$ 14,5 milhões.

No 3T21, em contrapartida, a inadimplência seguiu pressionada pela conjuntura econômica desfavorável do país, resultando em nível semelhante ao observado no 2T21.

Para combater o avanço no nível de inadimplência, a CPFL vem mantendo alto volume de ações de cobrança, tendo como destaque:

- (i) Manutenção da volumetria de cortes em patamares mais elevados. No 3T21 foram realizados 630 mil cortes, acima da média histórica de 492 mil cortes por trimestre;
- (ii) Implementação de novo sistema de avaliação de risco dos clientes, com destaque para os clientes com alta probabilidade de pagamento espontâneo das contas; com isso, a empresa tornou a régua de cobrança ainda mais assertiva, possibilitando uma recuperação maior com a mesma quantidade de ações;
- (iii) Aumento no volume das ações de aviso de cobrança (SMS e E-mail) em 4%, de 6,2 milhões no 2T21 para 6,5 milhões no 3T21.

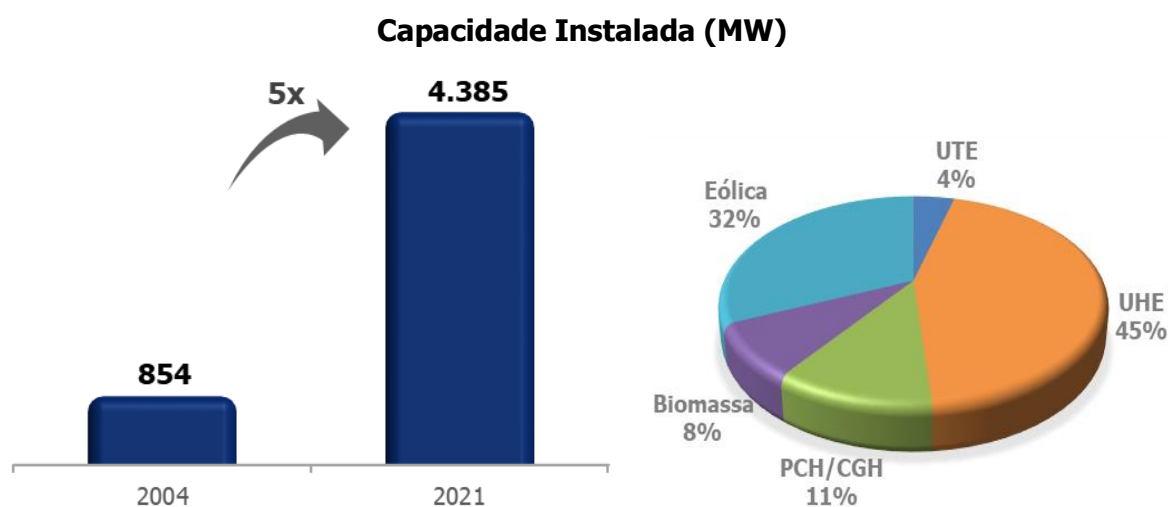
2.2) Geração

2.2.1) Capacidade Instalada

Na data deste relatório, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 4.385 MW.

Nos últimos meses, 4 parques eólicos do Complexo Gameleira entraram em operação comercial, adicionando 81,7 MW de capacidade instalada ao portfólio em operação. Os parques Costa das Dunas (28,4 MW), Figueira Branca (10,7 MW), Gameleira (17,8 MW) e Farol de Touros (24,9 MW) entraram em operação em junho, julho, agosto e setembro, respectivamente.

Desde o IPO em 2004, a CPFL Energia vem expandindo seu portfólio e hoje tem uma capacidade 5 vezes maior.



Nota: Gráfico de abertura por fonte não considera 1 MW de Geração Solar da Usina Tanquinho.

2.2.2) Projetos em operação e construção

Em MW	Portfólio						Total
	UTE	UHE	PCH/CGH	Biomassa	Eólica	Solar	
Em operação	182	1.966	475	370	1.391	1	4.385
Em construção	-	-	28	-	-	-	28
Em desenvolvimento	-	-	116	-	2.094	1.140	3.350
Total	182	1.966	619	370	3.485	1.141	7.763

Na data deste relatório, o portfólio de projetos do segmento de Geração (considerando a participação da CPFL Energia em cada empreendimento) totaliza 7.763 MW de capacidade instalada. As usinas em operação totalizam 4.385 MW, compreendendo 8 UHEs (1.966 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Ainda está em construção 1 PCH (28 MW). Adicionalmente, possuímos projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.350 MW.

PCH Lucia Cherobim

A PCH Lucia Cherobim, projeto localizado no Estado do Paraná, tem previsão de entrada em operação em 2024. Em setembro de 2021, o avanço físico realizado do projeto era de 13,98%. A capacidade instalada é de 28,0 MW e a garantia física é de 16,6 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova (A-6) de 2018 (preço: R\$ 220,54/MWh - set/21).

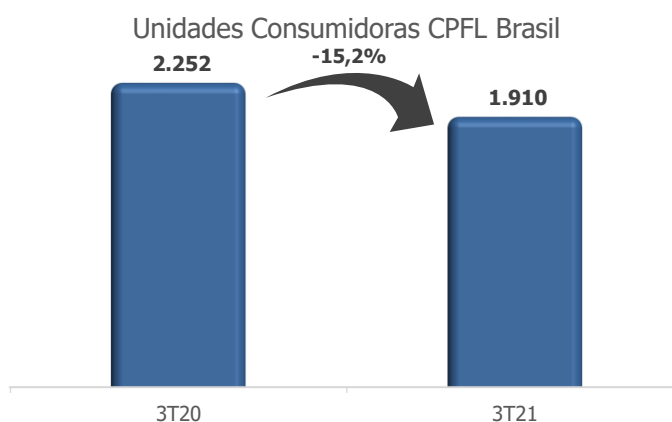
Reestruturação societária

Em 30/09/2020, foi concluída a segunda etapa do plano de integração da CPFL Renováveis mediante a Reestruturação Societária das empresas de geração do Grupo CPFL. A nova estrutura gera fortalecimento das estruturas administrativas e traz sinergias para o Grupo, que agora passa a ter um único segmento de Geração com todos os seus empreendimentos.

2.3) Comercialização

Número de Unidades Consumidoras

Em set/21, o número de unidades consumidoras da CPFL Brasil chegou a 1.910, uma redução de 15,2%. Isso ocorreu devido a um volume de encerramento de contratos acima da média histórica em dez/20.



2.4) Transmissão

Portfólio em Operação							
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações		
Piracicaba	SP	13,7	100	Jul/15	1		
Morro Agudo	SP	16,9	100	Jul/17	1		
Portfólio em Construção							
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex estimado pela Aneel (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações	KM rede	Realizado
Maracanaú	CE	9,1	102	Mar/22	1	2	57,75%
Sul I	SC	30,9	366	Mar/24	1	320	43,51%
Sul II	RS	32,0	349	Mar/23	3	85	67,43%

Nota: Data Base - Piracicaba (19/12/12) – Morro Agudo (01/06/14) – Maracanaú (28/06/18) – Sul I e II (20/12/18).

3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Bruta	15.666	11.317	38,4%	40.854	32.042	27,5%
Receita Operacional Líquida	11.190	7.781	43,8%	28.291	21.625	30,8%
Receita com construção de infraestrutura	798	690	15,6%	2.165	1.790	21,0%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	10.392	7.091	46,6%	26.126	19.835	31,7%
Custo com Energia Elétrica	(6.912)	(4.468)	54,7%	(17.078)	(12.832)	33,1%
Margem de Contribuição	3.480	2.623	32,7%	9.048	7.003	29,2%
PMSO	(891)	(727)	22,6%	(2.515)	(2.288)	9,9%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.431)	(1.109)	29,0%	(3.759)	(3.153)	19,2%
Equivalência Patrimonial	206	96	115,3%	388	266	45,7%
EBITDA¹	2.596	1.954	32,8%	6.616	4.858	36,2%
Resultado Financeiro	(189)	(192)	-1,4%	(320)	(143)	123,1%
Lucro Antes da Tributação	1.972	1.380	42,8%	5.006	3.474	44,1%
Lucro Líquido	1.436	1.352	6,2%	3.523	2.718	29,6%

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

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Outros	Eliminação	Consolidado
3T21					
Margem de contribuição	2.358	1.237	161	(191)	3.566
EBITDA ¹	1.535	1.093	(32)	-	2.596
Resultado Financeiro	(142)	(59)	12	-	(189)
Lucro Líquido	798	709	(71)	-	1.436
3T20					
Margem de contribuição	1.735	849	208	(170)	2.623
EBITDA ¹	1.072	834	49	-	1.954
Resultado Financeiro	(75)	(119)	1	-	(192)
Lucro Líquido	571	810	(30)	-	1.352
Variação (%)					
Margem de contribuição	35,9%	45,7%	-22,6%	12,7%	35,9%
EBITDA ¹	43,2%	31,0%	-	-	32,8%
Resultado Financeiro	90,6%	-50,1%	914,6%	-	-1,4%
Lucro Líquido	39,6%	-12,5%	138,6%	-	6,2%

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Outros	Eliminação	Consolidado
9M21					
Margem de contribuição	6.364	2.572	641	(529)	9.048
EBITDA ¹	4.045	2.470	100	-	6.616
Resultado Financeiro	(233)	(168)	81	-	(320)
Lucro Líquido	2.058	1.458	7	-	3.523
9M20					
Margem de contribuição	4.886	1.982	576	(440)	7.003
EBITDA ¹	2.831	1.910	118	-	4.858
Resultado Financeiro	150	(315)	22	-	(143)
Lucro Líquido	1.568	1.162	(13)	-	2.718
Variação (%)					
Margem de contribuição	30,3%	29,8%	11,4%	20,2%	29,2%
EBITDA ¹	42,9%	29,3%	-15,1%	-	36,2%
Resultado Financeiro	-	-46,8%	268,7%	-	123,1%
Lucro Líquido	31,2%	25,4%	-	-	29,6%

Notas:

(1) A análise por segmento de negócio é apresentada no capítulo 6;

(2) A abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no anexo 7.4.

Efeitos não caixa, itens extraordinários e outros

Destacamos abaixo os efeitos não caixa, itens extraordinários e outros de maior relevância observados nos períodos analisados, como forma de facilitar o entendimento das variações nos resultados da Companhia.

Efeitos no EBITDA - R\$ milhões	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	271	80	240,0%	745	157	374,2%
Despesas legais e judiciais	(58)	(44)	32,9%	(121)	(107)	12,6%
Baixa de ativos	(35)	(30)	16,3%	(108)	(89)	21,4%
Outros itens extraordinários:						
Ganho com GSF no Mercado Livre e Mercado Regulado	274	-	-	274	-	-
Maior Capex / atraso no início dos projetos <i>greenfield</i>	(138)	-	-	(138)	-	-
CPFL Santa Cruz - efeitos da revisão tarifária (laudo de avaliação da BRR)	-	-	-	7	-	-
CPFL Santa Cruz - PIS/Cofins sobre ICMS	-	-	-	(34)	-	-
CPFL Brasil - PIS/Cofins sobre ICMS	-	-	-	45	-	-
Taxa de Depreciação Epasa	(7)	-	-	(22)	-	-

Efeitos no resultado financeiro - R\$ milhões	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
CPFL Brasil - PIS/Cofins sobre ICMS	-	-	-	40	-	-
Marcação a mercado (MTM)	(26)	(61)	-57,9%	10	209	-95,0%

Receita Operacional

No 3T21, a receita operacional bruta atingiu R\$ 15.666 milhões, representando um aumento de 38,4% (R\$ 4.350 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 11.190 milhões no 3T21, registrando um aumento de 43,8% (R\$ 3.409 milhões).

Nos 9M21, a receita operacional bruta atingiu R\$ 40.854 milhões, representando um aumento de 27,5% (R\$ 8.811 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 28.291 milhões nos 9M21, registrando um aumento de 30,8% (R\$ 6.666 milhões).

A abertura da receita operacional líquida por segmento de negócio é apresentada na tabela abaixo:

Receita Operacional Líquida (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Distribuição	9.593	6.286	52,6%	24.208	17.783	36,1%
Geração	1.233	1.016	21,4%	2.951	2.352	25,5%
Comercialização	652	758	-14,0%	1.866	2.186	-14,6%
Serviços	217	190	14,1%	621	517	20,2%
Eliminações e Outros	(505)	(470)	7,6%	(1.356)	(1.212)	11,8%
Total	11.190	7.781	43,8%	28.291	21.625	30,8%

Para mais detalhes sobre a variação da receita por segmento, vide capítulo 6 – Performance dos negócios.

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	965	1.010	-4,5%	2.759	2.939	-6,1%
PROINFA	87	76	14,2%	272	220	23,3%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	5.638	2.843	98,3%	12.304	8.729	41,0%
Crédito de PIS e COFINS	(587)	(346)	69,9%	(1.350)	(1.056)	27,8%
Total	6.102	3.583	70,3%	13.984	10.832	29,1%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	654	722	-9,3%	2.181	1.788	22,0%
Encargos de Transporte de Itaipu	54	91	-40,5%	224	234	-4,3%
Encargos de Conexão	68	48	42,6%	167	130	28,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	17	12	47,6%	48	33	45,4%
ESS / EER	290	102	185,2%	976	15	6257,7%
Crédito de PIS e COFINS	(99)	(89)	11,4%	(328)	(200)	64,4%
Total	985	885	11,3%	3.268	2.001	63,3%
Custo com Energia Elétrica	7.087	4.468	58,6%	17.252	12.832	34,4%

Energia comprada para revenda

No 3T21, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 6.102 milhões, um aumento de 70,3% (R\$ 2.519 milhões), devido principalmente a:

- (i) Aumento de 98,3% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 2.795 milhões), devido ao maior preço médio (+116,6%);
- (ii) Aumento de 14,2% no **PROINFA** (R\$ 11 milhões);

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Aumento de 69,9% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 241 milhões);
- (iv) Redução de 4,5% na **energia de Itaipu** (R\$ 45 milhões), em função do menor volume de energia comprada (-4,1%).

Nos 9M21, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 13.984 milhões, um aumento de 29,1% (R\$ 3.125 milhões), devido principalmente a:

- (i) Aumento de 41,0% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 3.575 milhões), devido ao maior preço médio (+52,5%);
- (ii) Aumento de 23,3% no **PROINFA** (R\$ 51 milhões);
Parcialmente compensados pela:
- (iii) Aumento de 27,8% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 294 milhões);
- (iv) Redução de 6,1% na **energia de Itaipu** (R\$ 180 milhões), em função da variação cambial, que diminuiu o preço médio dessa energia em 1,9%, e menor volume de energia comprada (-4,4%).

Quantidade física (GWh)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.652	2.765	-4,1%	7.844	8.201	-4,4%
PROINFA	275	285	-3,5%	755	797	-5,3%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	14.004	15.296	-8,4%	43.360	46.920	-7,6%
Total	16.931	18.346	-7,7%	51.959	55.918	-7,1%

Preço médio (R\$/MWh)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia de Itaipu Binacional	363,74	365,09	-0,4%	351,67	358,34	-1,9%
PROINFA	316,21	267,20	18,3%	359,81	276,50	30,1%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	402,57	185,86	116,6%	283,76	186,03	52,5%
Total	395,09	214,14	84,5%	295,11	212,59	38,8%

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

No 3T21, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 985 milhões, um aumento de 11,3% (R\$ 100 milhões), devido a:

- (i) Aumento de R\$ 188 milhões nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da necessidade de continuar o acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito no 3T21, devido a condições hidrológicas limitadas e à necessidade de garantir a segurança energética do país;

Tais efeitos foram parcialmente compensados por:

- (ii) Aumento de 11,4% no **crédito de PIS/Cofins** (R\$ 10 milhões);
- (iii) Redução de 9,0% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 78 milhões).

Nos 9M21, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 3.268 milhões, um aumento de 63,3% (R\$ 1.267 milhões), devido a:

- (i) Aumento de R\$ 961 milhões nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao ESS, que foi pressionado pelo maior despacho térmico, como explicado acima, combinado à medida de mitigação da pandemia realizada em 2020;
- (ii) Aumento de 19,9% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 435 milhões);

Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 64,4% no **crédito de PIS/Cofins** (R\$ 129 milhões).

Margem de Contribuição

No 3T21, a **margem de contribuição** atingiu R\$ 3.566 milhões, um aumento de 35,9% (R\$ 943 milhões). Nos 9M21, a **margem de contribuição** atingiu R\$ 9.048 milhões, um aumento de 29,2% (R\$ 2.045 milhões). Esses resultados refletem principalmente a melhora no desempenho dos segmentos de Distribuição e de Geração nos períodos. Para mais detalhes, ver itens 6.1.1 e 6.3.

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	3T21	3T20	Variação		9M21	9M20	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	(397)	(355)	(43)	12,0%	(1.145)	(1.066)	(78)	7,3%
Material	(93)	(74)	(19)	25,1%	(248)	(207)	(41)	20,0%
Serviços de Terceiros	(155)	(128)	(28)	21,8%	(462)	(449)	(12)	2,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(245)	(170)	(75)	44,3%	(660)	(566)	(94)	16,7%
<i>PDD</i>	<i>(106)</i>	<i>(36)</i>	<i>(70)</i>	<i>192,0%</i>	<i>(260)</i>	<i>(174)</i>	<i>(86)</i>	<i>49,2%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(58)</i>	<i>(44)</i>	<i>(14)</i>	<i>32,9%</i>	<i>(121)</i>	<i>(107)</i>	<i>(14)</i>	<i>12,6%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>(35)</i>	<i>(30)</i>	<i>(5)</i>	<i>16,3%</i>	<i>(108)</i>	<i>(89)</i>	<i>(19)</i>	<i>21,4%</i>
<i>Outros</i>	<i>(46)</i>	<i>(60)</i>	<i>14</i>	<i>-23,0%</i>	<i>(171)</i>	<i>(195)</i>	<i>24</i>	<i>-12,3%</i>
Total PMSO	(891)	(727)	(164)	22,6%	(2.515)	(2.288)	(227)	9,9%

O PMSO atingiu R\$ 891 milhões no 3T21, um aumento de 22,6% (R\$ 164 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 192,0% (R\$ 70 milhões) na provisão para devedores duvidosos, impactada pela maior receita, devido aos reajustes tarifários, pelo cenário macroeconômico pior e pela fraca base de comparação, devido a um plano de negociação diferenciado para clientes do Grupo A no 3T20, que resultou em um estorno de PDD no valor de R\$ 14,5 milhões;
- (ii) Aumento de 9,8% (R\$ 56 milhões) nas despesas ligadas à inflação, comparado ao IPCA de 10,25% no acumulado dos últimos 12 meses. Destaque para custo de pessoal, com alta de 12,0% (R\$ 43 milhões), reflexo principalmente do acordo coletivo;
- (iii) Aumento de 32,9% (R\$ 14 milhões) nas despesas legais e judiciais, devido ao maior volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (iv) Despesa de R\$ 9 milhões em custos do leilão de privatização da CEEE-T;
- (v) Aumento de 19,1% (R\$ 6 milhões) no opex relacionado ao Capex;
- (vi) Aumento de 16,3% (R\$ 5 milhões) na baixa de ativos;
- (vii) Aumento de 78,0% (R\$ 5 milhões) em ações de cobrança, principalmente em função da proibição dos cortes entre abril e julho/2020, com retomada gradual a partir de agosto/2020, em decorrência da pandemia de covid-19.

Nos 9M21, o PMSO atingiu R\$ 2.515 milhões, um aumento de 9,9% (R\$ 227 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 49,2% (R\$ 86 milhões) na provisão para devedores duvidosos, em função do cenário macroeconômico pior;
- (ii) Aumento de 4,5% (R\$ 81 milhões) nas despesas ligadas à inflação, comparado ao IPCA de 10,25% no acumulado dos últimos 12 meses. Destaque para custo de pessoal, com alta de 7,3% (R\$ 78 milhões);

- (iii) Aumento de 21,4% (R\$ 19 milhões) na baixa de ativos;
- (iv) Aumento de 12,6% (R\$ 14 milhões) nas despesas legais e judiciais;
- (v) Aumento de 24,3% (R\$ 11 milhões) em ações de cobrança;
- (vi) Despesa de R\$ 9 milhões em custos do leilão de privatização da CEEE-T;
- (vii) Aumento de 8,2% (R\$ 7 milhões) no opex relacionado ao Capex.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Custos com construção de infraestrutura	940	685	37,2%	2.300	1.781	29,2%
Entidade de Previdência Privada	57	43	32,5%	170	131	29,9%
Depreciação e Amortização	435	381	14,0%	1.289	1.241	3,9%
Total	1.431	1.109	29,0%	3.760	3.153	19,2%

EBITDA

No 3T21, o **EBITDA** atingiu R\$ 2.596 milhões, registrando um aumento de 32,8% (R\$ 642 milhões). Nos 9M21, o **EBITDA** atingiu R\$ 6.616 milhões, registrando um aumento de 36,2% (R\$ 1.757 milhões). Esses resultados refletem principalmente a melhora no desempenho dos segmentos de Distribuição e de Geração nos períodos. Para mais detalhes, ver itens 6.1.1 e 6.3.

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Lucro Líquido	1.436	1.352	6,2%	3.523	2.718	29,6%
Depreciação e Amortização	435	382	13,9%	1.289	1.241	3,9%
Resultado Financeiro	189	192	-1,4%	320	143	123,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	536	29	1755,8%	1.483	756	96,2%
EBITDA	2.596	1.954	32,8%	6.616	4.858	36,2%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receitas	252	140	80,4%	801	760	5,3%
Despesas	(441)	(332)	33,1%	(1.121)	(904)	24,0%
Resultado Financeiro	(189)	(192)	-1,4%	(320)	(143)	123,1%

No 3T21, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 189 milhões, uma redução de 1,4% (R\$ 3 milhões) se comparada à despesa financeira líquida de R\$ 192 milhões observada no 3T20. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Variação positiva de R\$ 34 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa);
- (ii) Aumento de R\$ 30 milhões nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**;

- (iii) Variação positiva de R\$ 18 milhões em **ajustes monetários de créditos fiscais**;
- (iv) Aumento de 7,7% (R\$ 9 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
- (v) Variação positiva de R\$ 56 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**.

Parcialmente compensados por:

- (vi) Aumento de 79,9% (R\$ 143 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo principalmente do aumento do IPCA e do CDI no período;

Nos 9M21, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 320 milhões, um aumento de 123,1% (R\$ 176 milhões) se comparada à despesa financeira líquida de R\$ 143 milhões observada nos 9M20. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 36,4% (R\$ 212 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo principalmente do aumento do IPCA e do CDI;
- (ii) Variação negativa de R\$ 204 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa). Essa variação significativa deve-se principalmente ao elevado ganho contabilizado no 1T20 devido ao grande volume de captações que ocorreram naquele período (R\$ 2,9 bilhões), em moeda estrangeira, com swap para CDI, pouco antes da deterioração das condições do mercado de crédito em decorrência da pandemia;

Parcialmente compensadas por:

- (iii) Aumento de 34,9% (R\$ 111 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
- (iv) Variação positiva de R\$ 63 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**;
- (v) Variação positiva de R\$ 36 milhões em **ajustes monetários de créditos fiscais**;
- (vi) Aumento de R\$ 30 milhões nas atualizações do **ativo e passivo financeiro setorial**.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T21, Imposto de Renda e Contribuição Social registraram aumento de R\$ 507 milhões, com destaque para o segmento de Geração, com o melhor resultado das empresas que estão no regime de lucro presumido e principalmente pelo reconhecimento de créditos fiscais na CPFL Renováveis (R\$ 271 milhões) no 3T20.

Nos 9M21, Imposto de Renda e Contribuição Social registraram aumento de 96,2% (R\$ 727 milhões). A alíquota efetiva saiu de 21,8% nos 9M20 para 29,6% nos 9M21, pelos motivos citados acima.

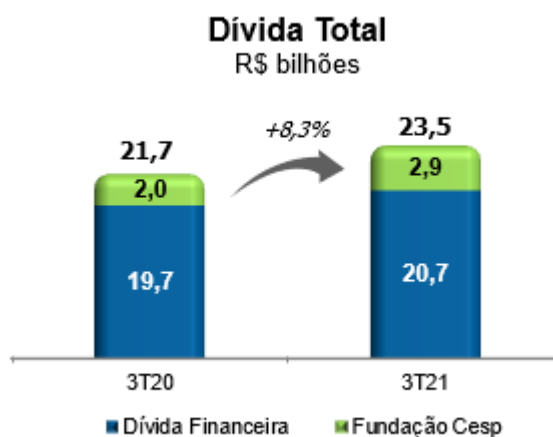
Lucro Líquido

O **lucro líquido** foi de R\$ 1.436 milhões no 3T21, registrando um aumento de 6,2% (R\$ 84 milhões). Nos 9M21, o **lucro líquido** foi de R\$ 3.523 milhões, registrando um aumento de 29,6% (R\$ 805 milhões). Esses resultados refletem o aumento do EBITDA, decorrente principalmente da melhora no desempenho dos segmentos de Distribuição e de Geração, e da menor despesa financeira líquida, parcialmente compensados pelo aumento do Imposto de Renda e Contribuição Social, devido ao melhor resultado no período.

3.2) Endividamento

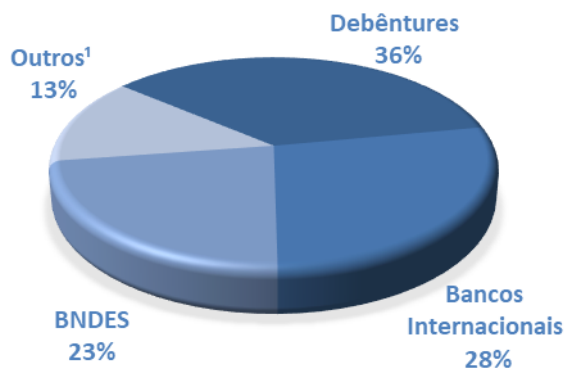
3.2.1) Dívida (IFRS)

Em 30 de setembro de 2021, a dívida total da CPFL Energia era de R\$ 23,5 bilhões, com um aumento de 8,3% em relação ao ano anterior. A dívida financeira do grupo, que considera empréstimos e financiamentos, debêntures e mútuos, era de R\$ 20,7 bilhões na mesma data.



Notas: (1) Considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão; (2) Considera os mútuos, no montante total de R\$ 2,4 bilhões, da CPFL Renováveis e da CPFL Brasil com a SGBP.

Perfil da Dívida – IFRS

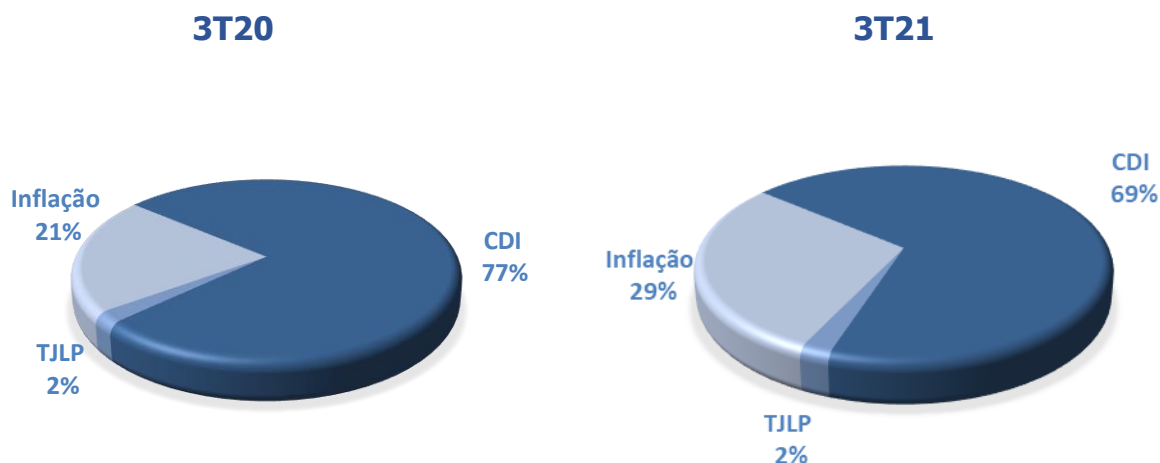


Custo Médio (Final do período – IFRS)
3T21 – 8,69%
 3T20 – 3,62%

Nota: (1) Outros: linhas de crédito e mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP.

É prática do grupo CPFL mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado e, por essa razão, parte das dívidas, cerca de R\$ 5,8 bilhões, possui operações de *hedge*. Para os casos em moeda estrangeira, por exemplo, que representam cerca de 28% do montante total das dívidas do grupo (em IFRS), foram contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Indexação Pós-Hedge 3T20 vs. 3T21



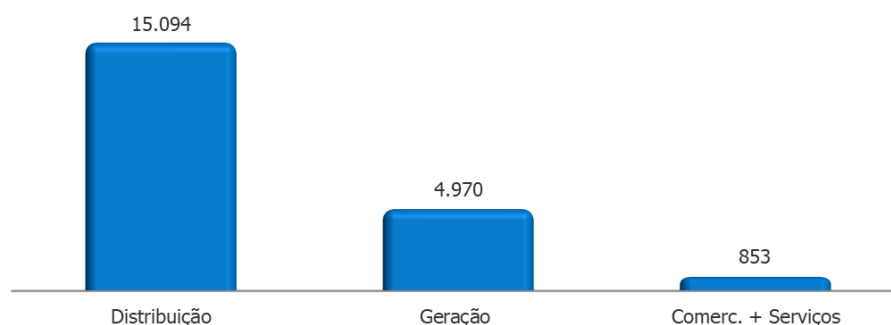
Nota: (1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (27,7% do total no 3T21), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	3T21	3T20	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(20.688)	(19.733)	4,8%
(+) Disponibilidades	4.921	8.116	-39,4%
(=) Dívida Líquida	(15.767)	(11.617)	35,7%

Nota: A partir deste trimestre estamos demonstrando a disponibilidade somada ao valor do TVM. Desta forma, para fins de comparabilidade, o 3T20 está sendo reapresentado.

Dívida por Segmento (R\$ Milhões – IFRS)



Notas:

- 1) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran, CPFL Transmissão Piracicaba e CPFL Transmissão Maracanau; o segmento de Serviços considera a CPFL Serviços e a CPFL Eficiência;
- 2) Considera apenas o principal da dívida, juros e derivativos. Inclui os mútuos da CPFL Renováveis e da CPFL Brasil com a SGBP.

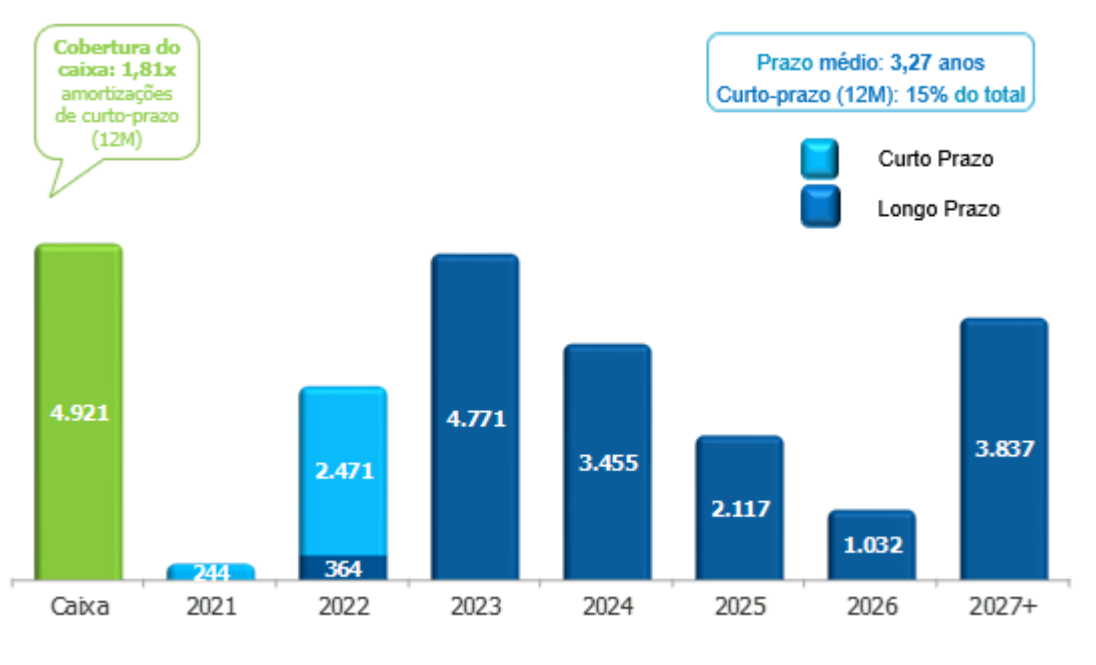
Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Setembro de 2021)

A CPFL Energia avalia constantemente oportunidades de mercado que viabilizem resultados financeiros que vão ao encontro das políticas e estratégias do grupo. Dessa forma, face ao amplo acesso da CPFL a diversas modalidades de captação de recursos via mercado, tanto nacional quanto internacional, o portfólio de dívidas do grupo é composto por diferentes modalidades e instrumentos.

A posição de caixa ao final do 3T21 possuía índice de cobertura de **1,81x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar parte dos compromissos de amortização de 2021. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,27 anos**.

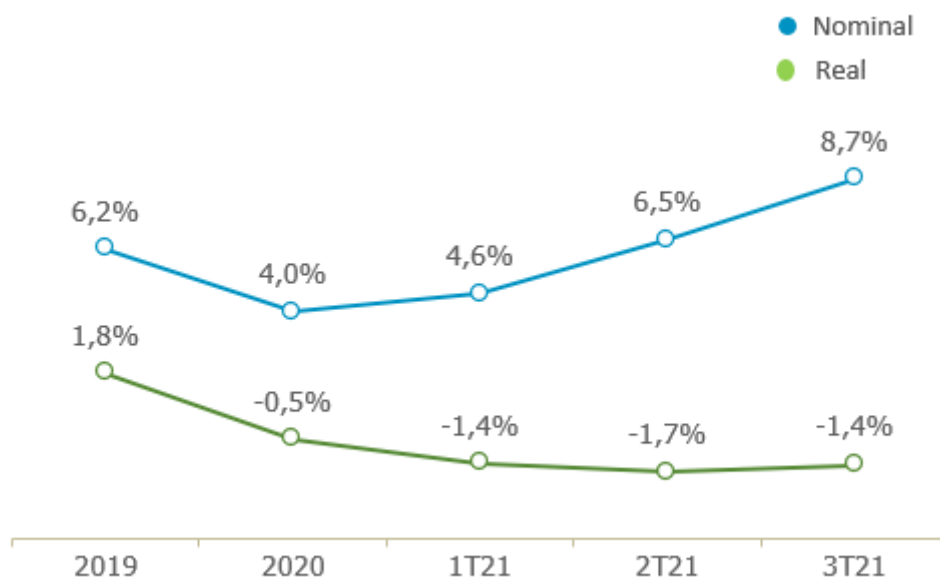
O cronograma de amortização da dívida financeira abaixo considera apenas o principal da dívida e derivativos.

Cronograma de amortização da dívida (IFRS)



Notas: (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 18.453 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM) e do custo de captação; (2) Considera os mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP; (3) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 287 mil, de acordo com o critério dos *covenants*.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério IFRS



Nota: (1) O cálculo considera o custo médio de dívida do final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

Ratings

A tabela a seguir demonstra os *ratings* corporativos da CPFL Energia.

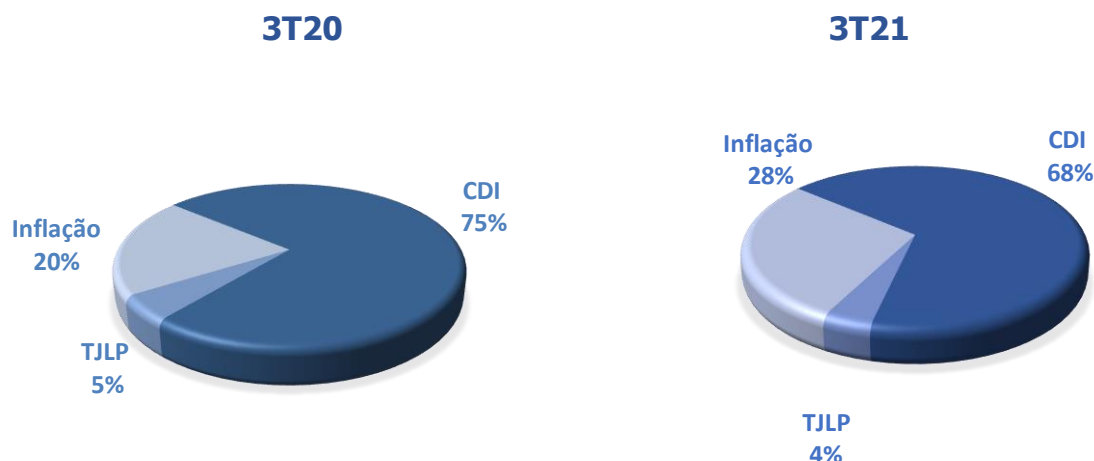
Rating CPFL Energia - Crédito Corporativo			
Agência	Escala	Rating	Perspectiva
Standard & Poor's	Nacional Brasil	brAAA	Estável
Fitch Rating	Nacional Brasil	AAA(bra)	Estável
Moody's	Nacional Brasil	Aaa.br	Estável

Nota: Em 27 de setembro de 2021 a agência Moody's atribuiu rating Aaa.br à 12ª emissão de debêntures da RGE Sul.

3.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

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

Indexação¹ Pós-Hedge² – 3T20 vs. 3T21



Notas:

(1) Considera a consolidação proporcional de Ceran, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;

(2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (28,0% do total), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida no Critério dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No final do 3T21, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 21.116** milhões, um aumento de **4,0%** em relação à posição de dívida líquida no final do 3T20, no montante de **R\$ 20.297** milhões.

Critério Covenants R\$ Milhões	3T21	3T20	Var.%
Dívida Financeira (incluindo Hedge) ¹	(21.116)	(20.297)	4,0%
(+) Disponibilidades ³	5.168	6.995	-26,1%
(=) Dívida Líquida	(15.948)	(13.303)	19,9%
EBITDA <i>Pro forma</i> ²	9.023	6.895	30,9%
Dívida Líquida / EBITDA	1,77	1,93	-8,4%

Notas:

(1) Considera a consolidação proporcional de Ceran, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;

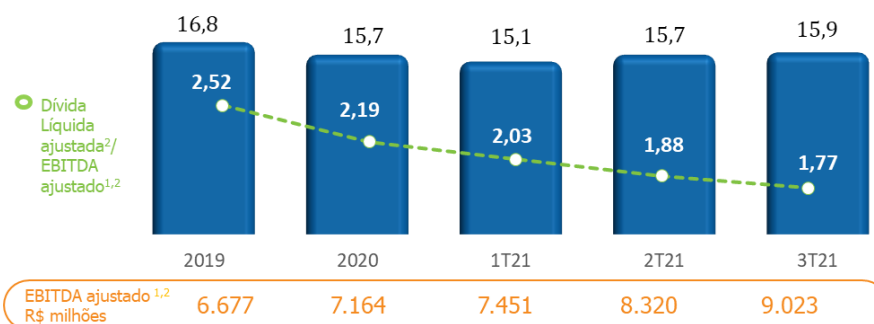
(2) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants* financeiros: ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas.

(3) Disponibilidade já considerando o TVM.

Em consonância com os critérios de cálculo dos *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida e o EBITDA são ajustados de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas.

Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 15.948 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 9.023 milhões**, a relação Dívida Líquida/EBITDA *Pro forma* ao final do 3T21 alcançou **1,77x**.

Alavancagem no critério *covenants* financeiros – R\$ bilhões



Notas: (1) EBITDA últimos 12 meses; (2) Ajustado pela consolidação proporcional.

3.3) Investimentos

3.3.1) Investimentos Realizados

Investimentos (R\$ Milhões)						
Segmento	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Distribuição	821	601	36,6%	2.156	1.601	34,7%
Geração	71	99	-28,0%	339	192	76,5%
Comercialização	1	1	67,4%	6	2	240,0%
Serviços e Outros¹	22	15	51,1%	56	40	40,8%
Transmissão²	16	54	-71,1%	90	94	-4,7%
Total	932	770	21,0%	2.646	1.928	37,2%

Notas:

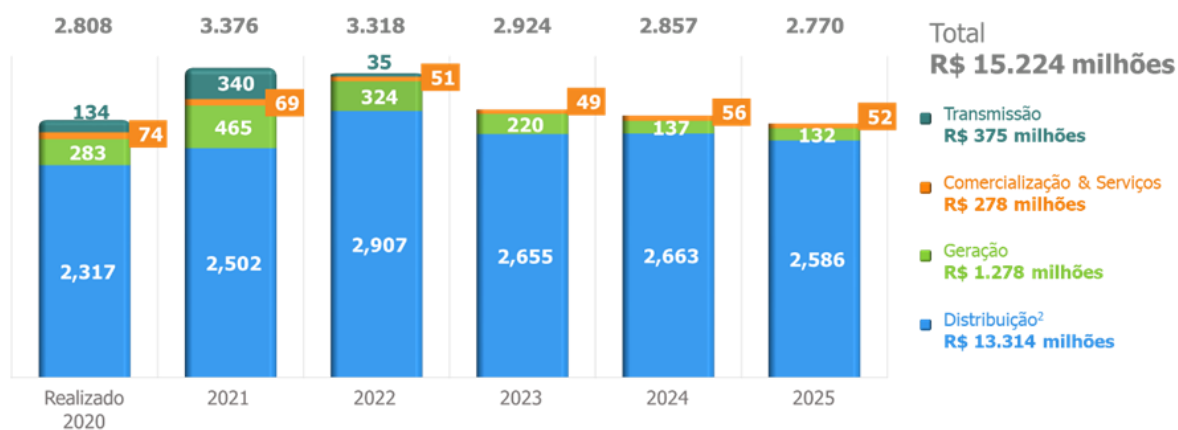
(1) Outros - refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados;
 (2) Transmissão - ativos de transmissoras não possuem ativos imobilizados, a adição nesta tabela é a adição de ativos contratuais.

No 3T21, os investimentos foram de R\$ 932 milhões, um aumento de 21,0%, comparado aos R\$ 770 milhões registrados no 3T20. Destacamos os investimentos realizados pela CPFL Energia no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 821 milhões, destinados principalmente para ampliação, modernização e manutenção do sistema elétrico.

3.3.2) Investimentos Previstos

Em 26 de novembro de 2020, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2021 e Projeções Plurianuais 2021/2025 da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas.

Investimentos Previstos (R\$ milhões)¹



Notas:

1) Moeda constante;

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

4) MERCADO DE CAPITAIS

4.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3, no Novo Mercado, segmento com o mais elevado nível de governança corporativa.

B3				
Data		CPFE3	IEE	IBOV
30/09/2021	R\$	26,93	78.296	110.979
30/06/2021	R\$	25,41	80.452	126.802
30/09/2020	R\$	27,56	68.569	94.603
Var. Tri		6,0%	-2,7%	-12,5%
Var. 12M		-2,3%	14,2%	17,3%

Em 30 de setembro de 2021, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 26,93 por ação na B3, uma valorização no trimestre de 6,0%. Considerando a variação nos últimos 12 meses, as ações apresentaram uma desvalorização de 2,3%.

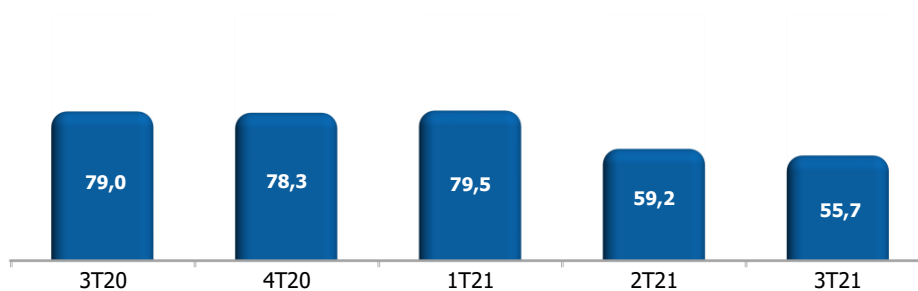
Desde setembro/21, a CPFL Energia faz parte do Índice Dividendos (IDIV) da B3.

4.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação da CPFL Energia no 3T21 foi de R\$ 55,7 milhões, representando uma redução de 29,5% em relação ao 3T20.

Volume Médio Diário na B3

R\$ Milhões



5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

5.1) Plano de Sustentabilidade (2020-2024)

O Plano de Sustentabilidade (2020-2024), integrado ao Plano Estratégico do grupo CPFL Energia, define as diretrizes para que possamos “fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos”. Nosso objetivo corporativo é impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor.

Para isso, identificamos três pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Energias Sustentáveis, Soluções Inteligentes e Valor Compartilhado. Dentro dos pilares, assumimos 15 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas. Definimos também os habilitadores: ética, desenvolvimento de colaboradores & inclusão e transparência. Os compromissos estão disponíveis no site de RI da CPFL Energia: <http://www.cpfl.com.br/ri>

5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano Sustentabilidade, que passaremos a divulgar trimestralmente para acompanhamento.

 ENERGIAS SUSTENTÁVEIS - Buscando a menor pegada ambiental possível					
Tema	Indicador	Unidade	3T21	3T20	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	3.903	4.252	-8,2%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.803	2.133	-15,5%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	154	271	-43,2%
	↳ Solar	GWh	0,2	0,4	-36,0%
	↳ Eólica	GWh	1.550	1.464	5,9%
	↳ Biomassa	GWh	397	385	3,1%
Economia circular	Nº de transformadores reformados	unidade	3.016	2.418	24,7%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	2.013	1.723	16,8%
Recursos naturais	Consumo de água (prédios administrativos)	1.000 m³	36	46	-23,1%
	Consumo de energia (prédios administrativos)	MWh	8.214	11.052	-25,7%

 SOLUÇÕES INTELIGENTES - Oferecendo soluções para o futuro da energia					
Tema	Indicador	Unidade	3T21	3T20	Var.
Smart Grid	% de carga de energia telemetida	%	56,4%	54,0%	4,4%
	Número de religadores automáticos instalados	unidade	14.304	12.506	14,4%
Digitalização	% de digitalização dos canais de atendimento	%	89%	86%	3,7%
	Número de contas digitais	milhões	4,3	3,1	38,0%
	% de faturas pagas por meio digital	%	64,3%	60,0%	7,2%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) ¹	R\$ Milhões	12,2	16,8	-27,0%
Soluções de baixo carbono	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	18	16	12,5%

Notas

¹ Considera apenas os investimentos que estão 100% sob gestão da CPFL Energia


VALOR COMPARTILHADO - Maximizando nossos impactos positivos na comunidade e na cadeia de valor

Tema	Indicador	Unidade	3T21	3T20	Var.
Transformação social	Investimento em ações de Eficiência Energética (PEE Aneel)	R\$ Milhões	38,8	40,5	-4,1%
	Investimento através do Instituto CPFL ¹	R\$ Milhões	3,8	6,8	-44,5%
	Número total de hospitais beneficiados pelo Programa CPFL nos Hospitais ²	nº de hospitais	42	19	121,1%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil pessoas	191	113	68,7%
	Número de famílias baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel) ²	mil famílias	6,1	22,362	-72,7%
Saúde e Segurança	Número de inspeções de segurança realizadas no quadro próprio e em contratadas	mil inspeções	7,0	6,0	15,6%
	Número de auditorias realizadas nas empresas contratadas	nº de auditorias	210	168	25,0%
	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	1,35	1,15	17,4%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	2,52	3,19	-21,0%
	Número de acidentes fatais com a população	nº de acidentes	2	5	-60,0%

Notas

¹ Os investimentos do Instituto CPFL iniciam a partir do 2T² Os quantitativos de 2020 foram extraídos com base nos investimentos realizados no ano de 2020, sejam eles de projetos encerrados no ano ou não
HABILITADORES

Tema	Indicador	Unidade	3T21	3T20	Var.
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	86%	85%	1,2%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento ¹	1.000 horas	200	147	35,9%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	20,2%	17,5%	15,4%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	0,0%
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	0	0	-

Nota:

¹ Considera o programa de requalificação profissional
9M21

ENERGIAS SUSTENTÁVEIS - Buscando a menor pegada ambiental possível

Tema	Indicador	Unidade	9M21	9M20	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	8.942	7.752	15,4%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	3.907	3.248	20,3%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	794	984	-19,3%
	↳ Solar	GWh	0,9	1,1	-17,1%
	↳ Eólica	GWh	3.419	2.699	26,7%
	↳ Biomassa	GWh	821	820	0,1%
Economia circular	Nº de transformadores reformados	unidade	8.364	7.339	14,0%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	5.413	4.463	21,3%
Recursos naturais	Consumo de água (prédios administrativos)	1.000 m³	87	150	-41,8%
	Consumo de energia (prédios administrativos)	MWh	31.701	41.379	-23,4%

**SOLUÇÕES INTELIGENTES - Oferecendo soluções para o futuro da energia**

Tema	Indicador	Unidade	9M21	9M20	Var.
Smart Grid	% de carga de energia telemedida	%	56,0%	52,4%	6,8%
	Número de religadores automáticos instalados	unidade	41.396	36.096	14,7%
Digitalização	% de digitalização dos canais de atendimento	%	88,7%	84,6%	4,8%
	Número de contas digitais	milhões	11,8	8,8	33,3%
	% de faturas pagas por meio digital	%	62,5%	56,3%	11,1%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) ¹	R\$ Milhões	38,6	50,0	-22,8%
Soluções de baixo carbono	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	54	48	12,5%

Notas

¹ Considera apenas os investimentos que estão 100% sob gestão da CPFL Energia**VALOR COMPARTILHADO - Maximizando nossos impactos positivos na comunidade e na cadeia de valor**

Tema	Indicador	Unidade	9M21	9M20	Var.
Transformação social	Investimento em ações de Eficiência Energética (PEE Aneel)	R\$ Milhões	112,2	107,71	4,1%
	Investimento através do Instituto CPFL ¹	R\$ Milhões	3,8	14,4	-73,4%
	Número total de hospitais beneficiados pelo Programa CPFL nos Hospitais ²	nº de hospitais	104	31	235,5%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil pessoas	459	259	77,2%
	Número de famílias baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel) ²	mil famílias	60,8	68,109	-10,8%
Saúde e Segurança	Número de inspeções de segurança realizadas no quadro próprio e em contratadas	mil inspeções	18,4	15,7	17,0%
	Número de auditorias realizadas nas empresas contratadas	nº de auditorias	609	508	19,9%
	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos * 1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	1,35	1,24	8,6%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos * 1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	2,54	3,82	-33,6%
	Número de acidentes fatais com a população	nº de acidentes	13	17	-23,5%

Notas ¹ Os investimentos do Instituto CPFL iniciam a partir do 2T² Os quantitativos de 2020 foram extraídos com base nos investimentos realizados no ano de 2020, sejam eles de projetos encerrados no ano ou não**HABILITADORES**

Tema	Indicador	Unidade	9M21	9M20	Var.
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	85%	83%	2,4%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento ¹	1.000 horas	696	407	71,0%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	19,3%	17,5%	10,1%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	0,0%
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	0	0	-

Nota:

¹ Considera o programa de requalificação profissional

6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

6.1) Segmento de Distribuição

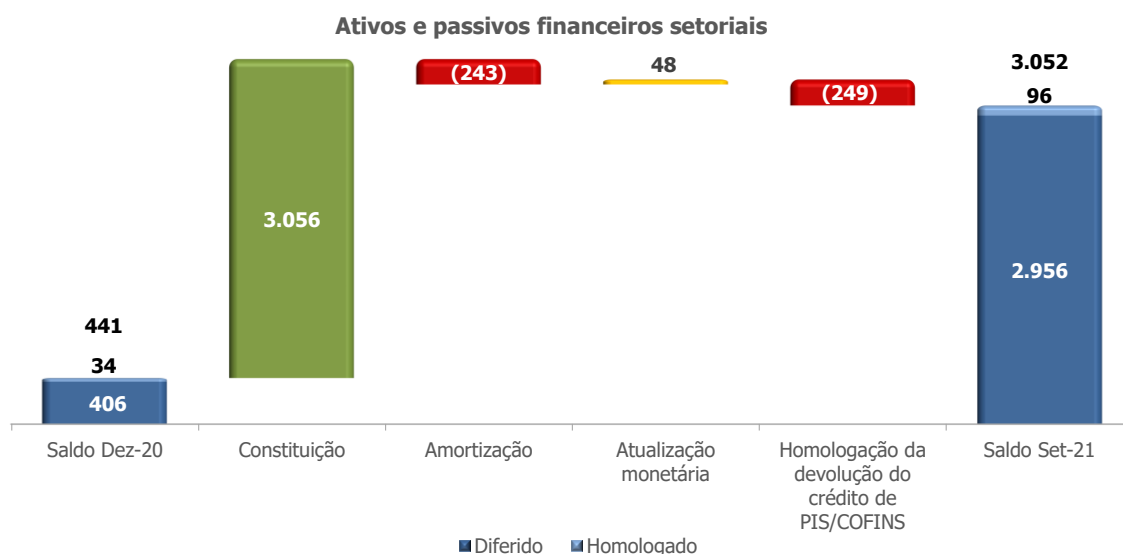
6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Bruta	13.918	9.656	44,1%	36.377	27.732	31,2%
Receita Operacional Líquida	9.593	6.286	52,6%	24.208	17.783	36,1%
Custo com Energia Elétrica	(6.433)	(3.915)	64,3%	(15.749)	(11.201)	40,6%
Custos e Despesas Operacionais	(1.858)	(1.519)	22,3%	(5.097)	(4.398)	15,9%
Resultado do Serviço	1.303	852	53,0%	3.362	2.183	54,0%
EBITDA ⁽¹⁾	1.535	1.072	43,2%	4.045	2.831	42,9%
Resultado Financeiro	(142)	(75)	90,6%	(233)	150	-
Lucro Antes da Tributação	1.160	777	49,3%	3.129	2.333	34,1%
Lucro Líquido	798	571	39,6%	2.058	1.568	31,2%

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.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 30 de setembro de 2021, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 3.052 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2020, houve um aumento de R\$ 2.612 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um ativo de R\$ 3.056 milhões, devido principalmente a: (i) maiores custos com energia de Itaipu (R\$ 1.041 milhões), (ii) custo com energia elétrica (R\$ 656 milhões); e (iii) aumento nos custos de Rede Básica (R\$ 112 milhões).

A amortização de R\$ 243 milhões foi favorecida pelos reajustes tarifários aplicados ao longo dos últimos 12 meses, que permitiram o repasse de custos aos consumidores, principalmente parte da variação cambial sobre os custos da energia de Itaipu, que já vinha sendo observada desde o início da pandemia.

A atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 48 milhões. Além disso, houve a homologação da devolução do crédito de PIS/Cofins da CPFL Santa Cruz e da RGE, no montante de R\$ 249 milhões.

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	9.842	8.059	22,1%	27.990	23.842	17,4%
Energia Elétrica de Curto Prazo	613	182	236,7%	1.259	602	109,3%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	802	636	26,1%	2.094	1.695	23,6%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.870	256	631,5%	2.813	83	3286,1%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	406	355	14,4%	1.178	1.115	5,7%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	271	80	240,0%	752	157	378,6%
Outras Receitas e Rendas	129	100	28,6%	362	299	20,7%
Multas DIC e FIC	(15)	(11)	31,6%	(72)	(61)	17,3%
Total	13.918	9.656	44,1%	36.377	27.732	31,2%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(2.012)	(1.606)	25,3%	(5.734)	(4.836)	18,6%
PIS e COFINS	(1.060)	(814)	30,2%	(2.947)	(2.368)	24,5%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(881)	(845)	4,2%	(2.806)	(2.631)	6,6%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(85)	(56)	52,9%	(214)	(160)	34,0%
PROINFA	(53)	(41)	29,7%	(148)	(129)	14,8%
Bandeiras Tarifárias	(225)	(0)	74901,1%	(292)	198	-
Outros	(10)	(8)	28,1%	(27)	(23)	20,6%
Total	(4.325)	(3.370)	28,4%	(12.169)	(9.949)	22,3%
Receita Operacional Líquida	9.593	6.286	52,6%	24.208	17.783	36,1%

No 3T21, a receita operacional bruta atingiu R\$ 13.918 milhões, um aumento de 44,1% (R\$ 4.262 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 22,1% (R\$ 1.784 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência:
 - a. do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 3T20 e 3T21 (aumentos médios de 9,82% na CPFL Piratininga, em outubro de 2020, de 8,95% na CPFL Paulista, em abril de 2021, e de 9,95% na RGE, em junho de 2021);
 - b. da revisão tarifária com reajuste médio positivo na percepção do consumidor de 9,95% na CPFL Santa Cruz, em março de 2021;
 - c. da adoção da bandeira vermelha - patamar 2 nos meses de Julho e Agosto/21 e da bandeira "escassez hídrica" no mês Setembro/21, comparada às bandeiras verdes nos três meses que compuseram o 3T20;
 - d. do aumento de 2,0% na carga da área de concessão¹;
- (ii) Aumento de 631,5% (R\$ 1.614 milhões) na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**;
- (iii) Aumento de 236,7% (R\$ 431 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente de um PLD maior;
- (iv) Aumento de 240,0% (R\$ 191 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, decorrente principalmente da variação do IPCA (de 0,86% no 3T20 para 2,38% no 3T21);
- (v) Aumento de 26,1% (R\$ 166 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;

¹ Se desconsiderarmos a migração de grandes consumidores e permissionárias, a carga no 3T21, seria de 2,4%.

- (vi) Aumento de 17,2% (R\$ 76 milhões) nos **demais itens**, com destaque para **Outras Receitas** (principalmente aluguel de postes), que teve alta de R\$ 21 milhões, favorecida pelo IGP-M mais elevado.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 4.325 milhões no 3T21, representando um aumento de 28,4% (R\$ 956 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 26,9% (R\$ 652 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/Cofins);
- (ii) Variação de R\$ 225 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**, homologadas pela CCEE;
- (iii) Aumento de 4,2% (R\$ 35 milhões) na **CDE**, decorrente da redução de R\$ 76 milhões da cota CDE de competência e o aumento de R\$ 111 milhões devido a inclusão da CDE Conta Covid, principalmente na CPFL Paulista e RGE;
- (iv) Aumento de 42,0% (R\$ 44 milhões) nos **demais itens**.

A receita operacional líquida foi de R\$ 9.593 milhões no 3T21, representando um aumento de 52,6% (R\$ 3.307 milhões).

Nos 9M21, a receita operacional bruta atingiu R\$ 36.377 milhões, um aumento de 31,2% (R\$ 8.645 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 17,4% (R\$ 4.148 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do aumento de 5,7% na carga da área de concessão²; e (ii) reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período dos 9M20 a 9M21;
- (ii) Variação de R\$ 2.730 milhões na atualização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**;
- (iii) Aumento de 109,3% (R\$ 658 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente da alta do PLD;
- (iv) Aumento de 378,6% (R\$ 595 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**;
- (v) Aumento de 23,6% (R\$ 399 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (vi) Aumento 8,5% (R\$ 115 milhões) nos **demais itens**.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 12.169 milhões nos 9M21, representando um aumento de 22,3% (R\$ 2.219 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 20,5% (R\$ 1.477 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/Cofins);
- (ii) Variação de R\$ 490 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias** homologadas pela CCEE;
- (iii) Aumento de 6,6% (R\$ 175 milhões) na **CDE** decorrente do aumento da cota de CDE conta Covid, principalmente na CPFL Paulista e RGE;
- (iv) Aumento de 25,1% (R\$ 78 milhões) nos **demais itens**.

² Se desconsiderarmos a migração de grandes consumidores e permissionárias, a carga no 9M21, seria de 6,0%.

A receita operacional líquida foi de R\$ 24.208 milhões nos 9M21, representando um aumento de 36,1% (R\$ 6.425 milhões).

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	965	1.010	-4,5%	2.759	2.939	-6,1%
PROINFA	87	76	14,2%	272	220	23,3%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	4.964	2.269	118,8%	10.768	7.028	53,2%
Crédito de PIS e COFINS	(538)	(297)	81,3%	(1.228)	(907)	35,4%
Total	5.478	3.058	79,1%	12.570	9.279	35,5%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	629	700	-10,2%	2.110	1.725	22,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	54	91	-40,5%	224	234	-4,3%
Encargos de Conexão	66	46	44,0%	162	125	29,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	7	61,0%	31	19	58,7%
ESS / EER	293	102	188,1%	977	16	6202,4%
Crédito de PIS e COFINS	(97)	(87)	11,3%	(324)	(196)	65,4%
Total	955	857	11,3%	3.180	1.922	65,4%
Custo com Energia Elétrica	6.433	3.915	64,3%	15.749	11.201	40,6%

Energia Comprada para Revenda

No 3T21, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 5.478 milhões, o que representa um aumento de 79,1% (R\$ 2.420 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 118,8% (R\$ 2.695 milhões) no custo com **energia adquirida no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido principalmente ao aumento no preço médio de compra (+146,9%);
- (ii) Aumento de 14,2% (R\$ 11 milhões) no **Proinfa**, devido principalmente a um aumento no preço médio de compra (+18,3%);

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Redução de 4,5% (R\$ 45 milhões) no custo com **Energia de Itaipu**, devido às reduções no volume (-4,1%) e no preço médio de compra (-0,4%);
- (iv) Aumento de 81,3% (R\$ 241 milhões) no **crédito de PIS e COFINS**.

Nos 9M21, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 12.570 milhões, o que representa um aumento de 35,5% (R\$ 3.290 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 53,2% (R\$ 3.740 milhões) no custo com **energia adquirida no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido principalmente ao aumento no preço médio de compra (+60,2%);
- (ii) Aumento de 23,3% (R\$ 51 milhões) no **Proinfa**, devido principalmente ao aumento no preço médio de compra (+30,1%);

Parcialmente compensados pelo:

- (iii) Redução de 6,1% (R\$ 180 milhões) no custo com **Energia de Itaipu**, devido às reduções no volume (-4,4%) e no preço médio de compra (-1,9%);
- (iv) Aumento de 35,4% (R\$ 321 milhões) no **crédito de PIS e COFINS**.

Quantidade física (GWh)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.652	2.765	-4,1%	7.844	8.201	-4,4%
PROINFA	275	285	-3,5%	755	797	-5,3%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	10.279	11.598	-11,4%	33.932	35.484	-4,4%
Total	13.206	14.648	-9,8%	42.530	44.482	-4,4%

Tarifa média (R\$/MWh)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia de Itaipu Binacional	363,74	365,09	-0,4%	351,67	358,34	-1,9%
PROINFA	316,21	267,20	18,3%	359,81	276,50	30,1%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	482,94	195,63	146,9%	317,34	198,05	60,2%
Total	414,81	208,76	98,7%	295,54	208,60	41,7%

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

No 3T21, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 955 milhões, representando um aumento de 11,3% (R\$ 97 milhões), devido a:

- (i) Variação de R\$ 191 milhões nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da necessidade de acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito no 3T21, devido a condições hidrológicas limitadas e à necessidade de garantir a segurança energética do país;

Parcialmente compensados pelo:

- (ii) Redução de 9,9% (R\$ 84 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), principalmente devido aos reajustes anuais dos encargos de rede básica, além do impacto da entrada em operação de novas instalações de transmissão;
- (iii) Aumento 11,3% (R\$ 10 milhões) no **crédito de PIS/Cofins**.

Nos 9M21, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 3.180 milhões, representando um aumento de 65,4% (R\$ 1.258 milhões), devido a:

- (i) Variação de R\$ 962 milhões nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função do maior despacho térmico em 2021, como já explicado acima, combinado à medida de mitigação da pandemia realizada em 2020;
- (ii) Aumento de 20,2% (R\$ 424 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), principalmente devido aos reajustes anuais dos encargos de rede básica, além do impacto da entrada em operação de novas instalações de transmissão;

Parcialmente compensados pelo:

- (iii) Aumento 65,4% (R\$ 128 milhões) no **crédito de PIS/Cofins**.

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	3T21	3T20	Variação		9M21	9M20	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	(247)	(228)	(19)	8,3%	(729)	(689)	(40)	5,9%
Material	(57)	(44)	(13)	29,7%	(154)	(132)	(22)	16,3%
Serviços de Terceiros	(225)	(200)	(26)	13,0%	(659)	(607)	(52)	8,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(238)	(150)	(89)	59,3%	(610)	(498)	(112)	22,4%
<i>PDD</i>	(107)	(35)	(73)	207,7%	(261)	(172)	(89)	51,9%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(56)	(43)	(12)	28,9%	(114)	(104)	(10)	9,8%
<i>Baixa de Ativos</i>	(35)	(28)	(7)	24,2%	(107)	(85)	(22)	26,4%
<i>Outros</i>	(41)	(44)	3	-7,0%	(127)	(137)	10	-7,4%
Total PMSO	(768)	(621)	(147)	23,6%	(2.152)	(1.926)	(225)	11,7%

No 3T21, o **PMSO** atingiu R\$ 768 milhões, um aumento de 23,6% (R\$ 147 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 207,7% (R\$ 73 milhões) na provisão para devedores duvidosos, refletindo o aumento da receita de fornecimento, em função dos reajustes tarifários, e a piora da inadimplência observada em 2021, com o cenário macroeconômico deteriorado, e a fraca base de comparação. No 3T20, a PDD ficou em 0,51% da receita bruta de fornecimento, abaixo do nível histórico de 0,7% a 0,8%, devido a um plano de negociação diferenciado para clientes do Grupo A de serviços essenciais e que sofriam maior impacto da pandemia, que totalizou um estorno de PDD no valor de R\$ 14,5 milhões;
- (ii) Itens ligados à inflação com aumento de 9,5% (R\$ 44 milhões): pessoal (R\$ 19 milhões), poda de árvore (R\$ 7 milhões), manutenção de frota (R\$ 5 milhões), entre outros, comparado ao IPCA de 10,25% nos últimos 12 meses;
- (iii) Aumento de 28,9% (R\$ 12 milhões) nas despesas legais e judiciais, devido ao maior volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (iv) Aumento 24,2% (R\$ 7 milhões) em baixa de ativos, devido a um aumento nas baixas de redes e por inventário;
- (v) Aumento de 19,1% (R\$ 6 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;
- (vi) Aumento de 30,3% (R\$ 5 milhões) em ações de cobrança para combate da inadimplência, principalmente em função da proibição dos cortes entre Abril e Julho/2020, com retomada gradual a partir de Agosto/2020, em decorrência da pandemia de covid-19.

Nos 9M21, o **PMSO** atingiu R\$ 2.152 milhões, um aumento de 11,7% (R\$ 225 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 51,9% (R\$ 89 milhões) na provisão para devedores duvidosos, refletindo a maior receita de fornecimento, devido aos reajustes tarifários, e a piora da inadimplência;
- (ii) Itens ligados à inflação com aumento de 6,0% (R\$ 85 milhões): pessoal (R\$ 40 milhões), poda de árvore (R\$ 15 milhões), *call center* (R\$ 10 milhões), entre outros, comparado ao IPCA de 10,25% nos últimos 12 meses;

- (iii) Aumento 26,4% (R\$ 22 milhões) em baixa de ativos, em função da variação observada no 3T21, combinada com a variação de R\$ 14 milhões observadas no 2T21 referente à alienação de veículos, combinado a um aumento nas baixas de sucatas e por inventário;
- (iv) Aumento de 23,8% (R\$ 11 milhões) em ações de cobrança;
- (v) Aumento de 9,8% (R\$ 10 milhões) nas despesas legais e judiciais;
- (vi) Aumento de 8,2% (R\$ 7 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Custos com construção de infraestrutura	802	636	26,1%	2.094	1.695	23,6%
Entidade de Previdência Privada	56	42	32,4%	167	129	29,8%
Depreciação e Amortização	218	206	6,0%	641	605	5,9%
Total	1.076	884	21,7%	2.903	2.430	19,5%

EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 1.535 milhões no 3T21, um aumento de 43,2% (R\$ 463 milhões), explicado principalmente pelos efeitos positivos do crescimento de mercado, dos reajustes tarifários entre 3T20 e 3T21 e pela atualização do ativo financeiro da concessão.

Nos 9M21, o **EBITDA** totalizou R\$ 4.045 milhões, um aumento de 42,9% (R\$ 1.214 milhões), explicado pelos mesmos efeitos citados acima.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Lucro Líquido	798	571	39,6%	2.058	1.568	31,2%
Depreciação e Amortização	232	220	5,6%	684	648	5,5%
Resultado Financeiro	142	75	90,6%	233	(150)	-
IR/CS	363	206	76,3%	1.070	764	40,0%
EBITDA	1.535	1.072	43,2%	4.045	2.831	42,9%

EBITDA por Distribuidora

EBITDA por Distribuidora						
Distribuidoras	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
CPFL Paulista	662	476	39,2%	1.715	1.214	41,3%
CPFL Piratininga	197	164	19,7%	645	454	42,1%
RGE	603	385	56,5%	1.518	1.017	49,3%
CPFL Santa Cruz	74	47	57,8%	166	146	14,2%
EBITDA	1.535	1.072	43,2%	4.045	2.831	42,9%

CPFL Paulista:

O EBITDA totalizou R\$ 662 milhões no 3T21, um aumento de 39,2% (R\$ 186 milhões), explicado pelo reajuste tarifário favorecido pela alta do IGP-M, que permitiu uma atualização

da parcela B de 31,21% em abril de 2021, e pela atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu com R\$ 77 milhões. Em contrapartida, houve aumentos de R\$ 43 milhões em PMSO, R\$ 32 milhões em PDD e R\$ 10 milhões em entidade de previdência privada.

Nos 9M21, o EBITDA totalizou R\$ 1.715 milhões, um aumento de 41,3% (R\$ 501 milhões). O resultado positivo é explicado pelo reajuste tarifário e pela atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 243 milhões).

CPFL Piratininga:

O EBITDA totalizou R\$ 197 milhões no 3T21, um aumento de 19,7% (R\$ 32 milhões). O resultado positivo é explicado pelo melhor desempenho da margem, já refletindo o reajuste tarifário favorecido pela alta do IGP-M, que permitiu uma atualização da parcela B de 17,02% em outubro de 2020, além do mercado positivo com o avanço das classe comercial e outros (crescimentos de 10,7% e 7,1%, respectivamente, em relação ao 3T20). A atualização do ativo financeiro da concessão também contribuiu para esse resultado em R\$ 28 milhões. Em contrapartida, houve aumento de R\$ 15 milhões em PMSO, R\$ 13 milhões em entidade de previdência privada e R\$ 4 milhões em PDD.

Nos 9M21, o EBITDA totalizou R\$ 645 milhões, um aumento de 42,1% (R\$ 191 milhões). O resultado positivo é explicado pelo reajuste tarifário, pelo mercado positivo com o avanço das classes residencial, comercial e outros (crescimentos de 4,8%, 10,1% e 6,8%, respectivamente, em relação ao 9M20) e pela atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 88 milhões).

RGE:

O EBITDA totalizou R\$ 603 milhões no 3T21, um aumento de 56,5% (R\$ 218 milhões), explicado pelo reajuste tarifário favorecido pelo IGP-M, que levou a um reajuste de parcela B de 37,22% em junho de 2021 e da atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu com R\$ 84 milhões. Em contrapartida, houve aumentos de R\$ 18 milhões em PMSO, e R\$ 26 milhões em PDD e R\$ 10 milhões em entidade de previdência privada.

Nos 9M21, o EBITDA totalizou R\$ 1.518 milhões, um aumento de 49,3% (R\$ 501 milhões), explicado pelo reajuste tarifário e pela atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu com R\$ 260 milhões.

CPFL Santa Cruz:

O EBITDA totalizou R\$ 74 milhões no 3T21, um aumento de 57,8% (R\$ 27 milhões), explicado pela aplicação da revisão tarifária periódica (RTP) em março de 2021, que reajustou a parcela B em 18,89%.

Nos 9M21, o EBITDA totalizou R\$ 166 milhões, um aumento de 14,2% (R\$ 21 milhões). O resultado menos expressivo foi impactado pelo efeito que ocorreu no 1T21 em relação à reversão do ganho registrado em 2019 relativo ao processo judicial de exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins, no valor de R\$ 34 milhões. Tal reversão foi realizada diante do posicionamento atual da área técnica da Aneel externado na Nota Técnica de 10 fevereiro de 2021, a qual encontra-se em fase de audiência pública. Esse cenário da referida Nota Técnica e audiência pública não existiam quando da constituição do ativo ora revertido. Importante salientar que a Diretoria da Agência ainda irá decidir sobre o tema e que a Companhia segue com o entendimento de que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado da ação judicial está limitada ao prazo prescricional de 10 anos.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receitas	196	106	85,3%	605	635	-4,7%
Despesas	(338)	(180)	87,5%	(838)	(485)	72,7%
Resultado Financeiro	(142)	(75)	90,6%	(233)	150	-

No 3T21, o resultado financeiro registrou uma **despesa financeira líquida** de R\$ 142 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 75 milhões no 3T20 (variação de R\$ 68 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 168,6% (R\$ 171 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, decorrente principalmente do aumento do IPCA e CDI;

Parcialmente compensadas por:

- (ii) Variação positiva de R\$ 37 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**;
- (iii) Variação positiva de R\$ 28 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa);
- (iv) Variação positiva de 520,7% (R\$ 30 milhões) na **atualização de ativos/passivos financeiros setoriais**;
- (v) Aumento de 7,0% (R\$ 8 milhões) nos **acréscimos, multas moratórias e atualizações monetárias**.

Nos 9M21, o resultado financeiro registrou uma **despesa financeira líquida** de R\$ 233 milhões, comparada a uma receita financeira líquida de R\$ 150 milhões nos 9M20, registrando uma variação negativa de R\$ 383 milhões. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 106,1% (R\$ 330 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, decorrente principalmente do aumento do IPCA e CDI;
- (ii) Variação negativa de R\$ 198 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), essa variação foi impactada pelo elevado ganho contabilizado no 9M20 onde foi realizado um volume de captações (R\$ 2,6 bilhões) em moeda estrangeira, com swap para CDI, nesse início de 2020, a um custo médio de CDI + 0,80%, que precedeu a uma deterioração relevante das condições do mercado de crédito em decorrência da crise econômica gerada pelo Covid-19;

Parcialmente compensadas por:

- (iii) Aumento de 35,3% (R\$ 112 milhões) nos **acréscimos, multas moratórias e atualizações monetárias**;
- (iv) Variação positiva de 167,3% (R\$ 30 milhões) na **atualização de ativos/passivos financeiros setoriais**;
- (v) Variação positiva de R\$ 3 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**.

Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 798 milhões no 3T21, um aumento de 39,6% (R\$ 226 milhões). Nos 9M21, o **Lucro Líquido** totalizou R\$ 2.058 milhões, um aumento de 31,2% (R\$ 490 milhões). Esses aumentos ocorreram devido ao aumento do EBITDA, parcialmente compensado pela piora no resultado financeiro, principalmente por conta da alta do IPCA e CDI e da devolução dos elevados ganhos obtidos com a marcação a mercado no início de 2020.

6.1.2) Eventos Tarifários

Datas de referência

Revisões Tarifárias				
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo	Data dos Processos Tarifários
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2023	5º CRTP	8 de abril
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2023	5º CRTP	19 de junho
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2023	6º CRTP	23 de outubro
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2026	6º CRTP	22 de março

Reajustes tarifários anuais e Revisões tarifárias periódicas em 2021

Reajustes tarifários anuais (RTAs)				Revisões tarifárias periódicas (RTPs)
	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz
Resolução Homologatória	2.670	2.880	2.966	2.837
Reajuste	17,62%	18,14%	14,78%	17,19%
Parcela A	11,79%	5,88%	2,11%	11,90%
Parcela B	7,74%	10,81%	6,05%	5,08%
Componentes Financeiros	-1,91%	1,45%	6,62%	0,21%
Efeito para o consumidor	8,95%	9,95%	12,40%	9,95%
Data de entrada em vigor	22/04/2021	19/06/2021	23/10/2021	22/03/2021

6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Líquida	652	758	-14,0%	1.866	2.186	-14,6%
EBITDA⁽¹⁾	(75)	8	-	(24)	28	-
Lucro Líquido	(54)	9	-	20	29	-31,2%

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

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Líquida	217	190	14,1%	621	517	20,2%
EBITDA⁽¹⁾	51	49	3,9%	145	122	19,6%
Lucro Líquido	32	37	-12,0%	92	81	13,4%

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

6.3) Segmento de Geração

DRE Consolidado - Segmento de Geração (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Bruta	1.312	1.088	20,6%	3.167	2.538	24,8%
Receita Operacional Líquida	1.233	1.016	21,4%	2.951	2.352	25,5%
Custo com Energia Elétrica	(86)	(112)	-23,5%	(309)	(276)	11,9%
Custos e Despesas Operacionais	(438)	(303)	44,3%	(1.091)	(955)	14,3%
Resultado do Serviço	710	600	18,2%	1.551	1.121	38,4%
Equivalência Patrimonial	206	96	115,3%	388	266	45,7%
EBITDA¹	1.093	834	31,0%	2.470	1.910	29,3%
Resultado Financeiro	(59)	(119)	-50,1%	(168)	(315)	-46,8%
Lucro Antes da Tributação	856	578	48,3%	1.771	1.071	65,3%
Lucro Líquido	709	810	-12,5%	1.458	1.162	25,4%

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

Receita Operacional

No 3T21, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.312 milhões, um aumento de 20,6% (R\$ 224 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.233 milhões, registrando um aumento de 21,4% (R\$ 217 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de 26,7% (R\$ 270 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**;
- Aumento de 77,6% (R\$ 16 milhões) em **Outras Receitas**;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Variação de R\$ 58 milhões na **Receita com Construção da Infraestrutura**, referente aos serviços prestados para construção das linhas de transmissão e subestação em função do reconhecimento contábil da necessidade de substituir fornecedores, o que, no contexto de alta do preço das commodities no mercado mundial, de dificuldades logísticas e de desvalorização cambial, levou a revisão das projeções de capex e data de entrada em operação dos projetos;
- Aumento de 9,8% (R\$ 7 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS);
- Redução de 47,6% (R\$ 3 milhões) em **Fornecimento de Energia**.

Nos 9M21, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 3.167 milhões, um aumento de 24,8% (R\$ 628 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 2.951 milhões, registrando um aumento de 25,5% (R\$ 599 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de 26,7% (R\$ 634 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**;
- Aumento de 47,4% (R\$ 26 milhões) em **Outras Receitas**;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução de 25,6% (R\$ 24 milhões) na **Receita com Construção da Infraestrutura**, referente aos serviços prestados para construção das linhas de transmissão e subestação;
- Aumento de 15,6% (R\$ 29 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**,

principalmente em impostos (PIS/COFINS);

- Redução de 42,3% (R\$ 7 milhões) em **Fornecimento de Energia**.

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica Consolidado - R\$ milhões						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia de curto prazo	129	21	503,3%	209	51	313,3%
Energia Comprada em Contratos Bilaterais, ACR e ACL	103	61	70,0%	180	134	34,9%
Solução para o GSF / ACR e ACL	(175)	-	-	(175)	-	-
Crédito de PIS e COFINS	(8)	(3)	143,5%	(15)	(8)	80,1%
Energia Comprada para Revenda	49	79	-37,4%	200	176	13,6%
Encargos da Rede Básica	30	26	16,8%	84	76	10,7%
Encargos de Conexão	3	3	4,8%	9	9	2,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	8	6	29,2%	23	19	20,3%
ESS/EER	(3)	(0)	-	(3)	(0)	-
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	37	34	8,7%	109	100	8,9%
Custo com Energia Elétrica	86	112	-23,5%	309	276	11,9%

No 3T21, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 86 milhões, o que representa uma redução de 23,5% (R\$ 26 milhões) comparado ao 3T20, devido a:

- Ganho de R\$ 175 milhões pela contabilização da solução para o GSF do mercado regulado e livre da Ceran (R\$ 49 milhões) e PCHs da CPFL Renováveis (R\$ 126 milhões);

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento de 503,3% (R\$ 108 milhões) no **custo com energia de curto prazo**, devido ao aumento na quantidade física (+18,0%) e no preço médio de compra (+411,1%);
- Aumento de 70,0% (R\$ 42 milhões) no **custo com energia adquirida em contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido ao aumento na quantidade física (+92,4%);

Nos 9M21, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 309 milhões, o que representa um aumento de 11,9% (R\$ 33 milhões) comparado aos 9M20, devido a:

- Aumento de 313,3% (R\$ 159 milhões) no **custo com energia de curto prazo**, devido ao aumento no preço médio de compra (+454,8%);
- Aumento de 34,9% (R\$ 47 milhões) no **custo com energia adquirida em contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido ao aumento na quantidade física (+34,9%);

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Ganho de R\$ 175 milhões pela contabilização da solução para o GSF do mercado regulado e livre da Ceran (R\$ 49 milhões) e PCHs da CPFL Renováveis (R\$ 126 milhões);

Quantidade física (GWh)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia de curto prazo	365	309	18,0%	1.154	1.549	-25,5%
Energia Adquirida por meio de Contratos Bilaterais e no Ambiente de Contratação Livre - ACL	1.583	823	92,4%	2.840	2.106	34,9%
Total	1.948	1.132	72,1%	3.994	3.655	9,3%

Preço médio (R\$/MWh)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energia de curto prazo	354,02	69,27	411,1%	181,31	32,68	454,8%
Energia Adquirida por meio de Contratos Bilaterais e no Ambiente de Contratação Livre - ACL	64,99	73,56	-11,6%	63,44	63,43	0,0%
Total	119,10	72,39	64,5%	97,50	50,40	93,5%

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	3T21	3T20	Variação		9M21	9M20	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	(39)	(35)	(4)	11,2%	(103)	(107)	3	-3,2%
Material	(9)	(13)	3	-26,3%	(20)	(26)	6	-23,4%
Serviços de Terceiros	(56)	(45)	(11)	24,8%	(163)	(152)	(12)	7,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(17)	(23)	6	-24,9%	(65)	(60)	(5)	8,2%
<i>Baixa de Ativos</i>	(1)	(2)	1	-69,0%	(2)	(4)	2	-50,1%
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	(6)	(6)	(0)	2,1%	(17)	(12)	(5)	37,3%
<i>Outros</i>	(11)	(16)	5	-28,9%	(46)	(44)	(3)	6,0%
Total PMSO	(122)	(116)	(6)	5,2%	(352)	(345)	(7)	2,1%

O PMSO atingiu R\$ 122 milhões no 3T21, um aumento de 5,2% (R\$ 6 milhões) em relação ao 3T20, devido a:

- Aumento de 24,8% (R\$ 11 milhões) nas despesas com **Serviços de Terceiros**;
- Redução de 28,9% (R\$ 5 milhões) em **outras despesas**;
- Aumento de 11,2% (R\$ 4 milhões) nas despesas com **Pessoal**;

Parcialmente compensado por:

- Redução de 26,3% (R\$ 3 milhões) nas despesas com **Material**;
- Redução de R\$ 1 milhão na **Baixa de Ativos**.

O PMSO atingiu R\$ 352 milhões nos 9M21, um aumento de 2,1% (R\$ 7 milhões) em relação aos 9M20, devido a:

- Aumento de 7,7% (R\$ 12 milhões) nas despesas com **Serviços de Terceiros**;
- Aumento de 37,3% (R\$ 5 milhões) no **Prêmio do Risco do GSF**, devido à atualização monetária;
- Aumento de 6,0% (R\$ 3 milhões) em **outras despesas** ;

Parcialmente compensado por:

- Redução de 23,4% (R\$ 6 milhões) nas despesas com **Material**;
- Redução de 3,2% (R\$ 3 milhões) nas despesas com **Pessoal**;
- Redução de R\$ 2 milhões na **Baixa de Ativos**.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Entidade de Previdência Privada	(1)	(1)	40,7%	(3)	(2)	32,7%
Custos com construção de infraestrutura	(138)	(49)	179,9%	(205)	(86)	140,1%
Depreciação e Amortização	(135)	(95)	42,0%	(405)	(395)	2,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(42)	(43)	-1,5%	(126)	(127)	-0,9%
Total	(177)	(138)	28,6%	(531)	(522)	1,6%

Tivemos um aumento de R\$ 89 milhões em **Custos com Construção de Infraestrutura**, em função do reconhecimento contábil da necessidade de substituir fornecedores, o que, no contexto de alta do preço das commodities no mercado mundial, de dificuldades logísticas e de desvalorização cambial, levou a revisão das projeções de capex e data de entrada em operação dos projetos.

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Projetos						
UHE Barra Grande	2	(1)	-	(3)	(9)	-61,8%
UHE Campos Novos	66	42	57,2%	152	111	36,8%
UHE Foz do Chapecó	116	36	220,0%	188	111	70,2%
UTE Epasa	22	19	18,0%	51	54	-4,3%
Total	206	96	115,3%	388	266	45,7%

Nota: A divulgação da participação em controladas é realizada de acordo com a IFRS 12 e CPC 45.

Abaixo as principais variações de cada projeto:

Barra Grande:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
BARRA GRANDE	3T21	3T20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Receita Líquida	37	9	289,0%	73	33	120,4%
Custos/Desp. Operacionais	(23)	(7)	219,9%	(47)	(26)	82,2%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	-0,5%	(9)	(10)	-0,2%
Resultado Financeiro	(7)	(5)	55,6%	(23)	(11)	103,5%
IR/CS	(1)	5	-	3	4	-
Lucro Líquido	2	(1)	-	(3)	(9)	-61,8%

No 3T21, a receita líquida apresentou um aumento de 289,0% (R\$ 27 milhões), devido a tarifas mais elevadas, enquanto os custos e despesas operacionais tiveram alta de 219,9% (R\$ 16 milhões) parcialmente compensados pela contabilização da solução do GSF (R\$ 9 milhões). A despesa financeira líquida apresentou um aumento de 55,6% (R\$ 3 milhões), devido às despesas com UBP, que foram impactadas pelo IGP-M.

Nos 9M21, a receita líquida apresentou um aumento de 120,4% (R\$ 40 milhões), enquanto os custos e despesas operacionais subiram 82,2% (R\$ 21 milhões). A despesa financeira líquida apresentou um aumento de 103,5% (R\$ 11 milhões), devido às despesas com UBP.

Campos Novos:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
CAMPOS NOVOS	3T21	3T20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Receita Líquida	118	94	25,5%	310	257	20,4%
Custos/Desp. Operacionais	(7)	(23)	-68,2%	(54)	(65)	-16,7%
Depreciação e Amortização	(9)	(6)	41,7%	(21)	(18)	14,0%
Resultado Financeiro	(2)	(1)	31,5%	(5)	(5)	1,5%
IR/CS	(34)	(22)	57,1%	(78)	(57)	35,8%
Lucro Líquido	66	42	57,2%	152	111	36,8%

No 3T21, a receita líquida apresentou um aumento de 25,5% (R\$ 24 milhões), principalmente em função do reajuste de contratos, por IGP-M e dólar, que ocorre principalmente nos meses de abril e outubro. Os custos e despesas operacionais tiveram redução de 68,2% (R\$ 15 milhões) devido à contabilização da solução do GSF (R\$ 28 milhões). A despesa financeira líquida ficou estável no período, com o impacto negativo do IGP-M sobre o UBP sendo compensado pela menor despesa com encargos de dívida.

Nos 9M21, a receita líquida apresentou um aumento de 20,4% (R\$ 52 milhões), principalmente em função do reajuste de contratos, por IGP-M e dólar. Os custos e despesas operacionais apresentaram uma redução de 16,7% (R\$ 11 milhões). A despesa financeira líquida ficou estável no período, com a menor despesa com encargos de dívida sendo compensado pelo impacto negativo do IGP-M sobre o UBP.

Foz do Chapecó:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
FOZ DO CHAPECÓ	3T21	3T20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Receita Líquida	144	119	20,5%	399	353	12,8%
Custos/Desp. Operacionais	67	(24)	-	13	(77)	-
Depreciação e Amortização	(15)	(16)	-4,8%	(42)	(48)	-11,9%
Resultado Financeiro	(20)	(26)	-21,8%	(86)	(64)	35,2%
IR/CS	(59)	(19)	218,1%	(96)	(57)	68,1%
Lucro Líquido	116	36	220,0%	188	111	70,2%

No 3T21, a receita líquida apresentou um aumento de 20,5% (R\$ 25 milhões), principalmente em função de reajustes contratuais, em sua maior parte por IGP-M. Os custos e despesas operacionais apresentaram uma variação de R\$ 92 milhões no período, devido à contabilização da solução do GSF (R\$ 63 milhões). Na despesa financeira líquida, houve redução de 21,8% (R\$ 6 milhões), devido principalmente às despesas com UBP (impactado por IGP-M e IPCA).

Nos 9M21, a receita líquida apresentou um aumento de 12,8% (R\$ 46 milhões), principalmente em função de reajustes contratuais. Os custos e despesas operacionais apresentaram uma variação de R\$ 90 milhões no período, devido à contabilização da solução do GSF. Na despesa financeira líquida, houve alta de 35,2% (R\$ 22 milhões), devido principalmente às despesas com UBP (impactado por IGP-M e IPCA).

Epasa:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
EPASA	3T21	3T20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Receita Líquida	281	35	696,1%	488	108	353,7%
Custos/Desp. Operacionais	(246)	(8)	3130,4%	(391)	(26)	1405,8%
Depreciação e Amortização	(12)	(5)	160,4%	(36)	(14)	160,3%
Resultado Financeiro	(0)	(1)	-69,1%	(1)	(3)	-69,3%
IR/CS	0	(5)	-	(8)	(13)	-41,2%
Lucro Líquido	22	19	18,0%	51	54	-4,3%

No 3T21, a receita líquida apresentou um aumento de R\$ 245 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram alta de R\$ 238 milhões, em função do maior volume de geração. Já a depreciação e amortização subiu R\$ 7 milhões, influenciada pela mudança na taxa de depreciação dos ativos para coincidir com o final do contrato; anteriormente, era considerada a vida útil de cada ativo. A despesa financeira líquida se manteve praticamente estável no período.

Nos 9M21, a receita líquida apresentou um aumento de R\$ 380 milhões e os custos e despesas operacionais subiram R\$ 365 milhões, em função do maior volume de geração. Já depreciação e amortização teve alta de R\$ 22 milhões, influenciada pela mudança na taxa de depreciação, conforme explicado acima. A despesa financeira líquida se manteve praticamente estável.

EBITDA

No 3T21, o **EBITDA** foi de R\$ 1.093 milhões, um aumento de 31,0% (R\$ 259 milhões), devido principalmente à solução do GSF dos mercados regulado e livre, aos reajustes contratuais e ao melhor desempenho da geração eólica, parcialmente compensados pelo reconhecimento contábil da necessidade de substituir fornecedores, o que, no contexto de alta do preço das commodities no mercado mundial, de dificuldades logísticas e de desvalorização cambial, levou a revisão das projeções de capex e data de entrada em operação dos projetos e maiores despesas com GSF.

Nos 9M21, o **EBITDA** foi de R\$ 2.470 milhões, um aumento de 29,3% (R\$ 560 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos mesmos fatores que impactaram o trimestre.

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Lucro Líquido	709	810	-12,5%	1.458	1.162	25,4%
Depreciação e Amortização	177	138	28,5%	531	523	1,6%
Resultado Financeiro	59	119	-50,1%	168	315	-46,8%
Imposto de Renda / Contribuição Social	147	(233)	-	313	(91)	-
EBITDA	1.093	834	31,0%	2.470	1.910	29,3%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receitas	37	25	47,4%	99	95	4,3%
Despesas	(97)	(144)	-32,9%	(267)	(411)	-34,9%
Resultado Financeiro	(59)	(119)	-50,1%	(168)	(315)	-46,8%

No 3T21, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 59 milhões, uma redução de 50,1% (R\$ 59 milhões), devido principalmente às menores despesas com a dívida líquida (R\$ 45 milhões).

Nos 9M21, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 168 milhões, uma redução de 46,8% (R\$ 147 milhões), devido principalmente às menores despesas com a dívida líquida (R\$ 136 milhões).

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T21, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 147 milhões, comparada a um resultado positivo de R\$ 233 milhões no 3T20, uma variação de R\$ 380 milhões. Nos 9M21, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 531 milhões, comparada a um resultado positivo de R\$ 91 milhões nos 9M20, uma variação de R\$ 404 milhões. Essas variações são explicadas pelo reconhecimento de créditos fiscais na CPFL Renováveis (R\$ 271 milhões) ocorrido no 3T20 e pelo melhor resultado das empresas que estão no regime de lucro presumido em 2021.

Lucro Líquido

No 3T21, o **lucro líquido** foi de R\$ 709 milhões, uma redução de 12,5% (R\$ 101 milhões), comparado a R\$ 810 milhões no 3T20. Esse resultado é reflexo principalmente da rubrica de imposto de renda e contribuição social, pelo reconhecimento de créditos fiscais ocorrido no 3T20. Nos 9M21, o **lucro líquido** foi de R\$ 1.458 milhões, um aumento de 25,4% (R\$ 295 milhões), comparado a R\$ 1.162 milhões nos 9M20. Esse resultado é reflexo do aumento do EBITDA e do ganho registrado no resultado financeiro, em função das menores despesas com a dívida líquida, parcialmente compensado pelo reconhecimento de créditos fiscais ocorrido no 3T20.

7) ANEXOS

7.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/09/2021	31/12/2020	30/09/2020
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.633.805	3.918.796	6.758.471
Títulos e Valores Mobiliários	287.057	1.872.079	1.357.372
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.591.339	5.206.854	4.739.787
Estoques	121.305	96.182	83.680
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio	183.331	80.647	99.942
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	88.859	87.779	155.524
Outros Tributos a Compensar	356.682	337.266	433.502
PIS/COFINS a Compensar sobre ICMS	499.230	-	-
Derivativos	385.633	744.660	1.139.475
Ativo Financeiro Setorial	2.190.504	558.884	332.721
Ativo Contratual	27.238	24.833	24.565
Outros Ativos	1.090.044	883.824	808.006
TOTAL DO CIRCULANTE	15.455.025	13.811.803	15.933.045
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	288.346	828.314	758.494
Depósitos Judiciais	755.276	764.760	766.124
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	111.498	35.415	35.508
Outros Tributos a Compensar	271.255	218.650	383.242
PIS/COFINS a Compensar sobre ICMS	8.751.919	150.329	-
Ativo Financeiro Setorial	927.714	108.908	-
Derivativos	1.018.891	1.340.113	1.715.469
Créditos Fiscais Diferidos	410.209	585.869	348.049
Ativo Financeiro da Concessão	12.283.382	10.347.567	9.772.378
Investimentos em Instrumentos Patrimoniais	116.654	116.654	116.654
Outros Ativos	201.783	172.140	193.624
Investimentos	1.177.239	1.015.918	1.098.857
Imobilizado	8.739.476	8.797.903	8.894.142
Intangível	8.868.490	8.969.637	9.077.416
Ativo Contratual	2.262.462	1.842.905	1.581.055
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	46.184.595	35.295.081	34.741.011
TOTAL DO ATIVO	61.639.621	49.106.884	50.674.056

7.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/09/2021	31/12/2020	30/09/2020
CIRCULANTE			
Fornecedores	4.732.519	3.909.517	2.881.472
Empréstimos e Financiamentos	1.556.543	2.797.195	3.466.905
Debêntures	1.652.967	1.191.270	1.301.309
Entidade de Previdência Privada	348.467	199.803	154.851
Taxas Regulamentares	424.237	108.371	114.067
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recolher	158.270	91.470	178.712
Outros Impostos, Taxas e Contribuições a Recolher	989.186	873.752	1.057.835
Mútuos entre Coligadas, Controladas e Controladora	-	2.409.545	-
Dividendo	1.810.724	906.852	2.120.493
Obrigações Estimadas com Pessoal	204.825	133.429	184.210
Derivativos	406	1.354	-
Passivo Financeiro Setorial	-	41.514	-
Provisões para Desmobilização e Gastos Ambientais	20.775	19.946	20.834
Uso do Bem Público	16.212	12.573	12.573
Outras Contas a Pagar	1.618.208	1.709.358	1.496.983
TOTAL DO CIRCULANTE	13.533.339	14.405.951	12.990.245
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	383.468	456.658	399.297
Empréstimos e Financiamentos	10.536.840	8.624.840	8.915.535
Debêntures	5.805.775	6.257.032	6.508.223
Entidade de Previdência Privada	2.508.594	2.759.826	1.849.054
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recolher	169.566	165.900	157.883
Outros Impostos, Taxas e Contribuições a Recolher	865	839	830
Débitos Fiscais Diferidos	814.901	767.807	891.192
Provisões para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	587.318	616.136	530.281
Mútuos entre Coligadas, Controladas e Controladora	2.474.903	-	2.395.881
Derivativos	65.164	-	-
Passivo Financeiro Setorial	65.746	185.592	518.300
Provisões para Desmobilização e Gastos Ambientais	181.321	184.955	213.882
Uso do Bem Público	127.262	112.055	100.290
PIS/COFINS Devolução Consumidores	9.051.471	114.484	-
Outras Contas a Pagar	272.527	219.032	382.458
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	33.045.722	20.465.155	22.863.105
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	9.388.071	9.388.071	9.388.080
Reserva de Capital	(1.650.078)	(1.643.775)	(1.643.776)
Reserva Legal	1.218.283	1.218.283	1.036.125
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	4.072.689	5.803.185	4.046.305
Dividendo	-	865.248	-
Resultado Abrangente Acumulado	(1.750.810)	(1.695.235)	(990.716)
Lucros Acumulados	3.477.898	-	2.698.679
	14.756.053	13.935.777	14.534.698
Patrimônio Líquido Atribuído aos Acionistas Não Controladores	304.508	300.001	286.008
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	15.060.560	14.235.778	14.820.706
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	61.639.621	49.106.884	50.674.056

7.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T21	3T20	Variação	9M21	9M20	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	8.962.641	7.505.802	19,4%	25.410.358	22.253.622	14,2%
Suprimento de Energia Elétrica	1.918.206	1.297.020	47,9%	4.434.541	3.494.689	26,9%
Receita com construção de infraestrutura	797.838	690.319	15,6%	2.164.696	1.789.593	21,0%
Atualização do ativo financeiro da concessão	271.195	79.774	240,0%	752.069	157.124	378,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	1.869.802	255.624	631,5%	2.813.173	83.080	3286,1%
Outras Receitas Operacionais	1.846.608	1.488.204	24,1%	5.278.664	4.263.900	23,8%
	15.666.290	11.316.742	38,4%	40.853.502	32.042.010	27,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(4.476.406)	(3.535.722)	26,6%	(12.562.686)	(10.417.079)	20,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	11.189.884	7.781.020	43,8%	28.290.816	21.624.931	30,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(5.927.641)	(3.582.924)	65,4%	(13.809.570)	(10.831.541)	27,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(984.814)	(884.948)	11,3%	(3.268.315)	(2.000.939)	63,3%
	(6.912.455)	(4.467.872)	54,7%	(17.077.886)	(12.832.480)	33,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(397.448)	(354.870)	12,0%	(1.144.776)	(1.066.447)	7,3%
Material	(92.713)	(74.125)	25,1%	(248.457)	(207.019)	20,0%
Serviços de Terceiros	(155.492)	(127.637)	21,8%	(461.743)	(449.342)	2,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(245.475)	(170.166)	44,3%	(660.064)	(565.564)	16,7%
PDD	(106.220)	(36.372)	192,0%	(260.195)	(174.344)	49,2%
Despesas legais e judiciais	(58.015)	(43.655)	32,9%	(120.979)	(107.417)	12,6%
Outros	(81.240)	(90.139)	-9,9%	(278.890)	(283.803)	-1,7%
Custos com Construção de Infraestrutura	(939.973)	(685.234)	37,2%	(2.299.976)	(1.780.831)	29,2%
Entidade de Previdência Privada	(56.723)	(42.813)	32,5%	(170.217)	(131.065)	29,9%
Depreciação e Amortização	(362.879)	(324.803)	11,7%	(1.073.694)	(1.039.924)	3,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(71.656)	(56.633)	26,5%	(215.354)	(200.852)	7,2%
	(2.322.358)	(1.836.280)	26,5%	(6.274.281)	(5.441.044)	15,3%
EBITDA¹	2.595.840	1.954.094	32,8%	6.615.538	4.858.457	36,2%
RESULTADO DO SERVIÇO	1.955.071	1.476.868	32,4%	4.938.650	3.351.407	47,4%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	251.939	139.622	80,4%	800.803	760.397	5,3%
Despesas	(441.346)	(331.666)	33,1%	(1.120.511)	(903.693)	24,0%
	(189.407)	(192.044)	-1,4%	(319.708)	(143.297)	123,1%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	206.235	95.790	115,3%	387.840	266.274	45,7%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	206.090	95.645	115,5%	387.405	265.839	45,7%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	1.971.754	1.380.469	42,8%	5.006.347	3.473.950	44,1%
Contribuição Social	(144.987)	(10.207)	1320,5%	(401.377)	(205.238)	95,6%
Imposto de Renda	(390.971)	(18.673)	1993,8%	(1.081.884)	(550.790)	96,4%
LUCRO LÍQUIDO	1.435.797	1.351.589	6,2%	3.523.087	2.717.922	29,6%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.401.850	1.337.434	4,8%	3.455.962	2.678.569	29,0%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	33.947	14.155	139,8%	67.125	39.354	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.

7.4) Desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)							
	Distribuição	Geração	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
3T21							
Receita operacional líquida	9.593	1.233	652	217	1	(506)	11.190
Custos e despesas operacionais	(8.290)	(524)	(729)	(175)	(23)	506	(9.235)
Depreciação e amortização	(232)	(177)	(1)	(9)	(16)	-	(435)
Resultado do serviço	1.303	710	(77)	42	(23)	(0)	1.955
Equivalência patrimonial	-	206	-	-	-	-	206
EBITDA	1.535	1.093	(75)	51	(7)	-	2.596
Resultado financeiro	(142)	(59)	0	2	10	-	(189)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.160	856	(77)	44	(12)	-	1.972
Imposto de renda e contribuição social	(363)	(147)	23	(11)	(38)	-	(536)
Lucro (prejuízo) líquido	798	709	(54)	32	(50)	-	1.436
3T20							
Receita operacional líquida	6.286	1.016	758	190	0	(470)	7.781
Custos e despesas operacionais	(5.435)	(416)	(751)	(148)	(24)	470	(6.304)
Depreciação e amortização	(220)	(138)	(1)	(7)	(16)	-	(382)
Resultado do serviço	852	600	7	42	(24)	(0)	1.477
Equivalência patrimonial	-	96	-	-	-	-	96
EBITDA	1.072	834	8	49	(8)	-	1.954
Resultado financeiro	(75)	(119)	7	0	(6)	-	(192)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	777	578	13	42	(29)	-	1.380
Imposto de renda e contribuição social	(206)	233	(4)	(5)	(46)	-	(29)
Lucro (prejuízo) líquido	571	810	9	37	(76)	-	1.352
Variação							
Receita operacional líquida	52,6%	21,4%	-14,0%	14,1%	3027,8%	7,7%	43,8%
Custos e despesas operacionais	52,5%	26,0%	-3,0%	17,9%	-1,4%	7,7%	46,5%
Depreciação e amortização	5,6%	28,5%	-7,4%	22,6%	-0,1%	-	13,9%
Resultado do serviço	53,0%	18,2%	-	0,8%	-4,0%	-15,8%	32,4%
Equivalência patrimonial	-	115,3%	-	-	-	-	115,3%
EBITDA	43,2%	31,0%	-	3,9%	-12,1%	-	32,8%
Resultado financeiro	90,6%	-50,1%	-99,8%	325,5%	-	-	-1,4%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	49,3%	48,3%	-	3,8%	-58,8%	-	42,8%
Imposto de renda e contribuição social	76,3%	-	-	111,8%	-19,0%	-	1755,8%
Lucro (prejuízo) líquido	39,6%	-12,5%	-	-12,0%	-34,5%	-	6,2%
DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)							
	Distribuição	Geração	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
9M21							
Receita operacional líquida	24.208	2.951	1.866	621	1	(1.357)	28.291
Custos e despesas operacionais	(20.846)	(1.400)	(1.893)	(500)	(70)	1.357	(23.352)
Depreciação e amortização	(684)	(531)	(3)	(24)	(47)	-	(1.289)
Resultado do serviço	3.362	1.551	(27)	121	(69)	0	4.939
Equivalência patrimonial	-	388	-	-	-	-	388
EBITDA	4.045	2.470	(24)	145	(21)	-	6.616
Resultado financeiro	(233)	(168)	63	2	15	-	(320)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	3.129	1.771	37	123	(53)	-	5.006
Imposto de renda e contribuição social	(1.070)	(313)	(16)	(31)	(52)	-	(1.483)
Lucro (prejuízo) líquido	2.058	1.458	20	92	(105)	-	3.523
9M20							
Receita operacional líquida	17.783	2.352	2.186	517	(4)	(1.208)	21.625
Custos e despesas operacionais	(15.600)	(1.231)	(2.160)	(416)	(75)	1.208	(18.274)
Depreciação e amortização	(648)	(523)	(2)	(21)	(47)	-	(1.241)
Resultado do serviço	2.183	1.121	26	101	(79)	0	3.351
Equivalência patrimonial	-	266	-	-	-	-	266
EBITDA	2.831	1.910	28	122	(32)	-	4.858
Resultado financeiro	150	(315)	18	1	3	-	(143)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	2.333	1.071	44	102	(77)	-	3.474
Imposto de renda e contribuição social	(764)	91	(14)	(21)	(47)	-	(756)
Lucro (prejuízo) líquido	1.568	1.162	29	81	(123)	-	2.718
Variação							
Receita operacional líquida	36,1%	25,5%	-14,6%	20,2%	-	12,3%	30,8%
Custos e despesas operacionais	33,6%	13,7%	-12,4%	20,2%	-7,8%	12,3%	27,8%
Depreciação e amortização	5,5%	1,6%	20,0%	18,1%	-	-	3,9%
Resultado do serviço	54,0%	38,4%	-	19,9%	-13,6%	-7,7%	47,4%
Equivalência patrimonial	-	45,7%	-	-	-	-	45,7%
EBITDA	42,9%	29,3%	-	19,6%	-33,6%	-	36,2%
Resultado financeiro	-	-46,8%	260,2%	59,3%	426,4%	-	123,1%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	34,1%	65,3%	-16,3%	20,5%	-30,4%	-	44,1%
Imposto de renda e contribuição social	40,0%	-	13,9%	47,4%	10,2%	-	96,2%
Lucro (prejuízo) líquido	31,2%	25,4%	-31,2%	13,4%	-15,0%	-	29,6%

7.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	3T21	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	2.738.478	6.758.471
Lucro Líquido Antes dos Tributos	1.971.754	6.329.738
Depreciação e Amortização	434.533	1.714.270
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	59.125	193.197
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(429.089)	(702.769)
Ativo Financeiro Setorial	(1.921.994)	(2.691.879)
Contas a Receber - CDE	27.217	(36.614)
Fornecedores	997.393	1.809.635
Passivo Financeiro Setorial	(196.848)	(748.014)
Contas a Pagar - CDE	(3.401)	(42.024)
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(148.050)	(561.914)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(449.947)	(1.407.511)
Outros	397.289	(77.475)
	(1.233.771)	(2.551.097)
Total de Atividades Operacionais	737.983	3.778.641
Atividades de Investimentos		
Aquisições do Ativo Contratual, Imobilizado e Outros Intangíveis	(915.818)	(3.388.842)
Titulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados	(4.286)	1.095.616
Outros	1.275	560
Total de Atividades de Investimentos	(918.829)	(2.292.666)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	2.439.942	3.904.114
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(359.447)	(3.660.111)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(4.320)	(3.851.516)
Captações de Mútuos com Controladas e Coligadas	-	-
Amortizações de Mútuos com Controladas e Coligadas	-	(3.824)
Outros	-	695
Total de Atividades de Financiamento	2.076.175	(3.610.641)
Geração de Caixa	1.895.329	(2.124.667)
Saldo Final do Caixa - 30/09/2021	4.633.805	4.633.805

7.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração

(em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T21	3T20	Variação	9M21	9M20	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	2.939	5.613	-47,6%	10.130	17.563	-42,3%
Suprimento de Energia Elétrica	1.277.197	1.007.685	26,7%	3.005.090	2.371.283	26,7%
Outras Receitas Operacionais	35.937	20.239	77,6%	81.404	55.213	47,4%
	1.312.157	1.088.005	20,6%	3.166.823	2.538.399	24,8%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(78.926)	(71.878)	9,8%	(215.355)	(186.354)	15,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.233.231	1.016.127	21,4%	2.951.467	2.352.045	25,5%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(49.176)	(78.515)	-37,4%	(199.866)	(175.881)	13,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(36.841)	(33.899)	8,7%	(109.003)	(100.120)	8,9%
	(86.017)	(112.414)	-23,5%	(308.869)	(276.001)	11,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(38.689)	(34.793)	11,2%	(103.494)	(106.871)	-3,2%
Material	(9.309)	(12.625)	-26,3%	(19.960)	(26.047)	-23,4%
Serviços de Terceiros	(56.257)	(45.073)	24,8%	(163.122)	(151.506)	7,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(17.412)	(23.187)	-24,9%	(65.290)	(60.360)	8,2%
PDD	(613)	(1.979)	-69,0%	(2.234)	(4.474)	-50,1%
Despesas legais e judiciais	(5.666)	(5.548)	2,1%	(16.812)	(12.244)	37,3%
Outros	(11.133)	(15.660)	-28,9%	(46.244)	(43.641)	6,0%
Custos com Construção de Infraestrutura	(138.218)	(49.384)	179,9%	(205.478)	(85.578)	140,1%
Entidade de Previdência Privada	(991)	(705)	40,7%	(3.022)	(2.278)	32,7%
Depreciação e Amortização	(134.987)	(95.046)	42,0%	(404.879)	(395.332)	2,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(41.845)	(42.500)	-1,5%	(125.921)	(127.097)	-0,9%
	(437.708)	(303.313)	44,3%	(1.091.167)	(955.069)	14,3%
EBITDA¹	1.092.573	833.736	31,0%	2.470.071	1.909.679	29,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	709.507	600.400	18,2%	1.551.432	1.120.976	38,4%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	37.455	25.405	47,4%	99.196	95.139	4,3%
Despesas	(96.607)	(143.950)	-32,9%	(267.063)	(410.507)	-34,9%
	(59.152)	(118.545)	-50,1%	(167.867)	(315.368)	-46,8%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	206.235	95.790	115,3%	387.840	266.274	45,7%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	206.090	95.645	115,5%	387.405	265.839	45,7%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	856.445	577.501	48,3%	1.770.969	1.071.447	65,3%
Contribuição Social	(41.530)	59.303	-	(88.228)	18.388	-
Imposto de Renda	(105.672)	173.334	-	(225.169)	72.663	-
LUCRO LÍQUIDO	709.243	810.137	-12,5%	1.457.573	1.162.499	25,4%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	675.245	795.984	-15,2%	1.391.055	1.123.108	23,9%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	33.998	14.153	140,2%	66.518	39.391	68,9%

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

7.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição

(em milhares de reais)



	Consolidado			9M21	9M20	Variação
	3T21	3T20	Variação			
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	8.462.468	6.919.652	22,3%	23.950.085	20.593.562	16,3%
Suprimento de Energia Elétrica	743.656	333.480	123,0%	1.699.905	1.098.486	54,7%
Receita com construção de infraestrutura	801.755	635.850	26,1%	2.094.498	1.695.253	23,6%
Atualização do ativo financeiro da concessão	271.195	79.774	240,0%	752.069	157.124	378,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	1.869.802	255.624	631,5%	2.813.173	83.080	3286,1%
Outras Receitas Operacionais	1.769.168	1.431.484	23,6%	5.067.032	4.104.378	23,5%
	13.918.042	9.655.864	44,1%	36.376.763	27.731.885	31,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(4.325.247)	(3.369.608)	28,4%	(12.168.615)	(9.949.210)	22,3%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	9.592.795	6.286.256	52,6%	24.208.148	17.782.675	36,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(5.477.791)	(3.057.958)	79,1%	(12.569.505)	(9.279.132)	35,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(954.793)	(857.496)	11,3%	(3.179.878)	(1.922.329)	65,4%
	(6.432.584)	(3.915.453)	64,3%	(15.749.383)	(11.201.461)	40,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(247.315)	(228.369)	8,3%	(729.001)	(688.523)	5,9%
Material	(56.744)	(43.741)	29,7%	(154.111)	(132.477)	16,3%
Serviços de Terceiros	(225.437)	(199.526)	13,0%	(659.025)	(607.417)	8,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(238.229)	(149.532)	59,3%	(609.671)	(497.984)	22,4%
<i>PDD</i>	<i>(107.461)</i>	<i>(34.919)</i>	<i>207,7%</i>	<i>(261.396)</i>	<i>(172.102)</i>	<i>51,9%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(55.559)</i>	<i>(43.103)</i>	<i>28,9%</i>	<i>(113.930)</i>	<i>(103.802)</i>	<i>9,8%</i>
<i>Outros</i>	<i>(75.208)</i>	<i>(71.510)</i>	<i>5,2%</i>	<i>(234.345)</i>	<i>(222.080)</i>	<i>5,5%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(801.755)	(635.850)	26,1%	(2.094.498)	(1.695.253)	23,6%
Entidade de Previdência Privada	(55.732)	(42.108)	32,4%	(167.195)	(128.787)	29,8%
Depreciação e Amortização	(218.253)	(205.909)	6,0%	(641.150)	(605.468)	5,9%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.133)	(14.133)	-	(42.399)	(42.399)	-
	(1.857.596)	(1.519.168)	22,3%	(5.097.048)	(4.398.308)	15,9%
EBITDA¹	1.535.002	1.071.677	43,2%	4.045.264	2.830.773	42,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	1.302.615	851.635	53,0%	3.361.716	2.182.906	54,0%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	195.935	105.768	85,3%	605.275	635.451	-4,7%
Despesas	(338.281)	(180.459)	87,5%	(838.320)	(485.406)	72,7%
	(142.345)	(74.691)	90,6%	(233.045)	150.045	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	1.160.270	776.943	49,3%	3.128.671	2.332.951	34,1%
Contribuição Social	(96.837)	(55.072)	75,8%	(287.714)	(203.063)	41,7%
Imposto de Renda	(265.834)	(150.648)	76,5%	(782.623)	(561.395)	39,4%
LUCRO LÍQUIDO	797.599	571.223	39,6%	2.058.334	1.568.493	31,2%

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.

7.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(em milhares de reais)



CPFL PAULISTA						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Bruta	6.380.408	4.334.779	47,2%	16.445.345	12.195.565	34,8%
Receita Operacional Líquida	4.432.381	2.882.339	53,8%	11.072.443	7.965.948	39,0%
Custo com Energia Elétrica	(3.048.157)	(1.851.732)	64,6%	(7.413.870)	(5.197.077)	42,7%
Custos e Despesas Operacionais	(801.379)	(629.382)	27,3%	(2.175.403)	(1.772.921)	22,7%
Resultado do Serviço	582.845	401.225	45,3%	1.483.170	995.950	48,9%
EBITDA⁽¹⁾	661.832	475.537	39,2%	1.715.357	1.214.017	41,3%
Resultado Financeiro	(37.701)	(19.598)	92,4%	(81.113)	107.352	-
Lucro antes da Tributação	545.145	381.628	42,8%	1.402.056	1.103.302	27,1%
Lucro Líquido	378.319	246.650	53,4%	934.996	712.243	31,3%

CPFL PIRATININGA						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Bruta	2.374.555	1.690.083	40,5%	6.438.135	4.930.210	30,6%
Receita Operacional Líquida	1.638.661	1.093.627	49,8%	4.290.536	3.153.785	36,0%
Custo com Energia Elétrica	(1.215.735)	(759.853)	60,0%	(3.049.257)	(2.193.551)	39,0%
Custos e Despesas Operacionais	(256.901)	(198.488)	29,4%	(686.595)	(593.382)	15,7%
Resultado do Serviço	166.025	135.285	22,7%	554.685	366.853	51,2%
EBITDA⁽¹⁾	196.833	164.419	19,7%	645.241	454.063	42,1%
Resultado Financeiro	(14.883)	(2.362)	530,1%	9.249	44.258	-79,1%
Lucro antes da Tributação	151.142	132.923	13,7%	563.934	411.111	37,2%
Lucro Líquido	103.194	85.311	21,0%	369.474	263.856	40,0%

RGE						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Bruta	4.529.667	3.147.363	43,9%	11.835.195	9.263.298	27,8%
Receita Operacional Líquida	3.068.755	1.961.512	56,4%	7.719.531	5.710.938	35,2%
Custo com Energia Elétrica	(1.875.344)	(1.113.287)	68,5%	(4.561.773)	(3.290.173)	38,6%
Custos e Despesas Operacionais	(697.790)	(564.398)	23,6%	(1.954.364)	(1.703.209)	14,7%
Resultado do Serviço	495.620	283.827	74,6%	1.203.394	717.556	67,7%
EBITDA⁽¹⁾	602.541	384.966	56,5%	1.518.426	1.017.155	49,3%
Resultado Financeiro	(86.720)	(49.779)	74,2%	(147.061)	(3.837)	3732,5%
Lucro antes da Tributação	408.900	234.047	74,7%	1.056.333	713.719	48,0%
Lucro Líquido	274.799	221.318	24,2%	692.478	525.662	31,7%

CPFL SANTA CRUZ						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Bruta	633.412	483.639	31,0%	1.658.088	1.342.813	23,5%
Receita Operacional Líquida	452.998	348.779	29,9%	1.125.638	952.003	18,2%
Custo com Energia Elétrica	(293.347)	(190.581)	53,9%	(724.484)	(520.660)	39,1%
Custos e Despesas Operacionais	(101.526)	(126.900)	-20,0%	(280.687)	(328.796)	-14,6%
Resultado do Serviço	58.125	31.298	85,7%	120.467	102.547	17,5%
EBITDA⁽¹⁾	73.796	46.755	57,8%	166.240	145.538	14,2%
Resultado Financeiro	(3.041)	(2.953)	3,0%	(14.120)	2.272	-
Lucro antes da Tributação	55.084	28.345	94,3%	106.348	104.819	1,5%
Lucro Líquido	41.286	17.943	130,1%	61.387	66.732	-8,0%

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.

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



CPFL Paulista						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	2.398	2.414	-0,6%	7.557	7.299	3,5%
Industrial	2.873	2.629	9,3%	8.674	7.519	15,4%
Comercial	1.241	1.164	6,6%	3.990	3.813	4,6%
Outros	1.194	1.209	-1,2%	3.419	3.351	2,0%
Total	7.707	7.417	3,9%	23.640	21.982	7,5%

CPFL Piratininga						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	1.006	1.007	-0,1%	3.192	3.046	4,8%
Industrial	1.656	1.510	9,6%	4.915	4.375	12,3%
Comercial	609	550	10,7%	1.943	1.765	10,1%
Outros	333	311	7,1%	1.014	950	6,8%
Total	3.604	3.378	6,7%	11.064	10.136	9,2%

RGE						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	1.398	1.409	-0,8%	4.347	4.356	-0,2%
Industrial	1.664	1.513	10,0%	4.865	4.252	14,4%
Comercial	559	511	9,5%	1.783	1.765	1,0%
Outros	876	1.025	-14,5%	3.273	3.684	-11,2%
Total	4.497	4.458	0,9%	14.268	14.057	1,5%

CPFL Santa Cruz						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	217	212	2,4%	663	633	4,6%
Industrial	279	278	0,6%	867	775	11,9%
Comercial	83	78	5,8%	264	251	5,2%
Outros	195	202	-3,6%	580	584	-0,8%
Total	774	770	0,5%	2.373	2.243	5,8%

Total CPFL Energia						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	5.019	5.041	-0,4%	15.759	15.334	2,8%
Industrial	6.472	5.930	9,1%	19.321	16.921	14,2%
Comercial	2.492	2.304	8,2%	7.980	7.594	5,1%
Outros	2.599	2.748	-5,4%	8.286	8.569	-3,3%
Total	16.581	16.023	3,5%	51.345	48.419	6,0%

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



CPFL Paulista						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	2.398	2.414	-0,6%	7.557	7.299	3,5%
Industrial	496	519	-4,6%	1.505	1.470	2,3%
Comercial	812	841	-3,4%	2.667	2.739	-2,6%
Outros	1.119	1.156	-3,1%	3.213	3.193	0,6%
Total	4.825	4.930	-2,1%	14.941	14.700	1,6%
CPFL Piratininga						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	1.006	1.007	-0,1%	3.192	3.046	4,8%
Industrial	195	204	-4,6%	596	592	0,7%
Comercial	361	369	-2,3%	1.208	1.193	1,2%
Outros	240	241	-0,4%	733	731	0,4%
Total	1.801	1.821	-1,1%	5.729	5.561	3,0%
RGE						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	1.398	1.409	-0,8%	4.347	4.356	-0,2%
Industrial	351	372	-5,7%	1.047	1.068	-1,9%
Comercial	435	416	4,7%	1.384	1.435	-3,5%
Outros	820	1.006	-18,5%	3.115	3.649	-14,6%
Total	3.004	3.203	-6,2%	9.893	10.507	-5,8%
CPFL Santa Cruz						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	217	212	2,4%	663	633	4,6%
Industrial	58	68	-15,2%	178	218	-18,3%
Comercial	64	67	-4,3%	212	219	-3,2%
Outros	194	202	-3,9%	577	583	-1,0%
Total	533	549	-2,9%	1.630	1.653	-1,4%
Total CPFL Energia						
	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residencial	5.019	5.041	-0,4%	15.759	15.334	2,8%
Industrial	1.099	1.164	-5,5%	3.325	3.347	-0,6%
Comercial	1.672	1.693	-1,2%	5.471	5.586	-2,1%
Outros	2.373	2.604	-8,9%	7.639	8.155	-6,3%
Total	10.164	10.503	-3,2%	32.194	32.422	-0,7%

7.11) Informações sobre participações societárias

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização / Área de concessão (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	4.750	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	1.858	30 anos	Outubro de 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	381	3.018	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	484	30 anos	Julho de 2045

Geração e Transmissão de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW) Total	Participação CPFL
CPFL Energias Renováveis S.A.	Sociedade por ações de capital	Direta e indireta	(b)	(b)	(b)	(b)
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 usinas hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (c)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 usina 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 usina hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 usinas termelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (a)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	38
CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda ("CPFL Piracicaba")	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda ("CPFL Morro Agudo")	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda ("CPFL Maracanaú")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Ceará	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda ("CPFL Sul I")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Santa Catarina	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda ("CPFL Sul II")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Rio Grande do Sul	n/a	n/a	n/a

Notas:

- 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);
- A CPFL Renováveis possui 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas.

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 de Energia Cone Sul Ltda ("CPFL Cone Sul")	Sociedade limitada	Comercialização de energia e participação no capital social de outras companhias	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda ("CPFL Planalto")	Sociedade limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista de Energia Ltda ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade limitada	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	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de infraestrutura e frota	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de recursos humanos	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças")	Sociedade limitada	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%
Nect Serviços Adm de Suprimentos E Logística Ltda ("CPFL Supre")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de suprimentos e logística	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 S.A. ("CPFL Total")	Sociedade por ações de capital fechado	Serviços de arrecadação e cobrança	Indireta 100%
CPFL Eficiência Energética Ltda ("CPFL Eficiência")	Sociedade limitada	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda ("Authi")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL Geração Distribuída de Energia Ltda ("CPFL GD")	Sociedade limitada	Comercialização e prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%
Outras	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 Telecomunicações Ltda ("CPFL Telecom")	Sociedade limitada	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%

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

(em milhões de reais)



Reconciliação da Dívida Líquida Pro Forma (3T21)

Dívida Líquida - Projetos de Geração

set/21	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)			Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida Bruta	215	-	215	128	-	814	47	990	1.204
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(158)	(23)	(182)	(107)	(56)	(259)	59	(362)	(544)
Dívida Líquida	56	(23)	33	21	(56)	555	107	627	660
Participação CPFL (%)	65,00%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
Dívida Líquida dos Projetos	37	(14)	23	10	(14)	283	57	336	359

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida Bruta	20.688
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(4.921)
Dívida Líquida (IFRS)	15.767
(-) Projetos 100%	(33)
(+) Consolidação Proporcional	359
Dívida Líquida (Pro Forma)	16.093

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (3T21 - Últimos 12 Meses)

EBITDA - Projetos de Geração

3T21	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)			Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita Operacional	332	60	392	827	456	1.022	1.119	3.424	3.816
Despesa Operacional	(59)	(14)	(73)	(9)	(147)	(49)	(578)	(784)	(857)
EBITDA	273	46	319	818	309	973	440	2.540	2.859
Participação CPFL (%)	65,00%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
EBITDA Proporcional	178	28	205	398	77	496	235	1.207	1.412

Reconciliação

CPFL Energia - 3T21LTM	
Lucro Líquido	4.512
Amortização	1.715
Resultado Financeiro	492
Imposto de Renda/Contribuição Social	1.818
EBITDA	8.537
(-) Equivalência patrimonial	(532)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(319)
(+) EBITDA Proporcional	1.412
EBITDA Pro Forma	9.098
Dívida Líquida / EBITDA Pro Forma	1.77x

Notas: (1) conforme determinado para o cálculo dos *covenants* nos casos de aquisição de ativos pela Companhia; (2) Caixa considerando o saldo de TVM no valor de R\$ 287 mil.



3Q21 CPFL Results

- ✓ Increase of **2.0% in load in the concession area**
- ✓ **EBITDA** of **R\$ 2,596 million**, growth of **32.8%**
- ✓ **Net Income** of **R\$ 1,436 million**, growth of **6.2%**
- ✓ Net Debt of **R\$ 15.9 billion** and leverage of **1.77x Net Debt/EBITDA**
- ✓ Investments of **R\$ 932 million**, growth of **21%**
- ✓ **Regulatory asset** reached **R\$ 3.1 billion** in Sep-21
- ✓ **CPFL Piratininga** tariff adjustment of **+12.4% for the consumer** in Oct-21
- ✓ **Conclusion** of commercial start-up of **Gameleira Wind Complex**
- ✓ **Conclusion** of the acquisition of 66% of **CEEE-T (CPFL Transmissão)** on October 14th
- ✓ **CPFL Energia** entered in B3's **IDIV index**
- ✓ Implementation of the **Audit Committee**, in accordance with the new requirements of **B3's "Novo Mercado"** regulation **for 2022**
- ✓ **CPFL Santa Cruz** and **CPFL Piratininga** won the **ABRADEE Award** of **Social and Environmental Responsibility**
- ✓ **CPFL Energia** was a highlight in reports by **Santander** ("Excellent" ESG rating) and by **Credit Suisse** (one of the 60 companies in the world to invest)
- ✓ **CPFL Energia** won the **"Melhores da Dinheiro – ISTOÉ Dinheiro Magazine"** Award in the Utilities Sector

Video Conference with Simultaneous Translation into English (Bilingual Q&A)

Friday, November 12, 2021 – 11:00 a.m. (BRT), 09:00 a.m. (ET)

Zoom platform – click here to register:

https://us06web.zoom.us/webinar/register/WN_qGObyRlwSm2i70ffoDER2Q

CPFE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3 IBRX B3 IEE B3 ISE B3 ICO2 B3 IGC B3 ITAG B3 IDIV B3



Investor Relations

(+55) 19 3756.8458/8887

ri@cpfl.com.br

www.cpfl.com.br/ir



MESSAGE FROM THE CEO

We have reached the end of yet another challenging quarter. And although we already are seeing a reduction in pandemic-related uncertainties, we now face unfavorable scenarios in hydrologic and macroeconomic conditions. Nevertheless, we bring excellent news, with CPFL once again delivering robust results in our market segments, while pursuing growth and portfolio diversification. On that front, we finalized the acquisition of a 66% controlling interest in CEEE-T, on October 14. Since then, we have begun to integrate the assets, which include just over 6,000 kilometers of transmission lines and another 72 substations, which further reinforces Management's commitment to growth, our operating efficiency model and solid financial position so that we can intensify investments and create value for stakeholders.

Still on the growth front, in the third quarter, we concluded construction of the Gameleira Wind Complex, which started operating its 4 wind farms (Costa das Dunas, Figueira Branca, Gameleira and Touros) a full 2.5 years ahead of schedule, adding 81.7 MW to our installed capacity.

In terms of financial performance in the quarter, we continued to deliver robust results. In Distribution, a highlight was the benefits from the tariff adjustments and the market's performance, with the industrial and commercial segments delivering growth of 9.1% and 8.2%, respectively, driven by the recovery in sectors such as vehicles and metallurgy, as well as the strong recovery in the wholesale and construction services sectors. In Generation, we recognized the GSF agreement, which mitigated losses in the period from 2012 to 2020 in both the free and regulated markets, in the amount of R\$274 million. Another highlight was achieving, in the consolidated numbers, an increase in PMSO items at below the annual rate of IPCA inflation.

The net financial expense remained stable in relation to 3Q20, already influenced by the increases in the CDI rate and the IPCA. We ended the quarter with a cash position of R\$4.9 billion, while the net debt of CPFL Energia stood at 1.77 times EBITDA based on the measurement criteria of our financial covenants. It is important to note that this indicator does not yet reflect the acquisition of the 66% interest in CEEE-T (R\$2.7 billion) finalized in October or the payment of the dividends declared in August (R\$1.7 billion), which will be paid during 4Q21.

We remained committed to executing our capex plan in the quarter, investing R\$932 million, or 21% higher, bringing capex in the first nine months to R\$2,646 million, representing growth of 37.2% on the same period of 2020, on path to reaching our capex projection of R\$3,376 million for the whole of 2021.

On the ESG front, the highlight was the creation of the Audit Committee to support the Board of Directors, in compliance with the Novo Mercado Regulations of the B3 and in line with our robust corporate governance practices. Other highlights include the reports by the banks Santander, which recommended CPFL Energia with an "Excellent" rating, and Credit Suisse, which cited CPFL as one of the 60 companies in the world in which to invest. The recognition

further reinforces our engagement in best practices encompassed in the 15 commitments we assumed in our Sustainability Plan.

Lastly, I want to share some of the CPFL group's achievements, namely the Socio-Environmental Responsibility Award from the Brazilian Power Distributors Association (ABRADEE) for CPFL Santa Cruz and CPFL Piratininga, as well as the Best of Dinheiro Awards of the magazine *IstoÉ Dinheiro*, in the power sector, which recognizes and celebrates the success of the largest companies operating in Brazil. These accolades only further attest to the efforts and commitment of our more than 13,000 employees. I reiterate our trust in and commitment to all our stakeholders, and I remain optimistic on the progress being made in Brazil's power industry and the CPFL group's business platform, which is increasingly better prepared and well positioned to face the challenges and opportunities in the country.

Thank you and best regards,

Gustavo Estrella

Chief Executive Officer, CPFL Energia

Indicators (R\$ Million)	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Load in the Concession Area - GWh	17,056	16,716	2.0%	52,274	49,454	5.7%
Sales within the Concession Area - GWh	16,581	16,023	3.5%	51,345	48,419	6.0%
Captive Market	10,164	10,503	-3.2%	32,194	32,422	-0.7%
Free Client	6,418	5,520	16.3%	19,151	15,997	19.7%
Gross Operating Revenue	15,666	11,317	38.4%	40,854	32,042	27.5%
Net Operating Revenue	11,190	7,781	43.8%	28,291	21,625	30.8%
EBITDA ⁽¹⁾	2,596	1,954	32.8%	6,616	4,858	36.2%
Distribution	1,535	1,072	43.2%	4,045	2,831	42.9%
Generation	1,093	834	31.0%	2,470	1,910	29.3%
Commercialization, Services & Others	(32)	49	-	100	118	-15.1%
Net Income	1,436	1,352	6.2%	3,523	2,718	29.6%
Net Debt ⁽²⁾	15,948	13,303	19.9%	15,948	13,303	19.9%
Net Debt / EBITDA ⁽²⁾	1.77	1.93	-8.4%	1.77	1.93	-8.4%
Investments ⁽³⁾	932	770	21.0%	2,646	1,928	37.2%

Notes:

(1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result, depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12. See the calculation in item 3.1 of this report;

(2) In covenants criteria, which considers CPFL Energia stake in each project;

(3) Does not include special obligations.

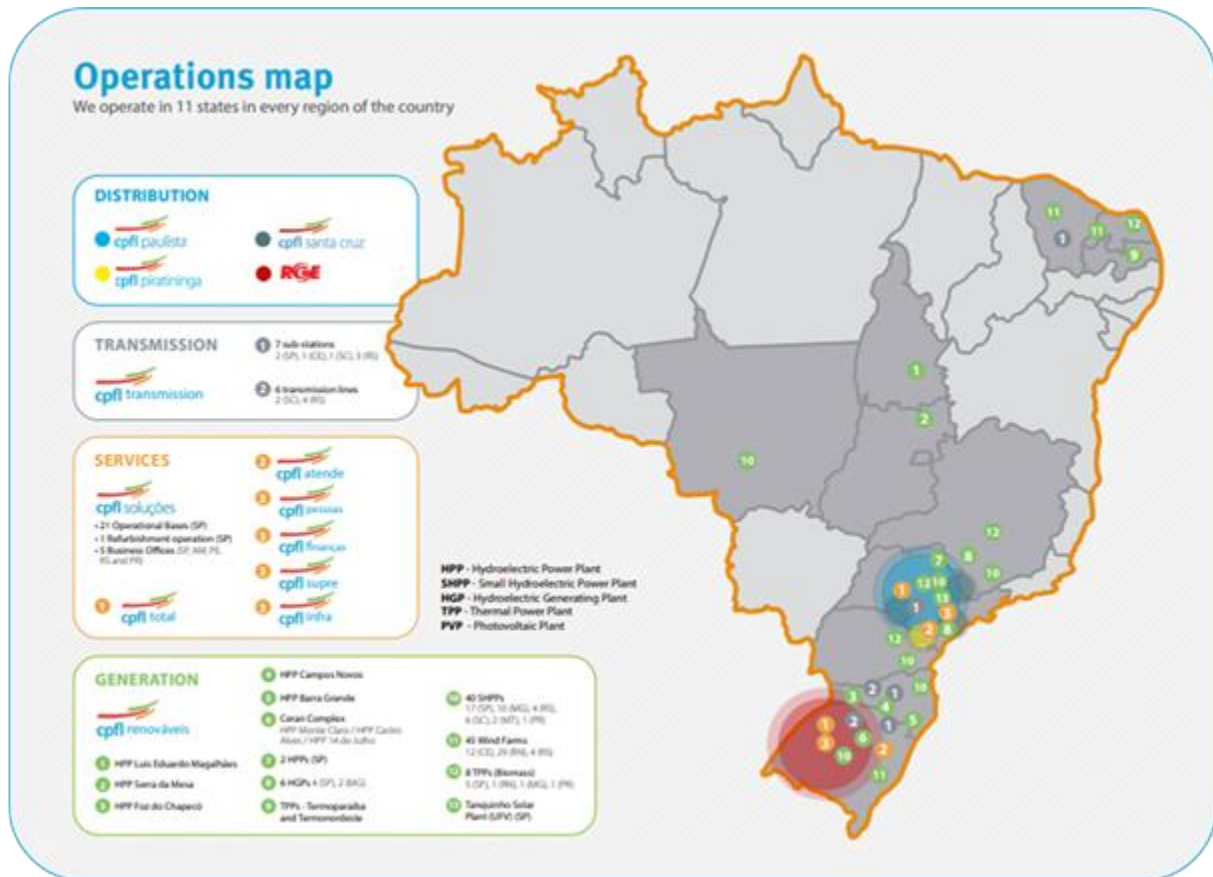
CONTENTS

1) COMPANY PROFILE AND CORPORATE STRUCTURE.....	4
2) OPERATIONAL PERFORMANCE.....	7
2.1) Distribution.....	7
2.1.1) Load net of losses in the concession area	7
2.1.2) Sales within the Distributors' Concession Area	7
2.1.3) Losses.....	8
2.1.4) SAIDI and SAIFI	9
2.1.5) Delinquency	10
2.2) Generation	11
2.2.1) Installed Capacity	11
2.2.2) Operational and under construction projects	11
2.3) Commercialization	12
2.4) Transmission.....	12
3) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE.....	13
3.1) Economic-Financial Performance.....	13
3.2) Indebtedness.....	20
3.2.1) Debt (IFRS)	20
3.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria.....	24
3.3) Investments.....	25
3.3.1) Actual Investments	25
3.3.2) Investment Forecast.....	25
4) STOCK MARKETS	27
4.1) Stock Performance.....	27
4.2) Daily Average Volume	27
5) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS.....	28
5.1) Sustainability Plan (2020-2024)	28
5.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan	28
6) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS.....	31
6.1) Distribution Segment.....	31
6.1.1) Economic-Financial Performance	31
6.1.2) Tariff Events	40
6.2) Commercialization and Services Segments.....	40
6.3) Generation Segment	41
7) ATTACHMENTS.....	48
7.1) Balance Sheet - Assets – CPFL Energia	48
7.2) Balance Sheet - Liabilities – CPFL Energia.....	49
7.3) Income Statement – CPFL Energia	50
7.4) Income Statement by business segment	51
7.5) Cash Flow – CPFL Energia.....	52
7.6) Income Statement – Generation Segment	53
7.7) Income Statement – Distribution Segment	54
7.8) Economic-Financial performance by Distributor	55
7.9) Sales within the Concession Area by Distributor	56
7.10) Sales to the Captive Market by Distributor	57
7.11) Information on Interest in Companies.....	58
7.12) Reconciliation of Net Debt/EBITDA Pro Forma ratio of CPFL Energia for purposes of financial covenants calculation	60

1) COMPANY PROFILE AND CORPORATE STRUCTURE

Company Operation

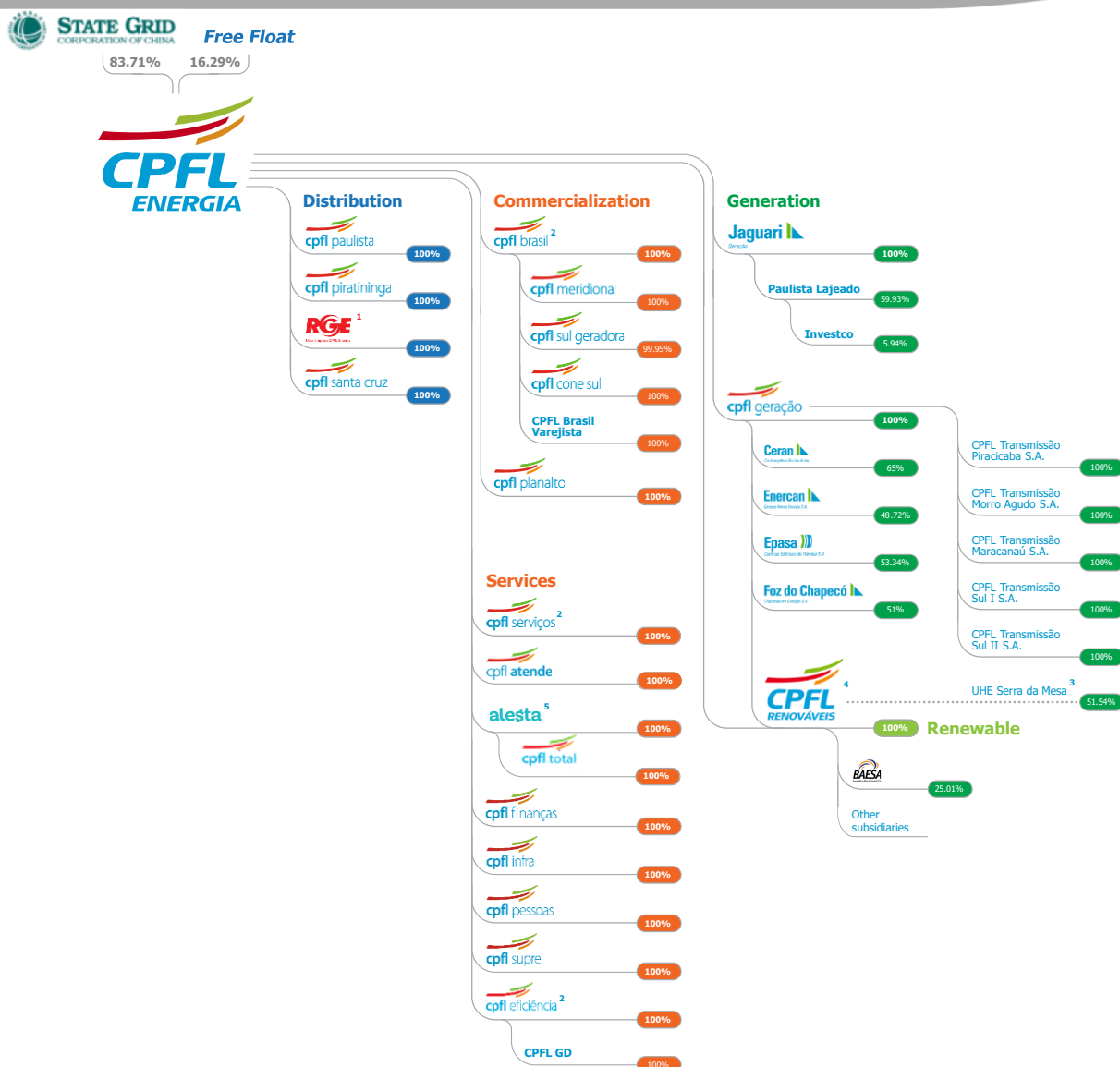
CPFL Energia operates in the Generation, Transmission, Distribution, Commercialization and Services segments, with presence in 11 states in all regions of the country.



CPFL is the second largest distributor in volume of energy sales, with 14% of the national market, serving approximately 10.1 million customers in 687 municipalities. With 4,385 MW of installed capacity, it is the third largest private generator in the country, being among the leaders in renewable generation, operating in hydroelectric, solar, wind and biomass sources. It also has investments in Transmission and a national operation through CPFL Soluções, providing integrated solutions in energy management and commercialization, energy efficiency, distributed generation, energy infrastructure and consulting services.

Shareholders Structure

CPFL Energia is a holding company that owns stake in other companies. State Grid Corporation of China (SGCC) controls CPFL Energia through its subsidiaries State Grid International Development Co., Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) and ESC Energia S.A.



Reference date: 09/30/2021

Notes:

- (1) RGE is held by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;
- (3) 51.54% stake of the availability of power and energy of Serra da Mesa HPP, regarding the Power Purchase Agreement between CPFL Renováveis and Furnas;
- (4) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (49.1502%) and CPFL Geração (50.8498%);
- (5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and CPFL Brasil (0.01%). It is in the "Others" segment. In order to facilitate the visualization and due to the incorporation of CPFL Total shares, it is presented in the "Services" segment.

Acquisition of the CEEE-Transmissão

On 10/14/2021, the acquisition by CPFL Cone Sul of shares representing approximately 66% of the total corporate capital of Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica ("CEEE-T"), according to the Share Purchase Agreement and Other Covenants, entered into, on that date, between the State of Rio Grande do Sul and CPFL Cone Sul, and, also, CEEE-T, as a consenting intervening party.

The consummation of the acquisition is aligned with CPFL Energia's strategic objective and will enable greater value creation for its shareholders.

As a condition of the Agreement, Cone Sul will request to CVM, within 30 days from the execution of the Agreement, the registration of a tender offer ("Offer") of the shares held by

the other shareholders of CEEE-T, according to the article 254-A and following of the Brazilian Corporation Law, the CVM Ruling 361, of March 5, 2002, as amended, and the Agreement.

The events of article 256 of the Brazilian Corporation Law were not verified and, therefore, there shall not be granted withdrawal rights to the Company's shareholders.

Corporate Governance

The corporate governance model adopted by CPFL Energia is based on the 4 basic principles of the Brazilian Corporative Government System: transparency, equity, accountability and corporate responsibility.

CPFL's Management is composed by the Board of Directors and the Board of Executive Officers.

The Board of Directors is responsible for the strategic direction of the CPFL Group, consists of 7 members (2 independent members), whose term of office is 2 years, with the possibility of reelection. It has 6 Advisory Committees (Audit, Strategy and Management of Process, Human Resources, Related Parties, Risk and Budget Management and Corporate Finance), which assist in the decisions and monitoring the relevant and strategic issues.

The Board of Executives consists of 1 Chief Executive Officer and 8 Vice-Chief Executive Officers, all with term of office of 2 years, with possibility of reelection, whose responsibility is the execution of the strategies of CPFL Energia and its subsidiaries, which are defined by the Board of Directors going along with the corporate governance guidelines.

CPFL Energia has a permanent Fiscal Council, composed of 3 effective members and equal number of alternates, all with 1 year of term of office, with the possibility of reelection.

The guidelines and documents on corporate governance are available at the Investor Relations website <http://www.cpfl.com.br/ir>.

Dividend Policy

On May 21, 2019, CPFL Energia announced to its shareholders and to the market that its Board of Directors approved, at the meeting held on that date, the adoption of a dividend distribution policy, which determines that the Company should distribute annually, as dividends, at least 50% of the adjusted net income. Furthermore, the Dividend Policy sets out the factors that will influence the amount of the distributions, as well as other issues considered relevant by the Board of Directors and the shareholders. The Dividend Policy also highlights that certain obligations contained in the Company's financial contracts may limit the amount of dividends and/or interest on own capital that may be distributed.

The approved Dividend Policy is merely indicative, with the purpose of signaling to the market the treatment that the Company intends to give to the distribution of dividends to its shareholders, having, therefore, a programmatic character, not binding upon the Company or its governing bodies.

The Dividend Policy is available at the Investor Relations website <http://www.cpfl.com.br/ir>.

2) OPERATIONAL PERFORMANCE

2.1) Distribution

2.1.1) Load net of losses in the concession area

Load within the Concession Area - GWh						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Captive Market	10,221	10,660	-4.1%	32,068	32,585	-1.6%
Free Client	6,835	6,056	12.9%	20,207	16,869	19.8%
Total	17,056	16,716	2.0%	52,274	49,454	5.7%

Note: If disregarding the migration of large consumers and permissionaires, the load within the concession area would have a variation of +2.4% in the quarter and of +6.0% in YTD.

2.1.2) Sales within the Distributors' Concession Area

Sales within the Concession Area - GWh						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Captive Market	10,164	10,503	-3.2%	32,194	23,429	37.4%
Free Client	6,418	5,520	16.3%	19,151	10,928	75.3%
Total	16,581	16,023	3.5%	51,345	34,357	49.4%

Note: If disregarding the migration of large consumers and permissionaires, the sales within the concession area would have a variation of +4.4% in the quarter and of +7.0% in YTD.

Sales within the Concession Area - GWh							
	3Q21	3Q20	Var.	Part.	9M21	9M20	Var. Part.
Residential	5,019	5,041	-0.4%	30.3%	15,759	15,334	2.8% 30.7%
Industrial	6,472	5,930	9.1%	39.0%	19,321	16,921	14.2% 37.6%
Commercial	2,492	2,304	8.2%	15.0%	7,980	7,594	5.1% 15.5%
Others	2,599	2,748	-5.4%	15.7%	8,286	8,569	-3.3% 16.1%
Total	16,581	16,023	3.5%	100.0%	51,345	48,419	6.0% 100.0%

Note: The tables with sales within the concession area by distributor are attached to this report in item 7.9. If considering the migrations values, the sales were: 16,580 in 3Q21, and 15,874 in 3Q20.

Highlights in the concession area in 3Q21:

- **Residential Segment (30.3% of total sales):** Decrease of 0.4%, due to questions like the higher flexibilization of the social distancing measures, in addition to the temperature effect, lower this year than in the same period in the last year. CPFL Santa Cruz was the less affected of all distributors, with a growth of 2.4%, due to a temperature effect, and a billing calendar lower than the other distributors;
- **Industrial Segment (39.0% of total sales):** increase of 9.1%, confirming a recovery for the sector, which already has been happening since the past quarters. Positive results in all distributors, being CPFL Santa Cruz the one with the lower growth, due to a strong comparison base in 3Q20. The main sectors with the highest growth rates were: Metallurgy, Machinery and Equipment and Textile Products, with 27.6%, 24.8% and 19.7%, respectively.
- **Commercial Segment (15.0% of total sales):** increase of 8.2%, showing a strong growth in this quarter, especially because of the relaxing of the social distancing measures. The main sectors were: Services for Building Activities, Wholesale Trade and Human Health Care, with +30.9%, +4.5% and +4.3%, respectively.

Highlights in the concession area in 9M21:

- **Residential Segment (30.7% of total sales):** increase of 2.8%, following a trend of growth despite the relaxing in the social distancing measures and a temperature effect of -0.3% comparing to last year;
- **Industrial Segment (37.6% of total sales):** increase of 14.2%, with a decrease in the growth acceleration, especially due to the weaker comparison base in 2020;
- **Commercial Segment (15.5% of total sales):** increase of 5.1%, reflecting a more timid recovery in the sector when compared to industry, but favored by the relaxation of social restriction measures.

Sales to the Captive Market - GWh						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	5,019	5,041	-0.4%	15,759	15,334	2.8%
Industrial	1,099	1,164	-5.5%	3,325	3,347	-0.6%
Commercial	1,672	1,693	-1.2%	5,471	5,586	-2.1%
Others	2,373	2,604	-8.9%	7,639	8,155	-6.3%
Total	10,164	10,503	-3.2%	32,194	32,422	-0.7%

Note: The tables with sales within the captive market by distributor are attached to this report in item 7.10.

Free Client - GWh						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Industrial	5,373	4,766	12.7%	15,996	13,575	17.8%
Commercial	819	611	34.2%	2,508	2,008	24.9%
Others	226	144	56.9%	647	414	56.4%
Total	6,418	5,520	16.3%	19,151	15,997	19.7%

Free Client by Distributor - GWh						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
CPFL Paulista	2,881	2,487	15.9%	8,699	7,282	19.5%
CPFL Piratininga	1,802	1,557	15.8%	5,335	4,575	16.6%
RGE	1,493	1,256	18.9%	4,374	3,550	23.2%
CPFL Santa Cruz	241	221	9.1%	743	590	26.0%
Total	6,418	5,520	16.3%	19,151	15,997	19.7%

2.1.3) Losses

The consolidated losses index of CPFL Energia was of 8.82% in the 12 months ended in Sep-21, compared to 9.06% in Sep-20, a decrease of 0.24 p.p. However, disregarding the effect of the billing calendar in both years, the decrease would be of 0.32 p.p. (from 9.20% in Sep-20 to 8.89% in Sep-21), indicating an improvement of this indicator and signaling a recovery from the adverse macroeconomic conditions imposed by the COVID-19 pandemic.

12M Accumulated Losses ¹						
	Sep-20	Dec-20	Mar-21	Jun-21	Sep-21	ANEEL
CPFL Energia	9.06%	9.05%	9.11%	9.06%	8.82%	8.27%
CPFL Paulista	9.24%	9.42%	9.64%	9.35%	9.09%	8.46%
CPFL Piratininga	7.65%	7.69%	8.06%	7.88%	7.65%	6.56%
RGE Sul	9.87%	9.62%	9.18%	9.65%	9.47%	9.15%
CPFL Santa Cruz	8.34%	7.77%	7.87%	7.69%	7.42%	8.36%

Note: According to the criteria defined by the Regulatory Agency (ANEEL). In CPFL Piratininga and RGE, high-voltage customers (A1) were disregarded.

The CPFL group has intensified the actions against non-technical losses and the main achievements in 3Q21 were:

- (i) 144.2 thousand fraud inspections performed in consumer units;
- (ii) Visit in 17.8 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-reconnection;
- (iii) Replacement of more than 4.3 thousand obsolete/defective meters with new electronics;
- (iv) Shielding of 13.8 thousand low voltage customers through the installation of Armored Boxes;
- (v) Shielding of 140 medium/high voltage customers through the installation of Measurement Sets;
- (vi) Regularization of 800 consumers without contract (clandestine);
- (vii) Market discipline through 133 news in media related to CPFL operations to fight fraud and theft.

2.1.4) SAIDI and SAIFI

The SAIDI (System Average Interruption Duration Index) measures the average duration, in hours, of interruption per consumer per year and the SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) measures the average number of interruptions per consumer per year. Such indicators measure the quality and reliability of the electricity supply.

SAIDI Indicators										
Distributor	SAIDI (hours)									
	2017	2018	2019	2020	3Q20	1Q21	2Q21	3Q21	Var. %	ANEEL ¹
CPFL Energia	9.40	8.62	8.83	7.66	7.72	7.91	7.97	7.91	2.5%	n.d
CPFL Paulista	7.14	6.17	6.72	6.81	6.22	6.97	6.97	6.93	11.4%	6.82
CPFL Piratininga	6.97	5.94	6.49	5.83	5.67	6.11	6.18	6.58	16.0%	6.24
RGE ²	14.83	14.44	14.01	10.83	11.76	10.89	11.01	10.62	-9.7%	10.84
CPFL Santa Cruz ³	6.22	6.01	5.56	4.89	4.53	5.14	5.21	5.37	18.5%	8.19

SAIFI Indicators										
Distributor	SAIFI (interruptions)									
	2017	2018	2019	2020	3Q20	1Q21	2Q21	3Q21	Var. %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5.69	4.68	4.93	4.54	4.44	4.63	4.62	4.69	5.6%	n.d
CPFL Paulista	4.94	4.03	4.38	4.27	3.97	4.40	4.47	4.63	16.6%	5.48
CPFL Piratininga	4.45	3.89	4.34	4.32	4.04	4.51	4.41	4.75	17.6%	5.52
RGE ²	7.68	6.10	6.25	5.27	5.54	5.16	5.04	4.83	-12.8%	6.96
CPFL Santa Cruz ³	5.13	5.09	4.25	3.68	3.51	3.99	4.12	4.26	21.4%	7.87

Notes:

1) ANEEL limit;

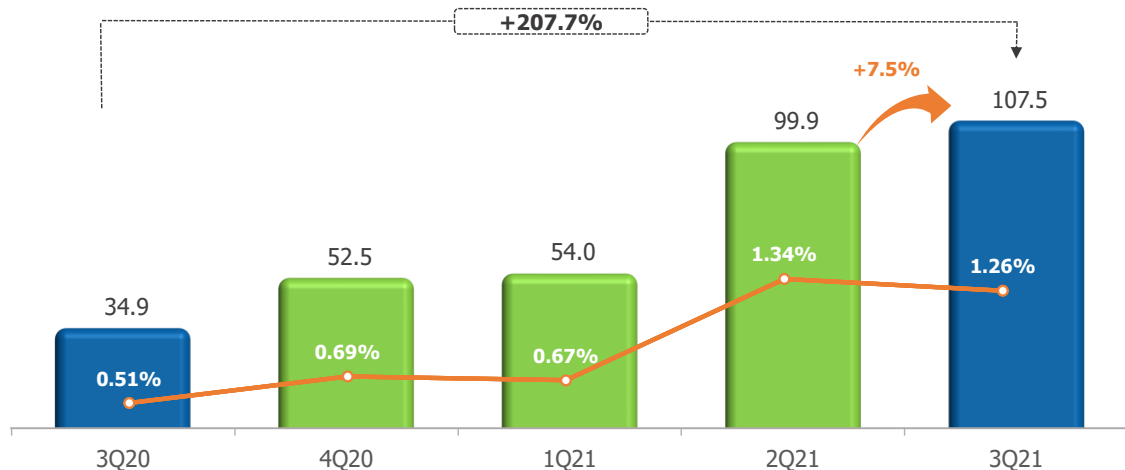
2) Since 2019, the RGE and RGE Sul concessions have been unified, becoming a single distributor for the purpose of calculating technical indicators;

3) Since 2018, the concessions of CPFL Santa Cruz, Sul Paulista, Mococa, Jaguari and Leste Paulista have been unified, becoming a single distributor for purposes of calculating technical indicators.

In the consolidated of the distributors, in 3Q21, SAIDI and SAIFI in the last 12 months, were higher than in 3Q20 (+2.5% and +5.6%, respectively). These results reflect the concession areas in the state of São Paulo, which had a number of occurrences due to fires and storms higher than in 2020, which led to an increase in the indicators. At RGE, the better results in

the indicators reflect maintenance actions and investments in improvements at the distributor carried out in 2020, as well as a non-significant change in the volume of bad weather.

2.1.5) Delinquency



ADA registered an increase of 7.5% (R\$ 7.5 million) in 3Q21, compared to 2Q21, due only to the tariff adjustments, which resulted in an increase in revenue. If compared to 3Q20, there was an increase of 207.7% (R\$ 72.6 million).

In 3Q20, the KPI ADA/Revenue from sales to final consumers was 0.51%, below the historical level of 0.7% to 0.8% due to a differentiated negotiation plan for Group A clients of essential services and with greater impact of pandemic, which totaled an ADA reversal in the amount of R\$ 14.5 million.

In 3Q21, on the other hand, delinquency continued to be pressured by the country's unfavorable economic situation, resulting in a level similar to that observed in 2Q21.

In order to fight the increase in the level of delinquency, CPFL has been maintaining a high volume of collection actions, highlighting:

- (i) Maintenance of the volume of power cuts was kept at higher levels. In 3Q21, 630 thousand cuts were made, above the historical average of 492 thousand cuts per quarter;
- (ii) Implementation of a new customer risk assessment system, highlighting customers with a high probability of spontaneous payment of bills; with that, the company made the collection rule even more assertive, enabling greater recovery with the same amount of actions;
- (iii) Increase in the volume of collections actions (SMS and E-mail) in 4%, from 6.2 million in 2Q21 to 6.5 million in 3Q21.

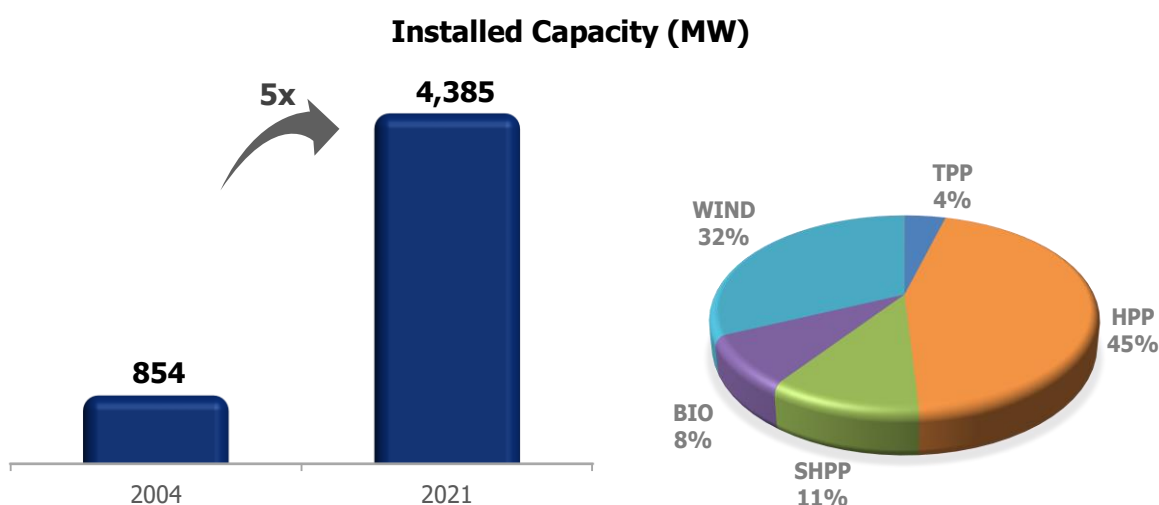
2.2) Generation

2.2.1) Installed Capacity

On the date of this report, the Generation installed capacity of CPFL Energia group, considering the proportional stake in each project, is of 4,385 MW.

In recent months, 4 wind farms of Gameleira wind complex entered into commercial operation, adding 81.7 MW to the portfolio in operation. Costa das Dunas (28.4 MW), Figueira Branca (10.7 MW), Gameleira (17.8 MW) and Farol de Touros (24.9 MW), started operations in June, July, August and September, respectively.

Since the IPO in 2004, CPFL Energia has been expanding its portfolio and today has a capacity 5 times higher.



Note: Breakdown graphic by source does not consider 1 MW of Solar Generation of Tanquinho Plant.

2.2.2) Operational and under construction projects

In MW	Portfolio						Total
	TPP	HPP	SHPP/MHPP	Bio	Wind	Solar	
In operation	182	1,966	475	370	1,391	1	4,385
In construction	-	-	28	-	-	-	28
In development	-	-	116	-	2,094	1,140	3,350
Total	182	1,966	619	370	3,485	1,141	7,763

On the date of this report, the project portfolio of Generation segment (considering CPFL Energia's participation in each project) totals 7,763 MW of installed capacity. The plants in operation totalize 4,385 MW, comprising 8 HPPs (1,966 MW), 49 wind farms (1,391 MW), 48 SHPPs and MHPPs (475 MW), 8 biomass thermoelectric plants (370 MW), 2 TPPs (182 MW) and 1 solar plant (1 MW).

Still under construction 1 SHPP (28 MW). Additionally, we have wind, solar and SHPP projects under development totaling 3,350 MW.

SHPP Lucia Cherobim

SHPP Lucia Cherobim, a project located in the state of Paraná, is scheduled to start operating in 2024. In September 2021, the physical progress of the project was 13.98%. Installed capacity is 28.0 MW and physical guarantee is 16.6 average MW. The energy was sold under a long-term contract at the 2018 new energy auction (A-6) (price: R\$ 220.54/MWh – Sep-21).

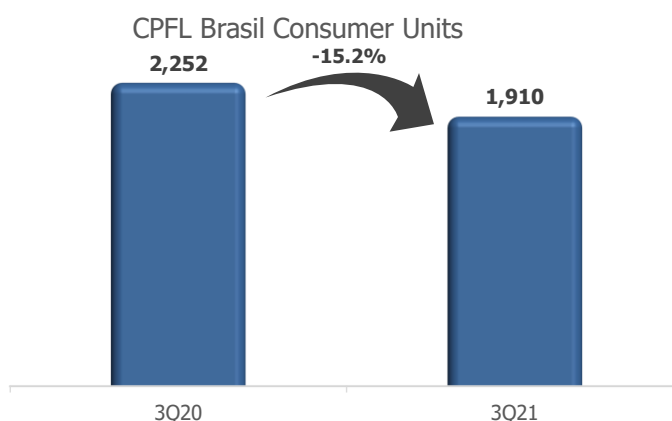
Corporate restructuring

On September 30, 2020, the second stage of the CPFL Renováveis integration plan was completed through the Corporate Restructuring of the CPFL Group's generation companies. The new structure strengthens the administrative structures and brings synergies to the Group, which now has a single Generation segment with all its projects.

2.3) Commercialization

Number of Commercialization Consumer Units

In Sep-21, CPFL Brasil consumer units reached 1,910, a decrease of 15.2%. This was due to a volume of contract termination above the historical average in Dec-20.



2.4) Transmission

Operational Portfolio						
Project	Location	RAP (R\$ MM)	Capex (R\$ MM)	Operation Start	Substation Nº	
Piracicaba	SP	13.7	100	Jul/15	1	
Morro Agudo	SP	16.9	100	Jul/17	1	

In Construction Portfolio							
Project	Location	RAP (R\$ MM)	Estimated Capex by Aneel (R\$ MM)	Operation Start	Substation Nº	Lines (Km)	Builted
Maracanaú	CE	9.1	102	Mar/22	1	2	57.75%
Sul I	SC	30.9	366	Mar/24	1	320	43.51%
Sul II	RS	32.0	349	Mar/23	3	85	67.43%

Note: Base Date - Piracicaba (12/19/12) – Morro Agudo (06/01/14) – Maracanaú (06/28/18) – Sul I and II (12/20/18).

3) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

3.1) Economic-Financial Performance

Consolidated Income Statement - CPFL ENERGIA (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Gross Operating Revenue	15,666	11,317	38.4%	40,854	32,042	27.5%
Net Operating Revenue	11,190	7,781	43.8%	28,291	21,625	30.8%
Revenue from building the infrastructure	798	690	15.6%	2,165	1,790	21.0%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	10,392	7,091	46.6%	26,126	19,835	31.7%
Cost of Electric Power	(6,912)	(4,468)	54.7%	(17,078)	(12,832)	33.1%
Contribution Margin	3,480	2,623	32.7%	9,048	7,003	29.2%
PMSO	(891)	(727)	22.6%	(2,515)	(2,288)	9.9%
Other Operating Costs & Expenses	(1,431)	(1,109)	29.0%	(3,759)	(3,153)	19.2%
Equity Income	206	96	115.3%	388	266	45.7%
EBITDA¹	2,596	1,954	32.8%	6,616	4,858	36.2%
Financial Income (Expense)	(189)	(192)	-1.4%	(320)	(143)	123.1%
Income Before Taxes	1,972	1,380	42.8%	5,006	3,474	44.1%
Net Income	1,436	1,352	6.2%	3,523	2,718	29.6%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, according to CVM Instruction no. 527/12.

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Outros	Eliminação	Consolidado
3T21					
Margem de contribuição	2,358	1,237	161	(191)	3,566
EBITDA ¹	1,535	1,093	(32)	-	2,596
Resultado Financeiro	(142)	(59)	12	-	(189)
Lucro Líquido	798	709	(71)	-	1,436
3T20					
Margem de contribuição	1,735	849	208	(170)	2,623
EBITDA ¹	1,072	834	49	-	1,954
Resultado Financeiro	(75)	(119)	1	-	(192)
Lucro Líquido	571	810	(30)	-	1,352
Variação (%)					
Margem de contribuição	35.9%	45.7%	-22.6%	12.7%	35.9%
EBITDA ¹	43.2%	31.0%	-	-	32.8%
Resultado Financeiro	90.6%	-50.1%	914.6%	-	-1.4%
Lucro Líquido	39.6%	-12.5%	138.6%	-	6.2%

CPFL Energia - Key financial indicators by business segment (R\$ million)					
	Distribution	Generation	Others	Eliminations	Consolidated
9M21					
Contribution Margin	6,364	2,572	641	(529)	9,048
EBITDA ¹	4,045	2,470	100	-	6,616
Financial results	(233)	(168)	81	-	(320)
Net Income	2,058	1,458	7	-	3,523
9M20					
Contribution Margin	4,886	1,982	576	(440)	7,003
EBITDA ¹	2,831	1,910	118	-	4,858
Financial results	150	(315)	22	-	(143)
Net Income	1,568	1,162	(13)	-	2,718
Variation (%)					
Contribution Margin	30.3%	29.8%	11.4%	20.2%	29.2%
EBITDA ¹	42.9%	29.3%	-15.1%	-	36.2%
Financial results	-	-46.8%	268.7%	-	123.1%
Net Income	31.2%	25.4%	-	-	29.6%

Notes:

(1) The analysis by business segment is presented in chapter 6;

(2) The breakdown of economic-financial performance by business segment is presented in annex 7.4.

Non-cash effects, extraordinary items and others

We highlight below the non-cash effects, extraordinary items and others of greater relevance observed in the periods analyzed, as a way to facilitate the understanding of the variations in Company's results.

EBITDA effects - R\$ million	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Adjustments in the concession financial assets (VNR)	271	80	2	745	157	374.2%
Legal and judicial expenses	(58)	(44)	32.9%	(121)	(107)	12.6%
Assets write-off	(35)	(30)	16.3%	(108)	(89)	21.4%
Other extraordinary items:						
Gain with GSF in Free Market and Regulated Market	274	-	-	274	-	-
Higher Capex / delay in start-up of greenfield projects	(138)	-	-	(138)	-	-
CPFL Santa Cruz - Tariff review effects (RAB appraisal report)	-	-	-	7	-	-
CPFL Santa Cruz - PIS/Cofins over ICMS	-	-	-	(34)	-	-
CPFL Brasil - PIS/Cofins over ICMS	-	-	-	45	-	-
Epasa depreciation rate	(7)	-	-	(22)	-	-
Financial results effects - R\$ million	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
CPFL Brasil - PIS/Cofins over ICMS	-	-	-	40	-	-
Mark-to-market (MTM)	(26)	(61)	-57.9%	10	209	-95.0%

Operating Revenue

In 3Q21, gross operating revenue reached R\$ 15,666 million, representing an increase of 38.4% (R\$ 4,350 million). Net operating revenue reached R\$ 11,190 million in 3Q21, registering an increase of 43.8% (R\$ 3,409 million).

In 9M21, gross operating revenue reached R\$ 40,854 million, representing an increase of 27.5% (R\$ 8,811 million). Net operating revenue reached R\$ 28,291 million in 9M21,

registering an increase of 30.8% (R\$ 6,666 million).

The breakdown of net operating revenue by business segment is presented in the table below:

Net Operating Revenue (R\$ Milhões)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Distribution	9,593	6,286	52.6%	24,208	17,783	36.1%
Generation	1,233	1,016	21.4%	2,951	2,352	25.5%
Commercialization	652	758	-14.0%	1,866	2,186	-14.6%
Services	217	190	14.1%	621	517	20.2%
Elimination and Others	(505)	(470)	7.6%	(1,356)	(1,212)	11.8%
Total	11,190	7,781	43.8%	28,291	21,625	30.8%

For further details about the revenue variation by segment, see chapter 6 – Performance of Business Segments.

Cost of Electric Energy

Cost of Electric Energy (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Cost of Electric Power Purchased for Resale						
Energy from Itaipu Binacional	965	1,010	-4.5%	2,759	2,939	-6.1%
PROINFA	87	76	14.2%	272	220	23.3%
Energy Purchased through Auction in the Regulated Environment, Bilateral Contracts and Energy Purchased in the Spot Market	5,638	2,843	98.3%	12,304	8,729	41.0%
PIS and COFINS Tax Credit	(587)	(346)	69.9%	(1,350)	(1,056)	27.8%
Total	6,102	3,583	70.3%	13,984	10,832	29.1%
Charges for the Use of the Transmission and Distribution System						
Basic Network Charges	654	722	-9.3%	2,181	1,788	22.0%
Itaipu Transmission Charges	54	91	-40.5%	224	234	-4.3%
Connection Charges	68	48	42.6%	167	130	28.8%
Charges for the Use of the Distribution System	17	12	47.6%	48	33	45.4%
ESS / EER	290	102	185.2%	976	15	6257.7%
PIS and COFINS Tax Credit	(99)	(89)	11.4%	(328)	(200)	64.4%
Total	985	885	11.3%	3,268	2,001	63.3%
Cost of Electric Energy	7,087	4,468	58.6%	17,252	12,832	34.4%

Cost of Electric Power Purchased for Resale

In 3Q21, the cost of electric power purchased for resale reached R\$ 6,102 million, an increase of 70.3% (R\$ 2,519 million). The main variations were:

- (i) Increase of 98.3% in **energy purchased in auctions, bilateral contracts and spot market** (R\$ 2,795 million), due to the higher average price (+116.6%);
- (ii) Increase of 14.2% in **PROINFA** (R\$ 11 million);

Partially offset by the:

- (iii) Increase of 69.9% in **PIS and COFINS tax credit** (R\$ 241 million);
- (iv) Reduction of 4.5% in **energy from Itaipu** (R\$ 45 million), due to the lower volume of purchased energy (-4.1%).

In 9M21, the cost of electric power purchased for resale reached R\$ 13,984 million, an increase of 29.1% (R\$ 3,125 million). The main variations were:

- (i) Increase of 41.0% in **energy purchased in auctions, bilateral contracts and spot market** (R\$ 3,575 million), due to the higher average price (+52.5%);
- (ii) Increase of 23.3% in **PROINFA** (R\$ 51 million);

Partially offset by the:

- (iii) Increase of 27.8% in **PIS and COFINS tax credit** (R\$ 294 million);
- (iv) Reduction of 6.1% in **energy from Itaipu** (R\$ 180 million), due to the exchange variation, which decreased the average price of this energy by 1.9%, and the lower volume of purchased energy (-4.4%).

Volume of purchased energy (GWh)	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energy from Itaipu Binacional	2,652	2,765	-4.1%	7,844	8,201	-4.4%
PROINFA	275	285	-3.5%	755	797	-5.3%
Energy Purchased through Auction in the Regulated Environment, Bilateral Contracts and Energy Purchased in the Spot Market	14,004	15,296	-8.4%	43,360	46,920	-7.6%
Total	16,931	18,346	-7.7%	51,959	55,918	-7.1%

Average price (R\$/MWh)	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energy from Itaipu Binacional	363.74	365.09	-0.4%	351.67	358.34	-1.9%
PROINFA	316.21	267.20	18.3%	359.81	276.50	30.1%
Energy Purchased through Auction in the Regulated Environment, Bilateral Contracts and Energy Purchased in the Spot Market	402.57	185.86	116.6%	283.76	186.03	52.5%
Total	395.09	214.14	84.5%	295.11	212.59	38.8%

Charges for the Use of the Transmission and Distribution System

In 3Q21, charges for the use of the transmission and distribution system reached R\$ 985 million, an increase of 11.3% (R\$ 100 million), due to:

- (i) Increase of R\$ 188 million in sector charges (ESS/EER), mainly due to the ESS – System Service Charge. The variation in this charge was due to the need to continue the activation of thermal plants outside the order of merit in 3Q21, due to limited hydrological conditions and the need to guarantee the country's energy security;

Such effects were partially offset by:

- (ii) Increase of 11.4% in **PIS and Cofins** tax credit (R\$ 10 million);
- (iii) Reduction of 9.0% in **connection and transmission charges** (basic network, Itaipu transport, connection and use of the distribution system) (R\$ 78 million).

In 9M21, charges for the use of the transmission and distribution system reached R\$ 3,268 million, an increase of 63.3% (R\$ 1,267 million), due to:

- (i) Increase of R\$ 961 million in **sector charges (ESS/EER)**, mainly due to the ESS, which was pressured by the higher thermal dispatch, as explained above, combined with the pandemic mitigation measure carried out in 2020;
- (ii) Increase of 19.9% in **connection and transmission charges** (basic network, Itaipu transport, connection and use of the distribution system) (R\$ 435 million);

Such effects were partially offset by the increase of 64.4% in **PIS and Cofins tax credit** (R\$ 129 million).

Contribution margin

In 3Q21, **contribution margin** reached R\$ 3,566 million, an increase of 35.9% (R\$ 943 million). In 9M21, **contribution margin** reached R\$ 9,048 million, an increase of 29.2% (R\$ 2,045 million). These results mainly reflect the improvement in the performance of the Distribution and Generation segments in the periods. For more details, see items 6.1.1 and 6.3.

PMSO

PMSO (R\$ million)								
	3Q21	3Q20	Variation		9M21	9M20	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Personnel	(397)	(355)	(43)	12.0%	(1,145)	(1,066)	(78)	7.3%
Material	(93)	(74)	(19)	25.1%	(248)	(207)	(41)	20.0%
Outsourced Services	(155)	(128)	(28)	21.8%	(462)	(449)	(12)	2.8%
Other Operating Costs/Expenses	(245)	(170)	(75)	44.3%	(660)	(566)	(94)	16.7%
<i>Allowance for doubtful accounts</i>	<i>(106)</i>	<i>(36)</i>	<i>(70)</i>	<i>192.0%</i>	<i>(260)</i>	<i>(174)</i>	<i>(86)</i>	<i>49.2%</i>
<i>Legal and judicial expenses</i>	<i>(58)</i>	<i>(44)</i>	<i>(14)</i>	<i>32.9%</i>	<i>(121)</i>	<i>(107)</i>	<i>(14)</i>	<i>12.6%</i>
<i>Assets Write-Off</i>	<i>(35)</i>	<i>(30)</i>	<i>(5)</i>	<i>16.3%</i>	<i>(108)</i>	<i>(89)</i>	<i>(19)</i>	<i>21.4%</i>
<i>Others</i>	<i>(46)</i>	<i>(60)</i>	<i>14</i>	<i>-23.0%</i>	<i>(171)</i>	<i>(195)</i>	<i>24</i>	<i>-12.3%</i>
Total PMSO	(891)	(727)	(164)	22.6%	(2,515)	(2,288)	(227)	9.9%

PMSO reached R\$ 891 million in 3Q21, an increase of 22.6% (R\$ 164 million), due to the following factors:

- (i) Increase of 192.0% (R\$ 70 million) in allowance for doubtful accounts, impacted by higher revenue, due to tariff readjustments, the worst macroeconomic scenario and the weak basis of comparison, due to a differentiated negotiation plan for Group A clients in 3Q20, which resulted in an ADA reversal in the amount of R\$ 14,5 million;
- (ii) Increase of 9.8% (R\$ 56 million) in expenses linked to inflation, compared to the IPCA of 10.25% in the accumulated of last 12 months. Highlight to personnel costs, with an increase of 12.0% (R\$ 43 million), mainly reflecting the collective labor agreement;
- (iii) Increase of 32.9% (R\$ 14 million) in legal and judicial expenses, due to the higher volume of civil and labor lawsuits;
- (iv) Expense of R\$ 9 million in CEEE-T privatization auction costs;
- (v) Increase of 19.1% (R\$ 6 million) in expenses related to Capex efforts;
- (vi) Increase of 16.3% (R\$ 5 million) in assets write-off;
- (vii) Increase of 78.0% (R\$ 5 million) in collection actions, due to the suspension of power cuts between April and July/2020, with a gradual resumption as of August/2020, as a result of the covid-19 pandemic.

In 9M21, PMSO reached R\$ 2,515 million, an increase of 9.9% (R\$ 227 million), due to the following factors:

- (i) Increase of 49.2% (R\$ 86 million) in allowance for doubtful accounts, due to the worse macroeconomic scenario;
- (ii) Increase of 4.5% (R\$ 81 million) in expenses linked to inflation, compared to the IPCA of 10.25% in the accumulated of last 12 months. Highlight to personnel costs, with an increase of 7.3% (R\$ 78 million);

- (iii) Increase of 21.4% (R\$ 19 million) in assets write-off;
- (iv) Increase of 12.6% (R\$ 14 million) in legal and judicial expenses;
- (v) Increase of 24.3% (R\$ 11 million) in collection actions;
- (vi) Expense of R\$ 9 million in CEEE-T privatization auction costs;
- (vii) Increase of 8.2% (R\$ 7 million) in expenses related to Capex efforts.

Other operating costs and expenses

Other operating costs and expenses						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Costs of Building the Infrastructure	940	685	37.2%	2,300	1,781	29.2%
Private Pension Fund	57	43	32.5%	170	131	29.9%
Depreciation and Amortization	435	381	14.0%	1,289	1,241	3.9%
Total	1,431	1,109	29.0%	3,760	3,153	19.2%

EBITDA

In 3Q21, **EBITDA** reached R\$ 2,596 million, registering an increase of 32.8% (R\$ 642 million). In 9M21, **EBITDA** reached R\$ 6,616 million, registering an increase of 36.2% (R\$ 1,757 million). These results mainly reflect the improvement in the performance of the Distribution and Generation segments in the periods. For more details, see items 6.1.1 and 6.3.

EBITDA is calculated according to CVM Instruction no. 527/12 and showed in the table below:

EBITDA and Net Income conciliation (R\$ million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Net Income	1,436	1,352	6.2%	3,523	2,718	29.6%
Depreciation and Amortization	435	382	13.9%	1,289	1,241	3.9%
Financial Result	189	192	-1.4%	320	143	123.1%
Income Tax / Social Contribution	536	29	1755.8%	1,483	756	96.2%
EBITDA	2,596	1,954	32.8%	6,616	4,858	36.2%

Financial Result

Financial Result (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Revenues	252	140	80.4%	801	760	5.3%
Expenses	(441)	(332)	33.1%	(1,121)	(904)	24.0%
Financial Result	(189)	(192)	-1.4%	(320)	(143)	123.1%

In 3Q21, the **net financial expense** was R\$ 189 million, a reduction of 1.4% (R\$ 3 million) compared to the net financial expense of R\$ 192 million observed in 3Q20. The items that explain this variation are:

- (i) Positive variation of R\$ 34 million in **mark-to-market** (non-cash effect);
- (ii) Increase of R\$ 30 million in **adjustment to the sectoral financial asset/liability**;
- (iii) Positive variation of R\$ 18 million in **fiscal credit monetary adjustment**;

- (iv) Increase of 7.7% (R\$ 9 million) in **late payment interests and fines**;
 - (v) Positive variation of R\$ 56 million in **other financial revenues/expenses**;
- Partially offset by:
- (vi) Increase of 79.9% (R\$ 143 million) in the **expenses with the net debt** (debt charges net of income from financial investments), mainly reflecting the increase of IPCA and CDI in the period.

In 9M21, the **net financial expense** was R\$ 320 million, an increase of 123.1% (R\$ 176 million) compared to the net financial expense of R\$ 143 million in 9M20. The items that explain this variation are:

- (i) Increase of 36.4% (R\$ 212 million) in the **expenses with the net debt** (debt charges net of income from financial investments), mainly reflecting the increase of IPCA and CDI in the period;
- (ii) Negative variation of R\$ 204 million in the **mark-to-market** (non-cash effect). This significant variation is mainly due to the high gain recorded in 1Q20 due to the large volume of funding that occurred in that period (R\$ 2.9 billion), in foreign currency, with swap for CDI, just before the deterioration of the credit market conditions as a result of the pandemic;

Partially offset by:

- (iii) Increase of 34.9% (R\$ 111 million) in **late payment interests and fines**;
- (iv) Variation of R\$ 63 million in **other financial revenues/expenses**;
- (v) Positive variation of R\$ 36 million in **fiscal credit monetary adjustment**;
- (vi) Increase of R\$ 30 million in **adjustment to the sectoral financial asset/liability**.

Income Tax and Social Contribution

In 3Q21, Income Tax and Social Contribution recorded an increase of R\$ 507 million, highlighting the Generation segment, with the best result of companies that are in the presumed profit regime and mainly due to the recognition of tax credits at CPFL Renováveis (R\$ 271 million) in 3Q20.

In 9M21, Income Tax and Social Contribution increased by 96.2% (R\$ 727 million). The effective rate went from 21.8% in 9M20 to 29.6% in 9M21, for the reasons mentioned above.

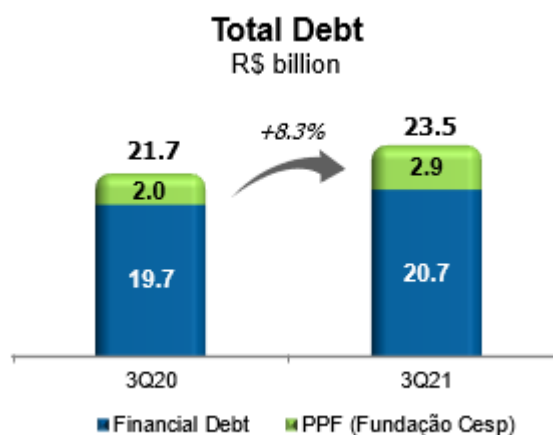
Net Income

Net income was of R\$ 1,436 million in 3Q21, registering an increase of 6.2% (R\$ 84 million). In 9M21, **Net income** was of R\$ 3,523 million, registering an increase of 29.6% (R\$ 805 million). These results reflect the increase in EBITDA, mainly due to the improvement in the performance of the Distribution and Generation segments, and the lower net financial expense, partially offset by the increase in Income Tax and Social Contribution, due to the better result in the period.

3.2) Indebtedness

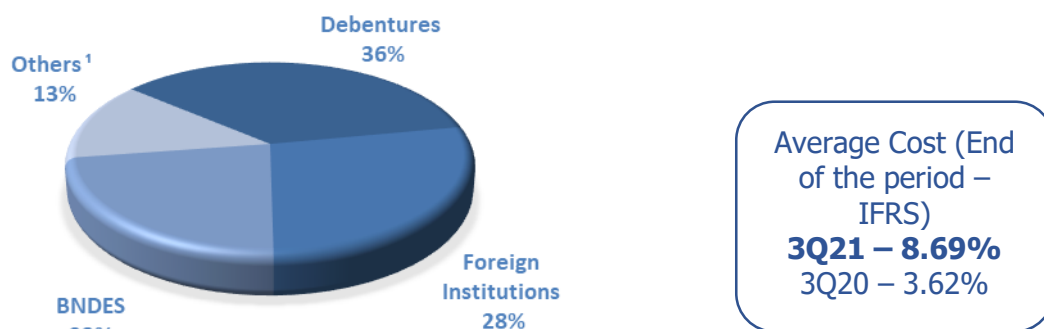
3.2.1) Debt (IFRS)

In September 30, 2021, CPFL Energia's total debt was R\$ 23.5 billion, with an increase of 8.3% compared to the last year. The financial debt of the group, which considers loans, debentures and intercompany loans, was of R\$ 20.7 billion in the same date.



Note: (1) Including the mark-to-market (MTM) effect and borrowing costs; (2) Including the intercompany loan, in the amount of R\$ 2.4 billion, of CPFL Renováveis and CPFL Brasil with SGBP.

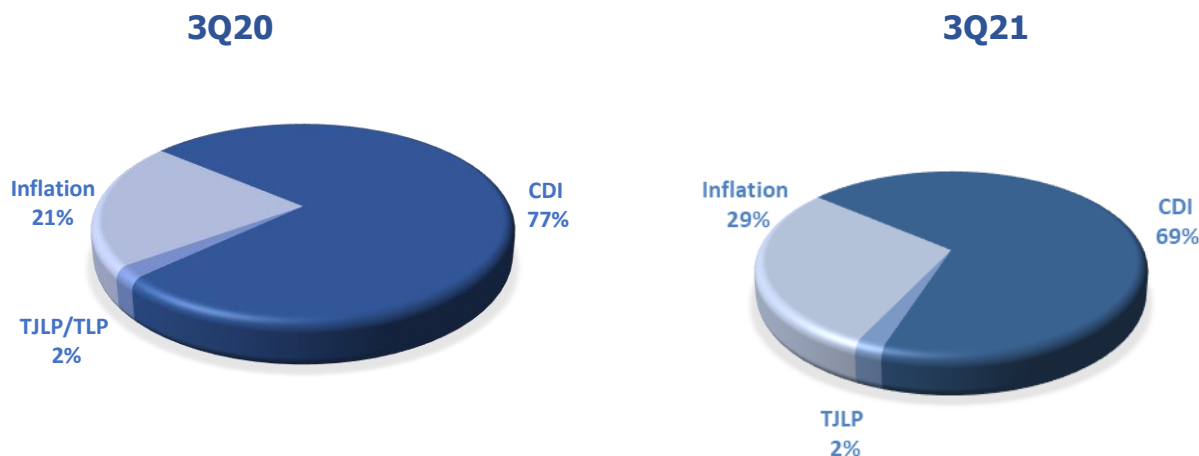
Debt Profile – IFRS



Note: (1) Others: credit lines and intercompany loans of CPFL Renováveis and CPFL Brasil with SGBP.

The CPFL Group constantly seeks to mitigate any possibility of market fluctuations risk and, for this reason, a share of its debts portfolio, around R\$ 5.8 billion, is protected by hedge operations. Considering, for instance, foreign loans, which represent almost 28% of the total debts (in IFRS), it was contracted swap operations, aiming protection for the foreign exchange and the rate linked to the contract.

Indexation After Hedge 3Q20 vs. 3Q21



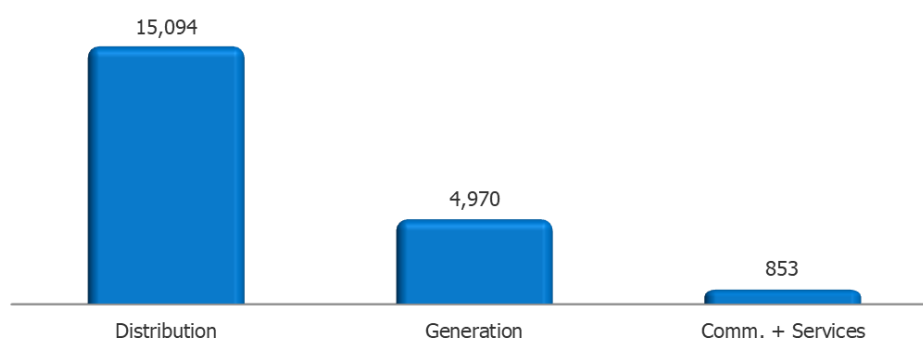
Note: (1) For debts contracted in foreign currency (27.7% of the total in 3Q21), swap operations were contracted, aiming protection for the foreign exchange and the rate linked to the contract.

Net Debt in IFRS criteria

IFRS R\$ Million	3Q21	3Q20	Var. %
Financial Debt (including hedge)	(20,688)	(19,733)	4.8%
(+) Available Funds	4,921	8,116	-39.4%
(=) Net Debt	(15,767)	(11,617)	35.7%

Note: from this quarter, we are showing availability added to the value of Marketable Securities. Therefore, for comparison purposes, 3Q20 is being stated.

Debt by Segment (R\$ Million – IFRS)



Notes:

- 1) Generation segment considers CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran and CPFL Transmissão Piracicaba and CPFL Transmissão Maracanaú; Services segment considers CPFL Serviços and CPFL Eficiência;
- 2) Considering the debt's notional, interests and derivatives. Includes the intercompany loans of CPFL Renováveis and CPFL Brasil with SGBP.

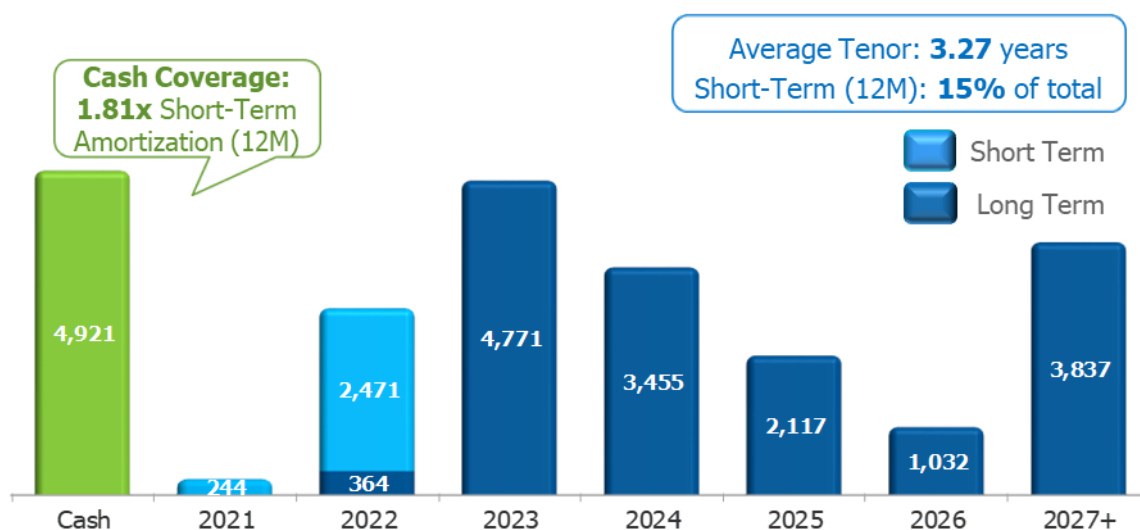
Debt Amortization Schedule in IFRS (September 2021)

The Group CPFL constantly evaluates market opportunities to close deals that enables financial results that meet the company's strategies and policies. Thus, due to CPFL's broad access to several kinds of fundraising in the market, both national and international, different modalities and instruments compose the group's debt portfolio.

The cash position at the end of 3Q21 had a coverage ratio of **1.81x** the amortizations of the next 12 months, which allows the CPFL Group to honor part the amortization commitments of 2021. The average amortization term based on this schedule is of **3.27 years**.

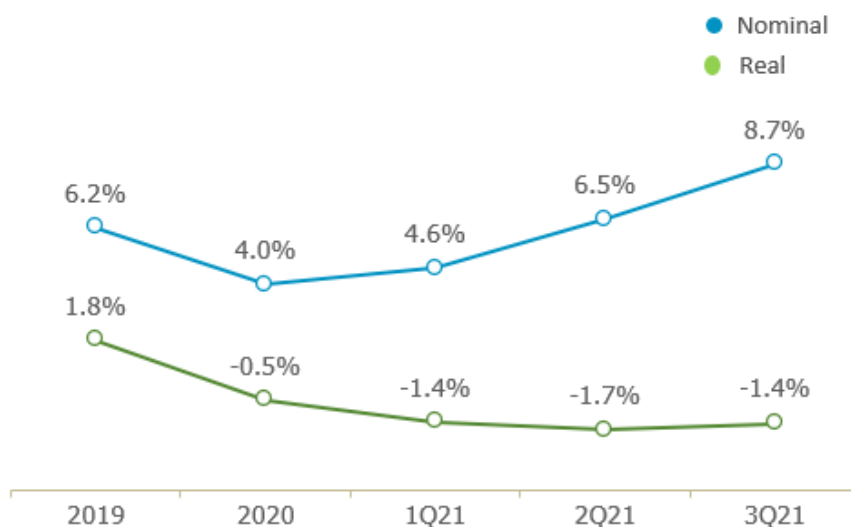
The debt amortization schedule of the financial debt below considers only the notional of the debts and derivatives.

Debt Amortization Schedule (IFRS)



Note: (1) Considering only the notional and hedge of the debt. In order to reach the financial result of R\$ 18,453 million, should be included charges and the mark-to-market (MTM) effect and cost with funding; (2) Including the intercompany loan of CPFL Renováveis and CPFL Brasil with SGBP; (3) It does consider the amount of R\$ 287 thousand of Marketable Securities, according to covenants criteria.

Gross Debt Cost¹ in IFRS criteria



Note: (1) The calculation considers the average cost in the end of the period, since it better reflects the interest rate variations.

Ratings

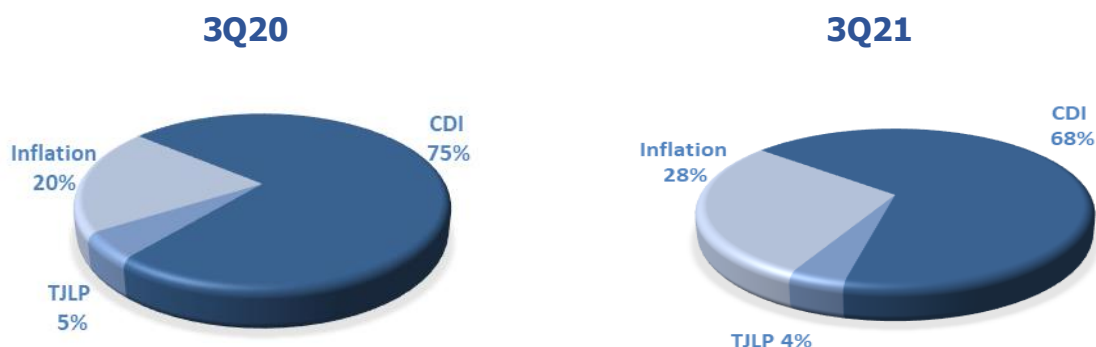
The following table shows the corporate ratings of CPFL Energia.

Ratings of CPFL Energia - Corporate Credit			
Agency	Scale	Rating	Perspective
Standard & Poor's	Brazilian	brAAA	Stable
Fitch Rating	Brazilian	AAA(bra)	Stable
Moody's	Brazilian	Aaa.br	Stable

Note: In September 27th, 2021, Moody's attributed the Aaa.br rating for 12th RGE Sul debentures issuance.

3.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

Indexation and Debt Cost in Financial Covenants Criteria

Indexation¹ after Hedge² - 3Q20 vs. 3Q21

Note:

- (1) The total amount considers the proportional consolidation of Ceran, Enercan, Foz do Chapecó and EPASA;
 (2) For debts contracted in foreign currency (28.0% of the total), swap operations were contracted, aiming protection for the foreign exchange and the rate linked to the contract.

Net Debt in Financial Covenants Criteria and Leverage

In the end of the 3Q21, the *Proforma* Net Debt totaled **R\$ 21,116** million, an increase of **4.0%** compared to net debt position at the end of 3Q20, in the amount of **R\$ 20,297** million.

Covenant Criteria - R\$ Million	3Q21	3Q20	Var.%
Financial Debt (including hedge) ¹	(21,116)	(20,297)	4.0%
(+) Available Funds ³	5,168	6,995	-26.1%
(=) Net Debt	(15,948)	(13,303)	19.9%
EBITDA Proforma ²	9,023	6,895	30.9%
Net Debt / EBITDA	1.77	1.93	-8.4%

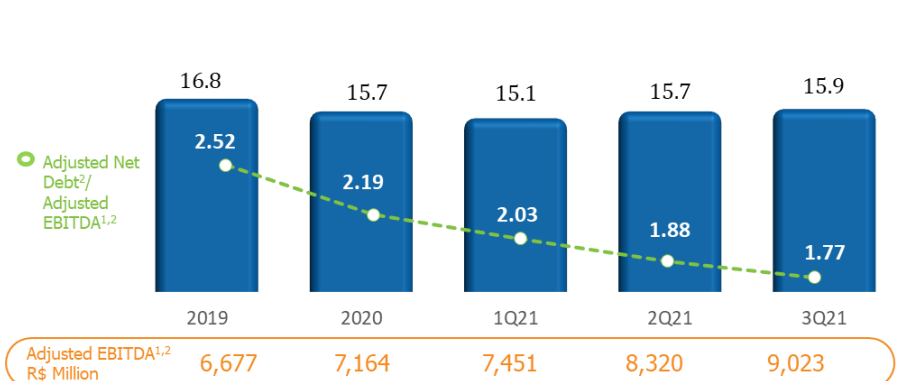
Notes:

- (1) Considers the proportional consolidation of Ceran, Enercan, Foz do Chapecó and EPASA;
 (2) *Proforma* EBITDA in the financial covenants criteria: adjusted according CPFL Energia's stake in each of its subsidiaries.
 (3) Availability already considering Marketable Securities.

In line with the criteria for calculation of financial covenants of loan agreements with financial institutions, net debt and the EBITDA are adjusted according to the equivalent stake of CPFL Energia in each of its subsidiaries.

Considering that the *Proforma* Net Debt totaled **R\$ 15,948 million** and *Proforma* EBITDA in the last 12 months reached **R\$ 9,023 million**, the ratio *Proforma* Net Debt/EBITDA at the end of 3Q21 reached **1.77x**.

Leverage in financial covenants criteria - R\$ billion



Notes: (1) LTM EBITDA; (2) Adjusted by the proportional consolidation.

3.3) Investments

3.3.1) Actual Investments

Segment	Investments (R\$ Million)					
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Distribution	821	601	36.6%	2,156	1,601	34.7%
Generation	71	99	-28.0%	339	192	76.5%
Commercialization	1	1	67.4%	6	2	240.0%
Services and Others¹	22	15	51.1%	56	40	40.8%
Transmission²	16	54	-71.1%	90	94	-4.7%
Total	932	770	21.0%	2,646	1,928	37.2%

Notes:

(1) Others - basically refers to assets and transactions that are not related to the listed segments;

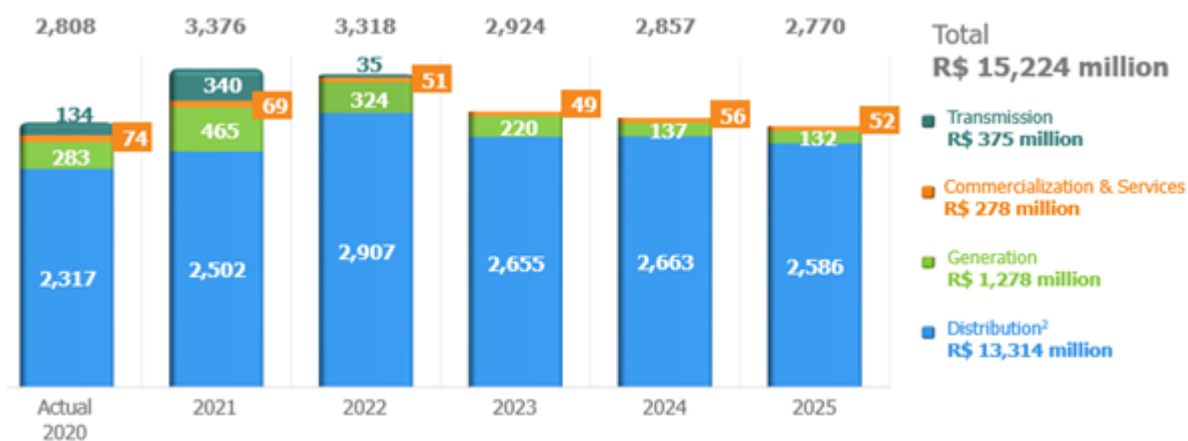
(2) Transmission - Transmission assets do not have fixed assets, the figures in this table is the addition of contractual assets.

In 3Q21, the investments were of R\$ 932 million, an increase of 21.0%, compared to R\$ 770 million registered in 3Q20. We highlight investments made by CPFL Energia in the Distribution segment, in the amount of R\$ 821 million, mainly intended for expansion, modernization and maintenance of electrical system.

3.3.2) Investment Forecast

On November 26th, 2020, the Board of Directors of CPFL Energia approved Board of Executive Officers' proposal for 2021 Annual Budget and 2021/2025 Multiannual Plan for the Company, which was previously discussed by the Budget and Corporate Finance Committee.

Investment Forecast (R\$ million)¹



Notes:

- 1) Constant currency;
- 2) Disregard investments in Special Obligations (among other items financed by consumers).

4) STOCK MARKETS

4.1) Stock Performance

CPFL Energia is listed in the B3, in Novo Mercado, segment with the highest levels of corporate governance.

B3				
Date	CPFE3	IEE	IBOV	
09/30/2021	R\$ 26.93	78,296	110,979	
06/30/2021	R\$ 25.41	80,452	126,802	
09/30/2020	R\$ 27.56	68,569	94,603	
QoQ	6.0%	-2.7%	-12.5%	
YoY	-2.3%	14.2%	17.3%	

On September 30, 2021, CPFL Energia's shares closed at R\$ 26.93 per share in the B3, a increase of 6.0% in the quarter. Considering the variation in the last 12 months, the shares showed a devaluation of 2.3%.

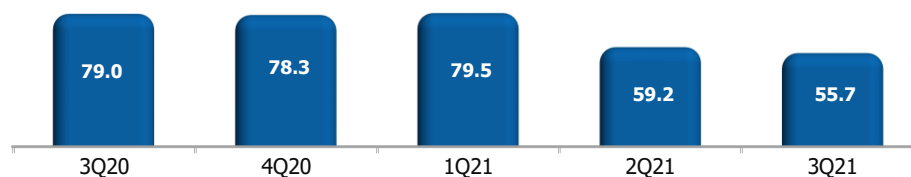
Since September-21, CPFL Energia has been part of the Dividend Index (IDIV) from the B3.

4.2) Daily Average Volume

The daily average volume trading of CPFL Energia in 3Q21 was R\$ 55.7 million, representing a decrease of 29.5% if compared to 3Q20.

Daily Average Volume in the B3

R\$ Million



5) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS

5.1) Sustainability Plan (2020-2024)

The Sustainability Plan (2020-2024), integrated into the CPFL Energia's Strategic Plan, defines the guidelines so that we can "provide sustainable, accessible and reliable energy at all times, making people's lives safer, healthier and more prosperous in the regions where we operate". Our corporate goal is to drive the transition to a more sustainable model of producing and consuming energy, leveraging the positive impacts of our business model on the community and the value chain.

To this end, we have identified three pillars that support the way we conduct our business and execute our strategy: Sustainable Energy, Smart Solutions and Society Shared Value. Within the pillars, we made 15 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs). We also define the enablers: ethics, employee development & inclusion and transparency. The commitments are available on the CPFL Energia IR website: www.cpfl.com.br/ir

5.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

Below we list some indicators in line with the Sustainability Plan, which we will disclose quarterly for follow-up.

 SUSTAINABLE ENERGY - Seeking the smallest possible environmental footprint					
Theme	Indicator	Unit	3Q21	3Q20	Var.
Renewable energy	Total energy generated by renewable sources	GWh	3,903	4,252	-8.2%
	↳ HPPs (hydro)	GWh	1,803	2,133	-15.5%
	↳ SHPPs and CGHs	GWh	154	271	-43.2%
	↳ Solar	GWh	0.2	0.4	-36.0%
	↳ Wind	GWh	1,550	1,464	5.9%
	↳ Biomass	GWh	397	385	3.1%
Circular economy	Number of refurbished transformers	unit	3,016	2,418	24.7%
	Volume of aluminum, copper and iron sent to the reverse chain	tons	2,013	1,723	16.8%
Natural resources	Water consumption (administrative buildings)	1,000 m ³	36	46	-23.1%
	Energy consumption (administrative buildings)	MWh	8,214	11,052	-25.7%

 SMART SOLUTIONS - Offering solutions for the future of energy					
Theme	Indicator	Unit	3Q21	3Q20	Var.
Smart Grid	% of telemetered load	%	56.4%	54.0%	4.4%
	Number of installed automatic reclosers	unit	14,304	12,506	14.4%
Digitalization	% de digitalization of customer services	%	89%	86%	3.7%
	Number of digital bills	million	4.3	3.1	38.0%
	% of bills paid digitally	%	64.3%	60.0%	7.2%
Innovation	Investments in innovation (Aneel R&D) ¹	R\$ million	12.2	16.8	-27.0%
Low carbon solutions	Number of projects qualified for the commercialization of carbon credits and renewable energy seals	unit	18	16	12.5%

Note

¹ Considering only investments that are 100% under CPFL Energia's management


SOCIETY SHARED VALUE - Maximizing our positive impacts on the community and the value chain

Theme	Indicator	Unit	3Q21	3Q20	Var.
Social transformation	Investment in Energy Efficiency actions (Aneel)	R\$ million	38.8	40.5	-4.1%
	Investment through Instituto CPFL ¹	R\$ million	3.8	6.8	-44.5%
	Number of hospitals benefited by the "CPFL nos Hospitais" Program ²	number of hospitals	42	19	121.1%
	Number of people benefited by Instituto CPFL social programs	1,000 people	190.9	113.114	68.7%
Health & Safety	Number of low income families benefited by the Energy Efficiency Programs (Aneel) ²	1,000 families	6.1	22.362	-72.7%
	Number of safety inspections carried out in our own headcount and in contracted ones	1,000 inspections	7.0	6.0	15.6%
	Number of audits carried out in the contracted companies	number of audits	210	168	25.0%
	Accident frequency rate (own employees)	Number of injured * 1MM / hours worked with risk exposure	1.35	1.15	17.4%
	Accident frequency rate (outsourced)	Number of injured * 1MM / hours worked with risk exposure	2.52	3.19	-21.0%
	Number of fatal accidents with the population	number of accidents	2	5	-60.0%

Notes

¹ Instituto CPFL's investments start in the 2Q² The quantitative of 2020 were based on the investments made in the year of 2020, whether the projects are closed in the year or not
ENABLERS

Theme	Indicator	Unit	3Q21	3Q20	Var.
Ethics	% of employees trained in Ethics and Integrity	%	86%	85%	1.2%
Employee Development & Inclusion	Number of training hours ¹	1,000 hours	200	147	35.9%
	% of women in leadership positions	%	20.2%	17.5%	15.4%
Transparency	Number of Independent Member in the Board of Directors	number	2	2	0.0%
	Number of women in the Board of Directors	number	0	0	-

Note:

¹ Consider the professional requalification program
9M21

SUSTAINABLE ENERGY - Seeking the smallest possible environmental footprint

Theme	Indicator	Unit	9M21	9M20	Var.
Renewable energy	Total energy generated by renewable sources	GWh	8,942	7,752	15.4%
	↳ HPPs (hydro)	GWh	3,907	3,248	20.3%
	↳ SHPPs and CGHs	GWh	794	984	-19.3%
	↳ Solar	GWh	0.9	1.1	-17.1%
	↳ Wind	GWh	3,419	2,699	26.7%
	↳ Biomass	GWh	821	820	0.1%
Circular economy	Number of refurbished transformers	unit	8,364	7,339	14.0%
	Volume of aluminum, copper and iron sent to the reverse chain	tons	5,413	4,463	21.3%
Natural resources	Water consumption (administrative buildings)	1,000 m ³	87	150	-41.8%
	Energy consumption (administrative buildings)	MWh	31,701	41,379	-23.4%

**SMART SOLUTIONS - Offering solutions for the future of energy**

Theme	Indicator	Unit	9M21	9M20	Var.
Smart Grid	% of telemetered load	%	56.0%	52.4%	6.8%
	Number of installed automatic reclosers	unit	41,396	36,096	14.7%
Digitalization	% de digitalization of customer services	%	89%	85%	4.8%
	Number of digital bills	million	11.8	8.8	33.3%
	% of bills paid digitally	%	62.5%	56.3%	11.1%
Innovation	Investments in innovation (Aneel R&D) ¹	R\$ million	38.6	50.0	-22.8%
Low carbon solutions	Number of projects qualified for the commercialization of carbon credits and renewable energy seals	unit	54	48	12.5%

Note

¹ Considering only investments that are 100% under CPFL Energia's management**SOCIETY SHARED VALUE - Maximizing our positive impacts on the community and the value chain**

Theme	Indicator	Unit	9M21	9M20	Var.
Social transformation	Investment in Energy Efficiency actions (Aneel)	R\$ million	112.2	107.71	4.1%
	Investment through Instituto CPFL ¹	R\$ million	3.8	14.4	-73.4%
	Number of hospitals benefited by the "CPFL nos Hospitais" Program ²	number of hospitals	104	31	235.5%
	Number of people benefited by Instituto CPFL social programs	1,000 people	459.3	259.236	77.2%
	Number of low income families benefited by the Energy Efficiency Programs (Aneel) ²	1,000 families	60.8	68.109	-10.8%
Health & Safety	Number of safety inspections carried out in our own headcount and in contracted ones	1,000 inspections	18.4	15.7	17.0%
	Number of audits carried out in the contracted companies	number of audits	609	508	19.9%
	Accident frequency rate (own employees)	Number of injured * 1MM / hours worked with risk exposure	1.35	1.24	8.6%
	Accident frequency rate (outsourced)	Number of injured * 1MM / hours worked with risk exposure	2.54	3.82	-33.6%
	Number of fatal accidents with the population	number of accidents	13	17	-23.5%

Notes ¹ Instituto CPFL's investments start in the 2Q² The quantitative of 2020 were based on the investments made in the year of 2020, whether the projects are closed in the year or not**ENABLERS**

Theme	Indicator	Unit	9M21	9M20	Var.
Ethics	% of employees trained in Ethics and Integrity	%	85%	83%	2.4%
Employee Development & Inclusion	Number of training hours ¹	1,000 hours	696	407	71.0%
	% of women in leadership positions	%	19.3%	17.5%	10.1%
Transparency	Number of Independent Member in the Board of Directors	number	2	2	0.0%
	Number of women in the Board of Directors	number	0	0	-

Note:

¹ Consider the professional requalification program

6) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

6.1) Distribution Segment

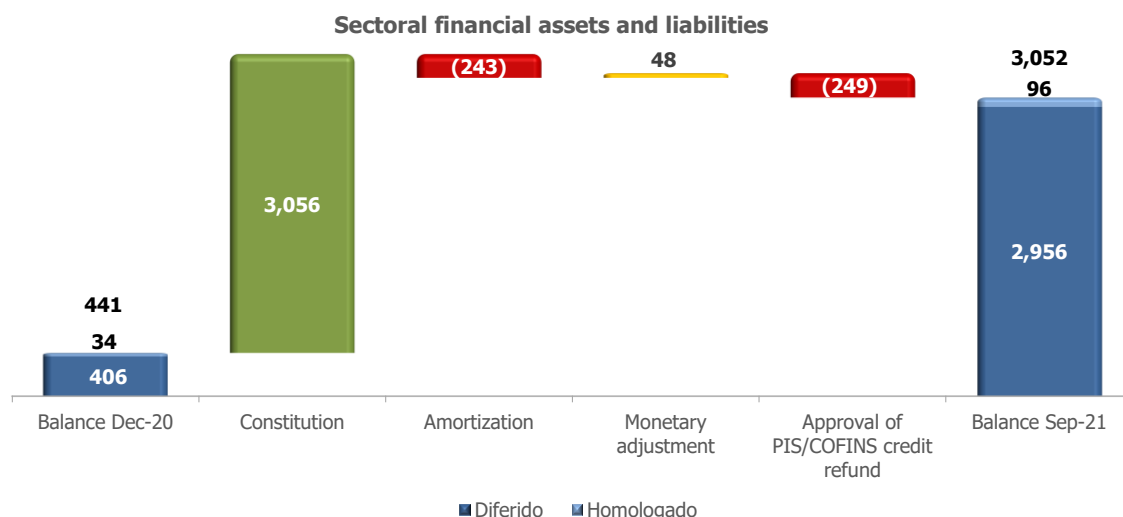
6.1.1) Economic-Financial Performance

Consolidated Income Statement - Distribution (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Gross Operating Revenue	13,918	9,656	44.1%	36,377	27,732	31.2%
Net Operating Revenue	9,593	6,286	52.6%	24,208	17,783	36.1%
Cost of Electric Power	(6,433)	(3,915)	64.3%	(15,749)	(11,201)	40.6%
Operating Costs & Expenses	(1,858)	(1,519)	22.3%	(5,097)	(4,398)	15.9%
EBIT	1,303	852	53.0%	3,362	2,183	54.0%
EBITDA ⁽¹⁾	1,535	1,072	43.2%	4,045	2,831	42.9%
Financial Income (Expense)	(142)	(75)	90.6%	(233)	150	-
Income Before Taxes	1,160	777	49.3%	3,129	2,333	34.1%
Net Income	798	571	39.6%	2,058	1,568	31.2%

Note: 1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12.

Sectoral Financial Assets and Liabilities

On September 30, 2021, the balance of sectoral financial assets and liabilities was positive in R\$ 3,052 million. If compared to December 31, 2020, there was an increase of R\$ 2,612 million, as demonstrated in the chart below:



The variation in this balance was due to the constitution of an asset of R\$ 3,056 million, mainly due to: (i) higher energy costs from Itaipu (R\$ 1,041 million), (ii) cost with electricity (R\$ 656 million) and (iii) increase in the costs of the Basic Network (R\$ 112 million).

The amortization of R\$ 243 million was mainly favored by the tariff adjustments applied over the last 12 months, which allowed the pass-through of costs to consumers, especially part of the impact of exchange rate variation on the costs of energy from Itaipu, which had already been observed since the beginning of the pandemic.

The monetary adjustment of assets and liabilities totaled R\$ 48 million. In addition, there was the approval of the refund of the PIS/Cofins credit of CPFL Santa Cruz and RGE, in the amount of R\$ 249 million.

Operating Revenue

	Operating Revenue					
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Gross Operating Revenue						
Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)	9,842	8,059	22.1%	27,990	23,842	17.4%
Short-term Electric Energy	613	182	236.7%	1,259	602	109.3%
Revenue from Building the Infrastructure of the Concession	802	636	26.1%	2,094	1,695	23.6%
Sectoral Financial Assets and Liabilities	1,870	256	631.5%	2,813	83	3286.1%
CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies	406	355	14.4%	1,178	1,115	5.7%
Adjustments to the Concession's Financial Asset	271	80	240.0%	752	157	378.6%
Other Revenues and Income	129	100	28.6%	362	299	20.7%
Compensatory Fines (DIC/FIC)	(15)	(11)	31.6%	(72)	(61)	17.3%
Total	13,918	9,656	44.1%	36,377	27,732	31.2%
Deductions from the Gross Operating Revenue						
ICMS Tax	(2,012)	(1,606)	25.3%	(5,734)	(4,836)	18.6%
PIS and COFINS Taxes	(1,060)	(814)	30.2%	(2,947)	(2,368)	24.5%
CDE Sector Charge	(881)	(845)	4.2%	(2,806)	(2,631)	6.6%
R&D and Energy Efficiency Program	(85)	(56)	52.9%	(214)	(160)	34.0%
PROINFA	(53)	(41)	29.7%	(148)	(129)	14.8%
Tariff Flags	(225)	(0)	74901.1%	(292)	198	-
Others	(10)	(8)	28.1%	(27)	(23)	20.6%
Total	(4,325)	(3,370)	28.4%	(12,169)	(9,949)	22.3%
Net Operating Revenue	9,593	6,286	52.6%	24,208	17,783	36.1%

In 3Q21, gross operating revenue amounted to R\$ 13,918 million, an increase of 44.1% (R\$ 4,262 million), due to the following factors:

- (i) Increase of 22.1% (R\$ 1,784 million) in **Revenue with Energy Sales** (captive + TUSD), due to:
 - a. the positive average tariff adjustment in the distribution companies in the period between 3Q20 and 3Q21 (average increases of 9.82% in CPFL Piratininga, in October 2020, of 8.95% in CPFL Paulista, in April 2021, and of 9.95% in RGE, in June 2021);
 - b. the tariff review with an average positive readjustment to the consumers of 9.95% at CPFL Santa Cruz, in March 2021;
 - c. the adoption of the tariff red flag - level 2 in July and August/21 and the "hydro scarcity" flag in September/21, compared to the green flags in the three months of 3Q20;
 - d. the increase of 2.0% in the load in the concession area¹;
- (ii) Increase of 631.5% (R\$ 1,614 million) in the accounting of **Sectoral Financial Assets/Liabilities**;
- (iii) Increase of 236.7% (R\$ 431 million) in **Short-term Electric Energy**, due to a higher spot price (PLD);
- (iv) Increase of 240.0% (R\$ 191 million) in the **adjustments to the Concession's Financial Asset**, mainly due to the increase of IPCA (from 0.86% in 3Q20 to 2.38% in 3Q21);
- (v) Increase of 26.1% (R\$ 166 million) in **Revenue from Building the Infrastructure of the Concession**, which has its counterpart in operating costs;

¹ If we disregard the migration of large consumers and permissionaires, the load in 3Q21 would be 2.4%.

- (vi) Increase of 17.2% (R\$ 76 million) in the **other items**, highlighting **Other Revenues** (mainly pole rental) which increased R\$ 21 million, favored by the higher IGP-M.

Deductions from the gross operating revenue were R\$ 4,325 million in 3Q21, representing an increase of 28.4% (R\$ 956 million), due to the following factors:

- (i) Increase of 26.9% (R\$ 652 million) in **taxes** (ICMS and PIS/Cofins);
- (ii) Variation of R\$ 225 million in the accounting of **tariff flags**, approved by CCEE;
- (iii) Increase of 4.2% (R\$ 35 million) in **CDE** due to the reduction of R\$ 76 million in the CDE quota and the increase of R\$ 111 million due to the inclusion of the CDE Covid Account, mainly in CPFL Paulista and RGE;
- (iv) Increase of 42.0% (R\$ 44 million) in the **other items**.

Net operating revenue reached R\$ 9,593 million in 3Q21, representing an increase of 52.6% (R\$ 3,307 million).

In 9M21, gross operating revenue amounted to R\$ 36,377 million, an increase of 31.2% (R\$ 8,645 million), due to the following factors:

- (i) Increase of 17.4% (R\$ 4,148 million) in **Revenue with Energy Sales** (captive + TUSD), due to: (i) the increase of 5.7% in the load in the concession area²; and (ii) the positive average tariff adjustment in the distribution companies in the period of 9M20 and 9M21;
- (ii) Variation of R\$ 2,730 million in the accounting of **Sectoral Financial Assets/Liabilities**;
- (iii) Increase of 109.3% (R\$ 658 million) in **Short-term Electric Energy**, due to a higher spot price (PLD);
- (iv) Increase of 378.6% (R\$ 595 million) in the **adjustments to the Concession's Financial Asset**;
- (v) Increase of 23.6% (R\$ 399 million) in **Revenue from Building the Infrastructure of the Concession**, which has its counterpart in operating costs;
- (vi) Increase of 8.5% (R\$ 115 million) in the **other items**.

Deductions from the gross operating revenue were R\$ 12,169 million in 9M21, representing an increase of 22.3% (R\$ 2,219 million), due to the following factors:

- (i) Increase of 20.5% (R\$ 1,477 million) in **taxes** (ICMS and PIS/Cofins);
- (ii) Variation of R\$ 490 million in the accounting of **tariff flags**, approved by CCEE;
- (iii) Increase of 6.6% (R\$ 175 million) in **CDE** due to the increase of the CDE Covid Account, mainly in the CPFL Paulista and RGE;
- (iv) Increase of 25.1% (R\$ 78 million) in the **other items**.

Net operating revenue reached R\$ 24,208 million in 9M21, representing an increase of 36.1%

² If we disregard the migration of large consumers and permissionaires, the load in 9M21 would be 6.0%.

(R\$ 6,425 million).

Cost of Electric Energy

Cost of Electric Energy (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Cost of Electric Power Purchased for Resale						
Energy from Itaipu Binacional	965	1,010	-4.5%	2,759	2,939	-6.1%
PROINFRA	87	76	14.2%	272	220	23.3%
Energy Purchased through Auction in the Regulated Environment, Bilateral Contracts and Energy Purchased in the Spot Market	4,964	2,269	118.8%	10,768	7,028	53.2%
PIS and COFINS Tax Credit	(538)	(297)	81.3%	(1,228)	(907)	35.4%
Total	5,478	3,058	79.1%	12,570	9,279	35.5%
Charges for the Use of the Transmission and Distribution System						
Basic Network Charges	629	700	-10.2%	2,110	1,725	22.3%
Itaipu Transmission Charges	54	91	-40.5%	224	234	-4.3%
Connection Charges	66	46	44.0%	162	125	29.9%
Charges for the Use of the Distribution System	11	7	61.0%	31	19	58.7%
ESS / EER	293	102	188.1%	977	16	6202.4%
PIS and COFINS Tax Credit	(97)	(87)	11.3%	(324)	(196)	65.4%
Total	955	857	11.3%	3,180	1,922	65.4%
Cost of Electric Energy	6,433	3,915	64.3%	15,749	11,201	40.6%

Cost of Electric Power Purchased for Resale

In 3Q21, the cost of electric power purchased for resale amounted to R\$ 5,478 million, representing an increase of 79.1% (R\$ 2,420 million), due to:

- (i) Increase of 118.8% (R\$ 2,695 million) in the cost with **energy purchased in the regulated environment, bilateral contracts and short term**, due to an increase in the average purchase price (+146.9%);
- (ii) Increase of 14.2% (R\$ 11 million) in **Proinfra**, mainly due to an increase in the average purchase price (+18.3%);

Partially offset by:

- (iii) Decrease of 4.5% (R\$ 45 million) in the cost with **Energy from Itaipu**, due to the reductions in the volume (-4.1%) and in the average purchase price (-0.4%);
- (iv) Increase of 81.3% (R\$ 241 million) in **PIS and COFINS tax credit**.

In 9M21, the cost of electric power purchased for resale amounted to R\$ 12,570 million, representing an increase of 35.5% (R\$ 3,290 million), due to:

- (i) Increase of 53.2% (R\$ 3,740 million) in the cost with **energy purchased in the regulated environment, bilateral contracts and short term**, mainly due to an increase in the average purchase price (+60.2%);
- (ii) Increase of 23.3% (R\$ 51 million) in **Proinfra**, mainly due to an increase in the average purchase price (+30.1%);

Partially offset by:

- (iii) Decrease of 6.1% (R\$ 180 million) in the cost with **Energy from Itaipu**, due to the reductions in the volume (-4.4%) and in the average purchase price (-1.9%);
- (iv) Increase of 35.4% (R\$ 321 million) in **PIS and COFINS tax credit**.

Volume of purchased energy (GWh)	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energy from Itaipu Binacional	2,652	2,765	-4.1%	7,844	8,201	-4.4%
PROINFA	275	285	-3.5%	755	797	-5.3%
Energy Purchased through Auction in the Regulated Environment, Bilateral Contracts and Energy Purchased in the Spot Market	10,279	11,598	-11.4%	33,932	35,484	-4.4%
Total	13,206	14,648	-9.8%	42,530	44,482	-4.4%

Average price (R\$/MWh)	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energy from Itaipu Binacional	363.74	365.09	-0.4%	351.67	358.34	-1.9%
PROINFA	316.21	267.20	18.3%	359.81	276.50	30.1%
Energy Purchased through Auction in the Regulated Environment, Bilateral Contracts and Energy Purchased in the Spot Market	482.94	195.63	146.9%	317.34	198.05	60.2%
Total	414.81	208.76	98.7%	295.54	208.60	41.7%

Charges for the Use of the Transmission and Distribution System

In 3Q21, the **charges for the use of the transmission and distribution system** reached R\$ 955 million, representing an increase of 11.3% (R\$ 97 million), due to:

- (i) Variation of R\$ 191 million in **sector charges (ESS/EER)**, mainly due to ESS – System Service Usage Charges. The variation in this charge was due to the need to dispatch thermal power plants outside the merit order in 3Q21, due to limited hydrological conditions and the need to ensure the energy security in the country.

Partially offset by:

- (ii) Increase of 9.9% (R\$ 84 million) in **connection and transmission charges** (basic network, Itaipu transmission, connection and use of the distribution system), mainly due to the annual adjustments of the basic network, in addition to the impact of the entry into operation of new transmission projects;
- (iii) Increase of 11.3% (R\$ 10 million) in **PIS and COFINS tax credit**.

In 9M21, the **charges for the use of the transmission and distribution system** reached R\$ 3,180 million, representing an increase of 65.4% (R\$ 1,258 million), due to:

- (i) Variation of R\$ 962 million in **sector charges (ESS/EER)**, mainly due to ESS – System Service Usage Charges. The variation in this charge was due to the higher thermal dispatch, as explained above, combined with the pandemic mitigation measure carried out in 2020;
- (ii) Increase of 20.2% (R\$ 424 million) in **connection and transmission charges** (basic network, Itaipu transmission, connection and use of the distribution system), mainly due to the annual adjustments of the basic network, in addition to the impact of the entry into operation of new transmission projects;

Partially offset by:

- (iii) Increase of 65.4% (R\$ 128 million) in **PIS and COFINS tax credit**.

PMSO

PMSO (R\$ million)								
	3Q21	3Q20	Variation		9M21	9M20	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Personnel	(247)	(228)	(19)	8.3%	(729)	(689)	(40)	5.9%
Material	(57)	(44)	(13)	29.7%	(154)	(132)	(22)	16.3%
Outsourced Services	(225)	(200)	(26)	13.0%	(659)	(607)	(52)	8.5%
Other Operating Costs/Expenses	(238)	(150)	(89)	59.3%	(610)	(498)	(112)	22.4%
Allowance for doubtful accounts	(107)	(35)	(73)	207.7%	(261)	(172)	(89)	51.9%
Legal and judicial expenses	(56)	(43)	(12)	28.9%	(114)	(104)	(10)	9.8%
Assets write-off	(35)	(28)	(7)	24.2%	(107)	(85)	(22)	26.4%
Others	(41)	(44)	3	-7.0%	(127)	(137)	10	-7.4%
Total PMSO	(768)	(621)	(147)	23.6%	(2,152)	(1,926)	(225)	11.7%

In 3Q21, **PMSO** reached R\$ 768 million, an increase of 23.6% (R\$ 147 million), due to the following factors:

- (i) Increase of 207.7% (R\$ 73 million) in allowance for doubtful accounts, reflecting the increase in revenue from sales to final consumers, due to tariff adjustments, and the worsening of delinquency observed in 2021, with the deteriorated macroeconomic scenario. In 3Q20, the KPI ADA/Revenue from sales to final consumers was 0.51%, below the historical level of 0.7% to 0.8%, due to a differentiated negotiation plan for Group A clients of essential services and with greater impact of pandemic, which totaled an ADA reversal in the amount of R\$ 14.5 million;
- (ii) Inflation-linked items with a 9.5% increase (R\$ 44 million): personnel (R\$ 19 million), tree pruning (R\$ 7 million), maintenance of fleet (R\$ 5 million), among others, compared to the IPCA of 10.25% in the last 12 months;
- (iii) Increase of 28.9% (R\$ 12 million) in legal and judicial expenses, due to the higher volume of civil and labor lawsuits;
- (iv) Increase of 24.2% (R\$ 7 million) in asset write-offs, due to an increase in grid and inventory write-offs;
- (v) Increase of 19.1% (R\$ 6 million) in expenses with lines, grid and substation maintenance, related to Capex efforts.
- (vi) Increase of 30.3% (R\$ 5 million) in collection actions to fight delinquency, mainly due to the prohibition of power cuts between April and July/2020, with gradual resumption as of August/20, due to the covid-19 pandemic.

In 9M21, **PMSO** reached R\$ 2,152 million, an increase of 11.7% (R\$ 225 million), due to the following factors:

- (i) Increase of 51.9% (R\$ 89 million) in allowance for doubtful accounts, reflecting the increase in revenue from sales to final consumers, due to tariff adjustments, and the worsening of delinquency;
- (ii) Inflation-linked items with a 6.0% increase (R\$ 85 million): personnel (R\$ 40 million), tree pruning (R\$ 15 million), call center (R\$ 10 million), among others, compared to the IPCA of 10.25% in the last 12 months;

- (iii) Increase of 26.4% (R\$ 22 million) in asset write-offs, due to the variation observed in 3Q21, combined with the R\$ 14 million variations observed in 2Q21 related to the disposal of vehicles, combined with an increase in scrap and inventory write-offs;
- (iv) Increase of 23.8% (R\$ 11 million) in collection actions;
- (v) Increase of 9.8% (R\$ 10 million) in legal and judicial expenses.
- (vi) Increase of 8.2% (R\$ 7 million) in expenses with lines, grid and substation maintenance, related to Capex efforts;

Other operating costs and expenses

Other operating costs and expenses						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Costs of Building the Infrastructure	802	636	26.1%	2,094	1,695	23.6%
Private Pension Fund	56	42	32.4%	167	129	29.8%
Depreciation and Amortization	218	206	6.0%	641	605	5.9%
Total	1,076	884	21.7%	2,903	2,430	19.5%

EBITDA

EBITDA totaled R\$ 1,535 million in 3Q21, an increase of 43.2% (R\$ 463 million), mainly due to the positive effects of market growth, tariff adjustments between 3Q20 and 3Q21 and to the adjustments to the concession's financial assets.

In 9M21, **EBITDA** totaled R\$ 4,045 million, an increase of 42.9% (R\$ 1,214 million), explained by the same effects mentioned above.

Conciliation of Net Income and EBITDA (R\$ million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Net income	798	571	39.6%	2,058	1,568	31.2%
Depreciation and Amortization	232	220	5.6%	684	648	5.5%
Financial Results	142	75	90.6%	233	(150)	-
Income Tax /Social Contributio	363	206	76.3%	1,070	764	40.0%
EBITDA	1,535	1,072	43.2%	4,045	2,831	42.9%

EBITDA by Distributor

EBITDA by Distributor						
Distribution	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
CPFL Paulista	662	476	39.2%	1,715	1,214	41.3%
CPFL Piratininga	197	164	19.7%	645	454	42.1%
RGE	603	385	56.5%	1,518	1,017	49.3%
CPFL Santa Cruz	74	47	57.8%	166	146	14.2%
EBITDA	1,535	1,072	43.2%	4,045	2,831	42.9%

CPFL Paulista:

EBITDA totaled R\$ 662 million in 3Q21, an increase of 39.2% (R\$ 186 million), explained by the tariff adjustment favored by the IGP-M increase, which readjusted the parcel B by 31.21% in April 2021 and the update of concession's financial assets, which contributed with

R\$ 77 million. On the other hand, there were increases of R\$ 43 million in PMSO, R\$ 32 million in ADA and R\$ 10 million in private pension fund.

In 9M21, EBITDA totaled R\$ 1,715 million, an increase of 41.3% (R\$ 501 million). The positive result is explained by the tariff adjustment and by the update of concession's financial assets (R\$ 243 million).

CPFL Piratininga:

EBITDA totaled R\$ 197 million in 3Q21, an increase of 19.7% (R\$ 32 million). The positive result was explained by the better performance of the margin, already reflecting the tariff adjustment favored by the IGP-M increase, which readjusted the parcel B by 17.02% in October 2020, in addition to the positive market with the increase in commercial and residential segments (growth rates of 10.7% and 7.1%, respectively, if compared to 3Q20). The update of concession's financial assets also contributed with R\$ 28 million to this result. On the other hand, there were increases of R\$ 15 million in PMSO, and R\$ 13 million in private pension fund and R\$ 4 million in ADA.

In 9M21, EBITDA totaled R\$ 645 million, an increase of 42.1% (R\$ 191 million). The positive result is explained by the tariff adjustment, by the positive market with the increase in residential, commercial and other segments (growth rates of 4.8%, 10.1% and 6.8%, respectively, if compared to 9M20), and by the update of concession's financial assets (R\$ 88 million).

RGE:

EBITDA totaled R\$ 603 million in 3Q21, an increase of 56.6% (R\$ 218 million), explained by the tariff adjustment favored by the IGP-M, which readjusted the parcel B by 37.22% in June 2021, and the update of concession's financial assets, which contributed with R\$ 84 million. On the other hand, there were increases of R\$ 18 million in PMSO, R\$ 26 million in ADA and R\$ 10 million in private pension fund.

In 9M21, EBITDA totaled R\$ 1,518 million, an increase of 49.3% (R\$ 501 million), explained by the tariff adjustment and the update of concession's financial assets, which contributed with R\$ 260 million.

CPFL Santa Cruz:

EBITDA totaled R\$ 74 million in 3Q21, an increase of 57.8% (R\$ 27 million), explained by the application of the periodic tariff review (PTR) in March 2021, which readjusted the parcel B by 18.89%.

In 9M21, EBITDA totaled R\$ 166 million, a decrease of 14.2% (R\$ 21 million). The less expressive result was impacted by the effect that occurred in 1Q21 in relation to the reversal of the gain recorded in 2019 related to the judicial lawsuit for the exclusion of ICMS from the PIS/Cofins calculation basis, in the amount of R\$ 34 million. This reversal was done due to the current position of Aneel's technical department showed in the Technical Note of February 10, 2021, which is currently in the public hearing phase. This scenario of the referred Technical Note and public hearing did not exist when the asset now reverted was constituted. It is important to emphasize that the Agency's Board of Directors will still decide on the matter and the Company continues with the understanding that the need for reimbursement to consumers of the amounts received after the judicial action had a final decision is limited to the 10-year statute of limitations.

Financial Result

Financial Result (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Revenues	196	106	85.3%	605	635	-4.7%
Expenses	(338)	(180)	87.5%	(838)	(485)	72.7%
Financial Result	(142)	(75)	90.6%	(233)	150	-

In 3Q21, the financial result recorded a **net financial expense** of R\$ 142 million, compared to a net financial expense of R\$ 75 million in 3Q20 (variation of R\$ 68 million). The items that explain this variation are:

- (i) Increase of 168.6% (R\$ 171 million) in the **expenses with net debt**, resulting mainly from the increase in the IPCA and CDI;

Partially offset by:

- (ii) Positive variation of R\$ 37 million in **other financial revenues and expenses**;
- (iii) Positive variation of R\$ 28 million in the **mark-to-market** (non-cash effect);
- (iv) Positive variation of 520.7% (R\$ 30 million) in the **adjustment of sectoral financial assets/liabilities**;
- (v) Increase of 7.0% (R\$ 8 million) in **late payment interest and fines**.

In 9M21, the financial result a **net financial expense** of R\$ 233 million, compared to a net financial revenue of R\$ 150 million in 9M20, registering a negative variation of R\$ 383 million. The items that explain this variation are:

- (i) Increase of 106.1% (R\$ 330 million) in the **expenses with net debt**, resulting mainly from the increase in the IPCA and CDI;
- (ii) Negative variation of R\$ 198 million in the **mark-to-market** (non-cash effect); this variation was impacted by the high gain recorded in 9M20, where a volume of funding (R\$ 2.6 billion) in foreign currency was carried out, with swap for CDI, in early 2020, at an average cost of CDI + 0.80%, which preceded a relevant deterioration in credit market conditions as a result of the economic crisis due to Covid-19;

Partially offset by:

- (iii) Increase of 35.3% (R\$ 112 million) in **late payment interest and fines**;
- (iv) Positive variation of 167.3% (R\$ 30 million) in the **adjustment of sectoral financial assets/liabilities**;
- (v) Positive variation of R\$ 3 million in **other financial income and expenses**.

Net Income

Net Income totaled R\$ 798 million in 3Q21, an increase of 39.6% (R\$ 226 million). In 9M21, **Net Income** totaled R\$ 2,058 million, an increase of 31.2% (R\$ 490 million). These increases were due to the increase in EBITDA, partially offset by the worsening in the financial result, mainly reflecting the increase in the IPCA and CDI and the return of the high gains with the mark-to-market obtained in early 2020.

6.1.2) Tariff Events

Reference dates

Tariff Revision				
Distributor	Periodicity	Next Revision	Cycle	Tariff Process Dates
CPFL Paulista	Every 5 years	April 2023	5 th PTRC	April 8 th
RGE	Every 5 years	June 2023	5 th PTRC	June 19 th
CPFL Piratininga	Every 4 years	October 2023	6 th PTRC	October 23 rd
CPFL Santa Cruz	Every 5 years	March 2026	6 th PTRC	March 22 nd

Annual tariff adjustments and periodic tariff reviews in 2020 and 2021

Annual Tariff Adjustments (ATAs)				Periodic tariff reviews (PTRs)
	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz
Ratifying Resolution	2,670	2,880	2,966	2,837
Adjustment	17.62%	18.14%	14.78%	17.19%
Parcel A	11.79%	5.88%	2.11%	11.90%
Parcel B	7.74%	10.81%	6.05%	5.08%
Financial Components	-1.91%	1.45%	6.62%	0.21%
Effect on consumer billings	8.95%	9.95%	12.40%	9.95%
Date of entry into force	04/22/2021	06/19/2021	10/23/2021	03/22/2021

6.2) Commercialization and Services Segments

Economic-Financial Performance

Consolidated Income Statement - Commercialization (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Net Operating Revenue	652	758	-14.0%	1,866	2,186	-14.6%
EBITDA⁽¹⁾	(75)	8	-	(24)	28	-
Net Income	(54)	9	-	20	29	-31.2%

Note: 1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Consolidated Income Statement - Services (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Net Operating Revenue	217	190	14.1%	621	517	20.2%
EBITDA⁽¹⁾	51	49	3.9%	145	122	19.6%
Net Income	32	37	-12.0%	92	81	13.4%

Note: 1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

6.3) Generation Segment

Consolidated Income Statement - Generation Segment (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Gross Operating Revenue	1,312	1,088	20.6%	3,167	2,538	24.8%
Net Operating Revenue	1,233	1,016	21.4%	2,951	2,352	25.5%
Cost of Electric Power	(86)	(112)	-23.5%	(309)	(276)	11.9%
Operating Costs & Expenses	(438)	(303)	44.3%	(1,091)	(955)	14.3%
EBIT	710	600	18.2%	1,551	1,121	38.4%
Equity income	206	96	115.3%	388	266	45.7%
EBITDA¹	1,093	834	31.0%	2,470	1,910	29.3%
Financial Income (Expense)	(59)	(119)	-50.1%	(168)	(315)	-46.8%
Income Before Taxes	856	578	48.3%	1,771	1,071	65.3%
Net Income	709	810	-12.5%	1,458	1,162	25.4%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Operating Revenue

In 3Q21, the **Gross Operating Revenue** reached R\$ 1,312 million, an increase of 20.6% (R\$ 224 million). The **Net Operating Revenue** was of R\$ 1,233 million, registering an increase of 21.4% (R\$ 217 million).

The main factors that affected the net operating revenue were:

- Increase of 26.7% (R\$ 270 million) in the **Electric Energy Supply**;
- Increase of 77.6% (R\$ 16 million) in **Other Revenues**;

These effects were partially offset by:

- Variation of R\$ 58 million in the **Revenue from Building the Infrastructure of the Concession**, related to the services rendered to the construction of transmission lines and substation due to the accounting recognition of the need to replace suppliers, which, in the context of high commodity prices on the world market, logistical difficulties and exchange rate devaluation, led to a review of capex projections and the start-up date of the projects;
- Increase of 9.8% (R\$ 7 million) in **Deductions from Operating Revenue**, mainly due to taxes (PIS/COFINS);
- Decrease of 47.6% (R\$ 3 million) in **Energy Supply**.

In 9M21, the **Gross Operating Revenue** reached R\$ 3,167 million, an increase of 24.8% (R\$ 628 million). The **Net Operating Revenue** was of R\$ 2,951 million, registering an increase of 25.5% (R\$ 599 million).

The main factors that affected the net operating revenue were:

- Increase of 26.7% (R\$ 634 million) in the **Electric Energy Supply**;
- Increase of 47.4% (R\$ 26 million) in **Other Revenues**;

These effects were partially offset by:

- Decrease of 25.6% (R\$ 24 million) in the **Revenue from Building the Infrastructure of the Concession**, related to the services rendered to the construction of transmission lines and substation;
- Increase of 15.6% (R\$ 29 million) in **Deductions from Operating Revenue**, mainly

due to taxes (PIS/COFINS).

- Decrease of 42.3% (R\$ 7 million) in **Energy Supply**.

Cost of Electric Power

Cost of Electric Energy - R\$ Million						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energy Purchased in the Spot Market	129	21	503.3%	209	51	313.3%
Energy Purchased Bilateral Contracts and ACL	103	61	70.0%	180	134	34.9%
ACR / ACL GSF Solution	(175)	-	-	(175)	-	-
PIS and COFINS Tax Credit	(8)	(3)	143.5%	(15)	(8)	80.1%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	49	79	-37.4%	200	176	13.6%
Basic Network Charges	30	26	16.8%	84	76	10.7%
Connection Charges	3	3	4.8%	9	9	2.7%
Charges for the Use of the Distribution System	8	6	29.2%	23	19	20.3%
ESS/EER	(3)	(0)	-	(3)	(0)	-
Distribution System Usage Charges	37	34	8.7%	109	100	8.9%
Cost of Electric Energy	86	112	-23.5%	309	276	11.9%

In 3Q21, the Cost of Electric Energy was of R\$ 86 million, representing a decrease of 23.5% (R\$ 26 million), compared to 3Q20, due to:

- Gain of R\$ 175 million due to the accounting of the solution for the GSF of the regulated and free market of Ceran (R\$ 49 million) and of SHPPs of CPFL Renováveis (R\$ 126 million)

These effects were partially offset by:

- Increase of 503.3% (R\$ 108 million) in the **cost with short-term energy** due to the increase in the volume (+18.0%) and in the average purchase price (+411.1%);
- Increase of 70.0% (R\$ 42 million) in **the cost with energy purchased in the regulated market, free market and through bilateral contracts**, due to the increase in the volume (+92.4%).

In 9M21, the Cost of Electric Energy was of R\$ 309 million, representing an increase of 11.9% (R\$ 33 million), compared to 9M20, due to:

- Increase of R\$ 313.3% (R\$ 159 million) in the **cost with short-term energy**, due to the increase in the average purchase price (+454.8%);
- Increase of 34.9% (R\$ 47 million) in **the cost with energy purchased in the regulated market, free market and through bilateral contracts**, due to the increase in the volume (+34.9%);

These effects were partially offset by:

- Gain of R\$ 175 million due to the accounting of the solution for the GSF of the regulated and free market of Ceran (R\$ 49 million) and of SHPPs of CPFL Renováveis (R\$ 126 million).

Volume of purchased energy (GWh)	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energy Purchased in the Spot Market	365	309	18.0%	1,154	1,549	-25.5%
Energy Purchased Bilateral Contracts and ACL	1,583	823	92.4%	2,840	2,106	34.9%
Total	1,948	1,132	72.1%	3,994	3,655	9.3%

Average price (R\$/MWh)	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Energy Purchased in the Spot Market	354.02	69.27	411.1%	181.31	32.68	454.8%
Energy Purchased Bilateral Contracts and ACL	64.99	73.56	-11.6%	63.44	63.43	0.0%
Total	119.10	72.39	64.5%	97.50	50.40	93.5%

PMSO

PMSO (R\$ million)								
	3Q21	3Q20	Variation		9M21	9M20	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Personnel	(39)	(35)	(4)	11.2%	(103)	(107)	3	-3.2%
Material	(9)	(13)	3	-26.3%	(20)	(26)	6	-23.4%
Outsourced Services	(56)	(45)	(11)	24.8%	(163)	(152)	(12)	7.7%
Other Operating Costs/Expenses	(17)	(23)	6	-24.9%	(65)	(60)	(5)	8.2%
<i>Asset Write-off</i>	(1)	(2)	1	-69.0%	(2)	(4)	2	-50.1%
<i>GSF Risk Premium</i>	(6)	(6)	(0)	2.1%	(17)	(12)	(5)	37.3%
<i>Others</i>	(11)	(16)	5	-28.9%	(46)	(44)	(3)	6.0%
Total PMSO	(122)	(116)	(6)	5.2%	(352)	(345)	(7)	2.1%

PMSO reached R\$ 122 million in 3Q21, an increase of 5.2% (R\$ 6 million) compared to 3Q20, due to:

- Increase of 24.8% (R\$ 11 million) in the expenses with **Outsourced Services**;
- Increase of 28.9% (R\$ 5 million) in **other expenses**;
- Increase of 11.2% (R\$ 4 million) in the expenses with **Personnel**;

Partially offset by:

- Decrease of 26.3% (R\$ 3 million) in the expenses with **Material**;
- Decrease of R\$ 1 million in **Asset Write-off**.

PMSO reached R\$ 352 million in 9M21, an increase of 2.1% (R\$ 7 million) compared to 9M20, due to:

- Increase of 7.7% (R\$ 12 million) in the expenses with **Outsourced Services**;
- Increase of 37.3% (R\$ 5 million) in **in GSF Risk Premium**, due to the monetary adjustment;
- Increase of 6.0% (R\$ 3 million) in **other expenses**;

Partially offset by:

- Decrease of 23.4% (R\$ 6 million) in the expenses with **Material**;
- Decrease of 3.2% (R\$ 3 million) in the expenses with **Personnel**;
- Decrease of R\$ 2 million in **Asset Write-off**.

Other operating costs and expenses

Other operating costs and expenses						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Private Pension Fund	(1)	(1)	40.7%	(3)	(2)	32.7%
Costs with Infrastructure Construction	(138)	(49)	179.9%	(205)	(86)	140.1%
Depreciation and amortization	(135)	(95)	42.0%	(405)	(395)	2.4%
Amortization of Concession Intangible	(42)	(43)	-1.5%	(126)	(127)	-0.9%
Total	(177)	(138)	28.6%	(531)	(522)	1.6%

We had an increase of R\$ 89 million in **Cost with Infrastructure Construction**, due to the accounting recognition of the need to replace suppliers, which, in the context of high commodity prices in the world market, logistical difficulties and exchange rate devaluation, led review of capex projections and the start-up date of the projects.

Equity Income

Equity Income (R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Projects						
Barra Grande HPP	2	(1)	-	(3)	(9)	-61.8%
Campos Novos HPP	66	42	57.2%	152	111	36.8%
Foz do Chapecó HPP	116	36	220.0%	188	111	70.2%
Epasa TPP	22	19	18.0%	51	54	-4.3%
Total	206	96	115.3%	388	266	45.7%

Note: Disclosure of interest in subsidiaries is made in accordance with IFRS 12 and CPC 45.

Below are the main variations of each project:

Barra Grande:

Equity Income (R\$ Million)						
BARRA GRANDE	3Q21	3Q20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Net Revenue	37	9	289.0%	73	33	120.4%
Operating Costs / Expenses	(23)	(7)	219.9%	(47)	(26)	82.2%
Deprec. / Amortization	(3)	(3)	-0.5%	(9)	(10)	-0.2%
Net Financial Result	(7)	(5)	55.6%	(23)	(11)	103.5%
Income Tax	(1)	5	-	3	4	-
Net Income	2	(1)	-	(3)	(9)	-61.8%

In 3Q21, the net revenue increased 289.0% (R\$ 27 million), due to higher tariffs, while the operating costs and expenses were up by 219.9% (R\$ 16 million), partially offset by accounting for the GSF solution (R\$ 9 million). The net financial expense presented an increase of 55.6% (R\$ 3 million), due to the expenses with UBP, which were impacted by IGP-M.

In 9M21, the net revenue increased 120.4% (R\$ 40 million), while the operating costs and expenses grew 82.2% (R\$ 21 million). The net financial expense presented an increase of 103.5% (R\$ 11 million), due to the expenses with UBP.

Campos Novos:

Equity Income (R\$ Million)						
CAMPOS NOVOS	3Q21	3Q20	Var. %	9M21	9M20	Var.%
Net Revenue	118	94	25.5%	310	257	20.4%
Operating Costs / Expenses	(7)	(23)	-68.2%	(54)	(65)	-16.7%
Deprec. / Amortization	(9)	(6)	41.7%	(21)	(18)	14.0%
Net Financial Result	(2)	(1)	31.5%	(5)	(5)	1.5%
Income Tax	(34)	(22)	57.1%	(78)	(57)	35.8%
Net Income	66	42	57.2%	152	111	36.8%

In 3Q21, the net revenue increased 25.5% (R\$ 24 million), mainly due to the contracts readjustments, by IGP-M and dollar, which occur mainly in April and October. The operating costs and expenses were down by 68.2% (R\$ 15 million), due to the accounting of the GSF solution (R\$ 28 million). The net financial expense remained practically stable in the period, due to the negative impact of the IGP-M on expenses with UBP being offset by lower debt expenses.

In 9M21, the net revenue increased 20.4% (R\$ 52 million), mainly due to the readjustment of contracts, by IGP-M and dollar. The operating costs and expenses were up by 16.7% (R\$ 11 million). The net financial expense remained practically stable in the period, due to the lower debt expenses being offset by the negative impact of the IGP-M on expenses with UBP.

Foz do Chapecó:

Equity Income (R\$ Million)						
FOZ DO CHAPECÓ	3Q21	3Q20	Var. %	9M21	9M20	Var.%
Net Revenue	144	119	20.5%	399	353	12.8%
Operating Costs / Expenses	67	(24)	-	13	(77)	-
Deprec. / Amortization	(15)	(16)	-4.8%	(42)	(48)	-11.9%
Net Financial Result	(20)	(26)	-21.8%	(86)	(64)	35.2%
Income Tax	(59)	(19)	218.1%	(96)	(57)	68.1%
Net Income	116	36	220.0%	188	111	70.2%

In 3Q21, net revenue increased 20.5% (R\$ 25 million), mainly due to the contracts readjustments, mostly by IGP-M. The operating costs and expenses had a variation of R\$ 92 million in the period due to the accounting of the GSF solution (R\$ 63 million). In the net financial expense, there was an decrease of 21.8% (R\$ 6 million), mainly due to the expenses with UBP (impacted by IGP-M and IPCA).

In 9M21, net revenue increased 12.8% (R\$ 46 million), mainly due to the contracts readjustments. The operating costs and expenses had a variation of R\$ 90 million in the period due to the accounting of the GSF solution. In the net financial expense, there was an increase of 35.2% (R\$ 22 million), mainly due to expenses with UBP (impacted by IGP-M and IPCA).

Epasa:

Equity Income (R\$ Million)						
EPASA	3Q21	3Q20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Net Revenue	281	35	696.1%	488	108	353.7%
Operating Costs / Expenses	(246)	(8)	3130.4%	(391)	(26)	1405.8%
Deprec. / Amortization	(12)	(5)	160.4%	(36)	(14)	160.3%
Net Financial Result	(0)	(1)	-69.1%	(1)	(3)	-69.3%
Income Tax	0	(5)	-	(8)	(13)	-41.2%
Net Income	22	19	18.0%	51	54	-4.3%

In 3Q21, net revenue grew R\$ 245 million and the operating costs and expenses were up by R\$ 238 million, due to higher volumes of generation. Depreciation and amortization increased by R\$ 7 million, influenced by the change in the depreciation rate of assets to coincide with the end of the contract; previously, the life cycle of each asset was considered. The net financial expense remained practically stable in the period.

In 9M21, net revenue increased R\$ 380 million and the operating costs and expenses grew R\$ 365 million, due to higher volumes of generation. Depreciation and amortization increased by R\$ 22 million, influenced by the change in the depreciation rate of assets, as explained above. The net financial expense remained practically stable.

EBITDA

In 3Q21, **EBITDA** was of R\$ 1,093 million, an increase of 31.0% (R\$ 259 million), mainly due to the GSF solution of the regulated and free markets, contractual adjustments and the better performance of wind generation, partially offset by the accounting recognition of the need to replace suppliers, which, in the context of high commodity prices in the world market, of logistical difficulties and currency devaluation, led to a review of capex projections and the start-up date of projects and higher expenses with GSF.

In 9M21, **EBITDA** was of R\$ 2,470 million, an increase of 29.3% (R\$ 560 million). This variation is mainly explained by the same factors that affected the quarter.

EBITDA and Net Income conciliation (R\$ million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Net Income	709	810	-12.5%	1,458	1,162	25.4%
Depreciation and Amortization	177	138	28.5%	531	523	1.6%
Financial Result	59	119	-50.1%	168	315	-46.8%
Income Tax / Social Contribution	147	(233)	-	313	(91)	-
EBITDA	1,093	834	31.0%	2,470	1,910	29.3%

Financial Result

Financial Result (IFRS - R\$ Million)						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Financial Revenues	37	25	47.4%	99	95	4.3%
Financial Expenses	(97)	(144)	-32.9%	(267)	(411)	-34.9%
Financial Result	(59)	(119)	-50.1%	(168)	(315)	-46.8%

In 3Q21, the financial result was a **net financial expense** of R\$ 59 million, a reduction of 50.1% (R\$ 59 million), mainly due to lower expenses with net debt (R\$ 45 million).

In 9M21, the financial result was a **net financial expense** of R\$ 168 million, a reduction of 46.8% (R\$ 147 million), mainly due to lower expenses with net debt (R\$ 136 million).

Income Tax and Social Contribution

In 3Q21, the income tax and social contribution item registered a negative result of R\$ 147 million, compared to a positive result of R\$ 233 million in 3Q20, a variation of R\$ 380 million. In 9M21, the income tax and social contribution item registered a negative result of R\$ 531 million, compared to a positive result of R\$ 91 million in 9M20, a variation of R\$ 404 million. These variations are explained by the recognition of tax credits of CPFL Renováveis (R\$ 271 million) recorded in 3Q20 and better results recorded by the companies under the presumed profit tax regime in 2021.

Net Income

In 3Q21, **net income** was R\$ 709 million, a decrease of 12.5% (R\$ 101 million), compared to R\$ 810 million in 3Q20. This result mainly reflects the income tax and social contribution item, due to the recognition of tax credits in 3Q20. In 9M21, **net income** was R\$ 1,458 million, an increase of 25.4% (R\$ 295 million), compared to R\$ 1,162 million in 9M20. These results mainly reflect the higher EBITDA and the gain with the financial result, due to lower expenses with net debt, partially offset by the recognition of tax credits in 3Q20.

7) ATTACHMENTS

7.1) Balance Sheet - Assets – CPFL Energia

(R\$ thousands)



ASSETS	Consolidated		
	09/30/2021	12/31/2020	09/30/2020
CURRENT			
Cash and Cash Equivalents	4,633,805	3,918,796	6,758,471
Bonds and Securities	287,057	1,872,079	1,357,372
Consumers, Concessionaries and Licensees	5,591,339	5,206,854	4,739,787
Materials and Supplies	121,305	96,182	83,680
Dividend and Interest on Equity	183,331	80,647	99,942
Income Tax and Social Contribution Recoverable	88,859	87,779	155,524
Other Recoverable Taxes	356,682	337,266	433,502
PIS/COFINS Recoverable over ICMS	499,230	-	-
Derivatives	385,633	744,660	1,139,475
Sectoral Financial Assets	2,190,504	558,884	332,721
Contractual Assets	27,238	24,833	24,565
Other assets	1,090,044	883,824	808,006
TOTAL CURRENT	15,455,025	13,811,803	15,933,045
NON-CURRENT			
Consumers, Concessionaries and Licensees	288,346	828,314	758,494
Judicial Deposits	755,276	764,760	766,124
Income Tax and Social Contribution Recoverable	111,498	35,415	35,508
Other Recoverable Taxes	271,255	218,650	383,242
PIS/COFINS Recoverable over ICMS	8,751,919	150,329	-
Sectoral Financial Assets	927,714	108,908	-
Derivatives	1,018,891	1,340,113	1,715,469
Deferred Taxes	410,209	585,869	348,049
Concession Financial Assets	12,283,382	10,347,567	9,772,378
Investments at Cost	116,654	116,654	116,654
Other Assets	201,783	172,140	193,624
Investments	1,177,239	1,015,918	1,098,857
Property, Plant and Equipment	8,739,476	8,797,903	8,894,142
Intangible Assets	8,868,490	8,969,637	9,077,416
Contractual Assets	2,262,462	1,842,905	1,581,055
TOTAL NON-CURRENT	46,184,595	35,295,081	34,741,011
TOTAL ASSETS	61,639,621	49,106,884	50,674,056

7.2) Balance Sheet - Liabilities – CPFL Energia

(R\$ thousands)



LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	Consolidated		
	09/30/2021	12/31/2020	09/30/2020
CURRENT			
Trade Payables	4,732,519	3,909,517	2,881,472
Borrowings	1,556,543	2,797,195	3,466,905
Debentures	1,652,967	1,191,270	1,301,309
Private Pension Plan	348,467	199,803	154,851
Regulatory Liabilities	424,237	108,371	114,067
Income Tax and Social Contribution Payable	158,270	91,470	178,712
Other Taxes, Fees and Contributions	989,186	873,752	1,057,835
Intercompany Loans	-	2,409,545	-
Dividends	1,810,724	906,852	2,120,493
Estimated Payroll	204,825	133,429	184,210
Derivatives	406	1,354	-
Sector Financial Liability	-	41,514	-
Provisions for Demobilization and Environmental Expenses	20,775	19,946	20,834
Use of Public Asset	16,212	12,573	12,573
Other Payables	1,618,208	1,709,358	1,496,983
TOTAL CURRENT	13,533,339	14,405,951	12,990,245
NON-CURRENT			
Trade Payables	383,468	456,658	399,297
Borrowings	10,536,840	8,624,840	8,915,535
Debentures	5,805,775	6,257,032	6,508,223
Private Pension Plan	2,508,594	2,759,826	1,849,054
Income Tax and Social Contribution Payable	169,566	165,900	157,883
Other Taxes, Fees and Contributions	865	839	830
Deferred Tax Liabilities	814,901	767,807	891,192
Provision for Tax, Civil and Labor Risks	587,318	616,136	530,281
Intercompany Loans	2,474,903	-	2,395,881
Derivatives	65,164	-	-
Sector Financial Liability	65,746	185,592	518,300
Provisions for Demobilization and Environmental Expenses	181,321	184,955	213,882
Use of Public Asset	127,262	112,055	100,290
PIS/COFINS Devolution Consumers	9,051,471	114,484	-
Other Payables	272,527	219,032	382,458
TOTAL NON-CURRENT	33,045,722	20,465,155	22,863,105
SHAREHOLDERS' EQUITY			
Issued Capital	9,388,071	9,388,071	9,388,080
Capital Reserves	(1,650,078)	(1,643,775)	(1,643,776)
Legal Reserve	1,218,283	1,218,283	1,036,125
Statutory reserve - Working Capital Improvement	4,072,689	5,803,185	4,046,305
Dividend	-	865,248	-
Accumulated Comprehensive Income	(1,750,810)	(1,695,235)	(990,716)
Retained Earnings	3,477,898	-	2,698,679
	14,756,053	13,935,777	14,534,698
Equity attributable to noncontrolling interests	304,508	300,001	286,008
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	15,060,560	14,235,778	14,820,706
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	61,639,621	49,106,884	50,674,056

7.3) Income Statement – CPFL Energia

(R\$ thousands)



	Consolidated					
	3Q21	3Q20	Variation	9M21	9M20	Variation
OPERATING REVENUES						
Electricity Sales to Final Customers	8,962,641	7,505,802	19.4%	25,410,358	22,253,622	14.2%
Electricity Sales to Distributors	1,918,206	1,297,020	47.9%	4,434,541	3,494,689	26.9%
Revenue from building the infrastructure	797,838	690,319	15.6%	2,164,696	1,789,593	21.0%
Update of concession's financial asset	271,195	79,774	240%	752,069	157,124	378.6%
Sectorial financial assets and liabilities	1,869,802	255,624	631.5%	2,813,173	83,080	3286%
Other Operating Revenues	1,846,608	1,488,204	24.1%	5,278,664	4,263,900	23.8%
	15,666,290	11,316,742	38.4%	40,853,502	32,042,010	27.5%
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUES	(4,476,406)	(3,535,722)	26.6%	(12,562,686)	(10,417,079)	20.6%
NET OPERATING REVENUES	11,189,884	7,781,020	43.8%	28,290,816	21,624,931	30.8%
COST OF ELECTRIC ENERGY SERVICES						
Electricity Purchased for Resale	(5,927,641)	(3,582,924)	65.4%	(13,809,570)	(10,831,541)	27.5%
Electricity Network Usage Charges	(984,814)	(884,948)	11.3%	(3,268,315)	(2,000,939)	63.3%
	(6,912,455)	(4,467,872)	54.7%	(17,077,886)	(12,832,480)	33.1%
OPERATING COSTS AND EXPENSES						
Personnel	(397,448)	(354,870)	12.0%	(1,144,776)	(1,066,447)	7.3%
Material	(92,713)	(74,125)	25.1%	(248,457)	(207,019)	20.0%
Outsourced Services	(155,492)	(127,637)	21.8%	(461,743)	(449,342)	2.8%
Other Operating Costs/Expenses	(245,475)	(170,166)	44.3%	(660,064)	(565,564)	16.7%
<i>Allowance for Doubtful Accounts</i>	<i>(106,220)</i>	<i>(36,372)</i>	<i>192.0%</i>	<i>(260,195)</i>	<i>(174,344)</i>	<i>49.2%</i>
<i>Legal and judicial expenses</i>	<i>(58,015)</i>	<i>(43,655)</i>	<i>32.9%</i>	<i>(120,979)</i>	<i>(107,417)</i>	<i>12.6%</i>
<i>Others</i>	<i>(81,240)</i>	<i>(90,139)</i>	<i>-9.9%</i>	<i>(278,890)</i>	<i>(283,803)</i>	<i>-1.7%</i>
Cost of building the infrastructure	(939,973)	(685,234)	37.2%	(2,299,976)	(1,780,831)	29.2%
Employee Pension Plans	(56,723)	(42,813)	32.5%	(170,217)	(131,065)	29.9%
Depreciation and Amortization	(362,879)	(324,803)	11.7%	(1,073,694)	(1,039,924)	3.2%
Amortization of Concession's Intangible	(71,656)	(56,633)	26.5%	(215,354)	(200,852)	7.2%
	(2,322,358)	(1,836,280)	26.5%	(6,274,281)	(5,441,044)	15.3%
EBITDA¹	2,595,840	1,954,094	32.8%	6,615,538	4,858,457	36.2%
INCOME FROM ELECTRIC ENERGY SERVICE	1,955,071	1,476,868	32.4%	4,938,650	3,351,407	47.4%
FINANCIAL REVENUES (EXPENSES)						
Financial Revenues	251,939	139,622	80.4%	800,803	760,397	5.3%
Financial Expenses	(441,346)	(331,666)	33.1%	(1,120,511)	(903,693)	24.0%
	(189,407)	(192,044)	-1.4%	(319,708)	(143,297)	1
EQUITY ACCOUNTING						
Equity Accounting	206,235	95,790	115.3%	387,840	266,274	45.7%
Assets Surplus Value Amortization	(145)	(145)	-	(435)	(435)	-
	206,090	95,645	115.5%	387,405	265,839	45.7%
INCOME BEFORE TAXES	1,971,754	1,380,469	42.8%	5,006,347	3,473,950	44.1%
Social Contribution	(144,987)	(10,207)	1320.5%	(401,377)	(205,238)	95.6%
Income Tax	(390,971)	(18,673)	1993.8%	(1,081,884)	(550,790)	96.4%
NET INCOME	1,435,797	1,351,589	6.2%	3,523,087	2,717,922	29.6%
Controlling Shareholders' Interest	1,401,850	1,337,434	4.8%	3,455,962	2,678,569	29.0%
Non-Controlling Shareholders' Interest	33,947	14,155	139.8%	67,125	39,354	70.6%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, according to CVM Instruction no. 527/12.

7.4) Income Statement by business segment

Income Statement by business segment - CPFL Energia (R\$ million)							
	Distribution	Generation	Commercialization	Services	Others	Eliminations	Total
3Q21							
Net operating revenue	9,593	1,233	652	217	1	(506)	11,190
Operating costs and expenses	(8,290)	(524)	(729)	(175)	(23)	506	(9,235)
Depreciation e amortization	(232)	(177)	(1)	(9)	(16)	-	(435)
Income from electric energy service	1,303	710	(77)	42	(23)	(0)	1,955
Equity accounting	-	206	-	-	-	-	206
EBITDA	1,535	1,093	(75)	51	(7)	-	2,596
Financial result	(142)	(59)	0	2	10	-	(189)
Income (loss) before taxes	1,160	856	(77)	44	(12)	-	1,972
Income tax and social contribution	(363)	(147)	23	(11)	(38)	-	(536)
Net income (loss)	798	709	(54)	32	(50)	-	1,436
3Q20							
Net operating revenue	6,286	1,016	758	190	0	(470)	7,781
Operating costs and expenses	(5,435)	(416)	(751)	(148)	(24)	470	(6,304)
Depreciation e amortization	(220)	(138)	(1)	(7)	(16)	-	(382)
Income from electric energy service	852	600	7	42	(24)	(0)	1,477
Equity accounting	-	96	-	-	-	-	96
EBITDA	1,072	834	8	49	(8)	-	1,954
Financial result	(75)	(119)	7	0	(6)	-	(192)
Income (loss) before taxes	777	578	13	42	(29)	-	1,380
Income tax and social contribution	(206)	233	(4)	(5)	(46)	-	(29)
Net income (loss)	571	810	9	37	(76)	-	1,352
Variation							
Net operating revenue	52.6%	21.4%	-14.0%	14.1%	3027.8%	7.7%	43.8%
Operating costs and expenses	52.5%	26.0%	-3.0%	17.9%	-1.4%	7.7%	46.5%
Depreciation e amortization	5.6%	28.5%	-7.4%	22.6%	-0.1%	-	13.9%
Income from electric energy service	53.0%	18.2%	-	0.8%	-4.0%	-15.8%	32.4%
Equity accounting	-	115.3%	-	-	-	-	115.3%
EBITDA	43.2%	31.0%	-	3.9%	-12.1%	-	32.8%
Financial result	90.6%	-50.1%	-99.8%	325.5%	-	-	-1.4%
Income (loss) before taxes	49.3%	48.3%	-	3.8%	-58.8%	-	42.8%
Income tax and social contribution	76.3%	-	-	111.8%	-19.0%	-	1755.8%
Net income (loss)	39.6%	-12.5%	-	-12.0%	-34.5%	-	6.2%
Income Statement by business segment - CPFL Energia (R\$ million)							
	Distribution	Generation	Commercialization	Services	Others	Eliminations	Total
9M21							
Net operating revenue	24,208	2,951	1,866	621	1	(1,357)	28,291
Operating costs and expenses	(20,846)	(1,400)	(1,893)	(500)	(70)	1,357	(23,352)
Depreciation e amortization	(684)	(531)	(3)	(24)	(47)	-	(1,289)
Income from electric energy service	3,362	1,551	(27)	121	(69)	0	4,939
Equity accounting	-	388	-	-	-	-	388
EBITDA	4,045	2,470	(24)	145	(21)	-	6,616
Financial result	(233)	(168)	63	2	15	-	(320)
Income (loss) before taxes	3,129	1,771	37	123	(53)	-	5,006
Income tax and social contribution	(1,070)	(313)	(16)	(31)	(52)	-	(1,483)
Net income (loss)	2,058	1,458	20	92	(105)	-	3,523
9M20							
Net operating revenue	17,783	2,352	2,186	517	(4)	(1,208)	21,625
Operating costs and expenses	(15,600)	(1,231)	(2,160)	(416)	(75)	1,208	(18,274)
Depreciation e amortization	(648)	(523)	(2)	(21)	(47)	-	(1,241)
Income from electric energy service	2,183	1,121	26	101	(79)	0	3,351
Equity accounting	-	266	-	-	-	-	266
EBITDA	2,831	1,910	28	122	(32)	-	4,858
Financial result	150	(315)	18	1	3	-	(143)
Income (loss) before taxes	2,333	1,071	44	102	(77)	-	3,474
Income tax and social contribution	(764)	91	(14)	(21)	(47)	-	(756)
Net income (loss)	1,568	1,162	29	81	(123)	-	2,718
Variation							
Net operating revenue	36.1%	25.5%	-14.6%	20.2%	-	12.3%	30.8%
Operating costs and expenses	33.6%	13.7%	-12.4%	20.2%	-7.8%	12.3%	27.8%
Depreciation e amortization	5.5%	1.6%	20.0%	18.1%	-	-	3.9%
Income from electric energy service	54.0%	38.4%	-	19.9%	-13.6%	-7.7%	47.4%
Equity accounting	-	45.7%	-	-	-	-	45.7%
EBITDA	42.9%	29.3%	-	19.6%	-33.6%	-	36.2%
Financial result	-	-46.8%	260.2%	59.3%	426.4%	-	123.1%
Income (loss) before taxes	34.1%	65.3%	-16.3%	20.5%	-30.4%	-	44.1%
Income tax and social contribution	40.0%	0.0%	13.9%	47.4%	10.2%	-	96.2%
Net income (loss)	31.2%	25.4%	-31.2%	13.4%	-15.0%	-	29.6%

7.5) Cash Flow – CPFL Energia

(R\$ thousands)



Consolidated		
	3Q21	Last 12M
Beginning Balance	2,738,478	6,758,471
Net Income Before Taxes	1,971,754	6,329,738
Depreciation and Amortization	434,533	1,714,270
Interest on Debts and Monetary and Foreign Exchange Restatements	59,125	193,197
Consumers, Concessionaries and Licensees	(429,089)	(702,769)
Sectoral Financial Assets	(1,921,994)	(2,691,879)
Accounts Receivable - Resources Provided by the CDE/CCEE	27,217	(36,614)
Suppliers	997,393	1,809,635
Sectoral Financial Liabilities	(196,848)	(748,014)
Accounts Payable - CDE	(3,401)	(42,024)
Interest on Debts and Debentures Paid	(148,050)	(561,914)
Income Tax and Social Contribution Paid	(449,947)	(1,407,511)
Others	397,289	(77,475)
	(1,233,771)	(2,551,097)
Total Operating Activities	737,983	3,778,641
Investment Activities		
Purchases of Contract Asset, Property, Plant and Equipment and Intangible Assets	(915,818)	(3,388,842)
Securities, Pledges and Restricted Deposits	(4,286)	1,095,616
Others	1,275	560
Total Investment Activities	(918,829)	(2,292,666)
Financing Activities		
Loans and Debentures	2,439,942	3,904,114
Principal Amortization of Loans and Debentures, Net of Derivatives	(359,447)	(3,660,111)
Dividend and Interest on Equity Paid	(4,320)	(3,851,516)
Intragroup Loans with Subsidiaries	-	-
Amortization of Intragroup Loans with Subsidiaries	-	(3,824)
Others	-	695
Total Financing Activities	2,076,175	(3,610,641)
Cash Flow Generation	1,895,329	(2,124,667)
Ending Balance - 09/30/2021	4,633,805	4,633,805

7.6) Income Statement – Generation Segment

(R\$ thousands)



	Consolidated					
	3Q21	3Q20	Variation	9M21	9M20	Variation
OPERATING REVENUES						
Electricity Sales to Final Customers	2,939	5,613	-47.6%	10,130	17,563	-42.3%
Electricity Sales to Distributors	1,277,197	1,007,685	26.7%	3,005,090	2,371,283	26.7%
Other Operating Revenues	35,937	20,239	77.6%	81,404	55,213	47.4%
	1,312,157	1,088,005	20.6%	3,166,823	2,538,399	24.8%
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUES	(78,926)	(71,878)	9.8%	(215,355)	(186,354)	15.6%
NET OPERATING REVENUES	1,233,231	1,016,127	21.4%	2,951,467	2,352,045	25.5%
COST OF ELECTRIC ENERGY SERVICES						
Electricity Purchased for Resale	(49,176)	(78,515)	-37.4%	(199,866)	(175,881)	13.6%
Electricity Network Usage Charges	(36,841)	(33,899)	8.7%	(109,003)	(100,120)	8.9%
	(86,017)	(112,414)	-23.5%	(308,869)	(276,001)	11.9%
OPERATING COSTS AND EXPENSES						
Personnel	(38,689)	(34,793)	11.2%	(103,494)	(106,871)	-3.2%
Material	(9,309)	(12,625)	-26.3%	(19,960)	(26,047)	-23.4%
Outsourced Services	(56,257)	(45,073)	24.8%	(163,122)	(151,506)	7.7%
Other Operating Costs/Expenses	(17,412)	(23,187)	-24.9%	(65,290)	(60,360)	8.2%
Allowance for Doubtful Accounts	(613)	(1,979)	-69.0%	(2,234)	(4,474)	-50.1%
Legal and judicial expenses	(5,666)	(5,548)	2.1%	(16,812)	(12,244)	37.3%
Others	(11,133)	(15,660)	-28.9%	(46,244)	(43,641)	6.0%
Cost of building the infrastructure	(138,218)	(49,384)	179.9%	(205,478)	(85,578)	140.1%
Employee Pension Plans	(991)	(705)	40.7%	(3,022)	(2,278)	32.7%
Depreciation and Amortization	(134,987)	(95,046)	42.0%	(404,879)	(395,332)	2.4%
Amortization of Concession's Intangible	(41,845)	(42,500)	-1.5%	(125,921)	(127,097)	-0.9%
	(437,708)	(303,313)	44.3%	(1,091,167)	(955,069)	14.3%
EBITDA¹	1,092,573	833,736	31.0%	2,470,071	1,909,679	29.3%
INCOME FROM ELECTRIC ENERGY SERVICE	709,507	600,400	18.2%	1,551,432	1,120,976	38.4%
FINANCIAL REVENUES (EXPENSES)						
Financial Revenues	37,455	25,405	47.4%	99,196	95,139	4.3%
Financial Expenses	(96,607)	(143,950)	-32.9%	(267,063)	(410,507)	-34.9%
	(59,152)	(118,545)	-50.1%	(167,867)	(315,368)	-46.8%
EQUITY ACCOUNTING						
Equity Accounting	206,235	95,790	115.3%	387,840	266,274	45.7%
Assets Surplus Value Amortization	(145)	(145)	0.0%	(435)	(435)	0.0%
	206,090	95,645	115.5%	387,405	265,839	45.7%
INCOME BEFORE TAXES ON INCOME	856,445	577,501	48.3%	1,770,969	1,071,447	65.3%
Social Contribution	(41,530)	59,303	-	(88,228)	18,388	-
Income Tax	(105,672)	173,334	-	(225,169)	72,663	-
NET INCOME	709,243	810,137	-12.5%	1,457,573	1,162,499	25.4%
Controlling Shareholders' Interest	675,245	795,984	-15.2%	1,391,055	1,123,108	23.9%
Non-Controlling Shareholders' Interest	33,998	14,153	140.2%	66,518	39,391	68.9%

Note: (1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12.

7.7) Income Statement – Distribution Segment

(R\$ thousand)



Consolidated						
	3Q21	3Q20	Variation	9M21	9M20	Variation
OPERATING REVENUE						
Electricity Sales to Final Customers	8,462,468	6,919,652	22.3%	23,950,085	20,593,562	16.3%
Electricity Sales to Distributors	743,656	333,480	123.0%	1,699,905	1,098,486	54.7%
Revenue from building the infrastructure	801,755	635,850	26.1%	2,094,498	1,695,253	23.6%
Adjustments to the concession's financial asset	271,195	79,774	240.0%	752,069	157,124	378.6%
Sectoral financial assets and liabilities	1,869,802	255,624	631.5%	2,813,173	83,080	3286.1%
Other Operating Revenues	1,769,168	1,431,484	23.6%	5,067,032	4,104,378	23.5%
	13,918,042	9,655,864	44.1%	36,376,763	27,731,885	31.2%
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUE	(4,325,247)	(3,369,608)	28.4%	(12,168,615)	(9,949,210)	22.3%
NET OPERATING REVENUE	9,592,795	6,286,256	52.6%	24,208,148	17,782,675	36.1%
COST OF ELECTRIC ENERGY SERVICES						
Electricity Purchased for Resale	(5,477,791)	(3,057,958)	79.1%	(12,569,505)	(9,279,132)	35.5%
Electricity Network Usage Charges	(954,793)	(857,496)	11.3%	(3,179,878)	(1,922,329)	65.4%
	(6,432,584)	(3,915,453)	64.3%	(15,749,383)	(11,201,461)	40.6%
OPERATING COSTS AND EXPENSES						
Personnel	(247,315)	(228,369)	8.3%	(729,001)	(688,523)	5.9%
Material	(56,744)	(43,741)	29.7%	(154,111)	(132,477)	16.3%
Outsourced Services	(225,437)	(199,526)	13.0%	(659,025)	(607,417)	8.5%
Other Operating Costs/Expenses	(238,229)	(149,532)	59.3%	(609,671)	(497,984)	22.4%
<i>Allowance for Doubtful Accounts</i>	<i>(107,461)</i>	<i>(34,919)</i>	<i>207.7%</i>	<i>(261,396)</i>	<i>(172,102)</i>	<i>51.9%</i>
<i>Legal and Judicial Expenses</i>	<i>(55,559)</i>	<i>(43,103)</i>	<i>28.9%</i>	<i>(113,930)</i>	<i>(103,802)</i>	<i>9.8%</i>
<i>Others</i>	<i>(75,208)</i>	<i>(71,510)</i>	<i>5.2%</i>	<i>(234,345)</i>	<i>(222,080)</i>	<i>5.5%</i>
Cost of building the infrastructure	(801,755)	(635,850)	26.1%	(2,094,498)	(1,695,253)	23.6%
Employee Pension Plans	(55,732)	(42,108)	32.4%	(167,195)	(128,787)	29.8%
Depreciation and Amortization	(218,253)	(205,909)	6.0%	(641,150)	(605,468)	5.9%
Amortization of Concession's Intangible	(14,133)	(14,133)	-	(42,399)	(42,399)	-
	(1,857,596)	(1,519,168)	22.3%	(5,097,048)	(4,398,308)	15.9%
EBITDA¹	1,535,002	1,071,677	43.2%	4,045,264	2,830,773	42.9%
EBIT	1,302,615	851,635	53.0%	3,361,716	2,182,906	54.0%
FINANCIAL INCOME (EXPENSE)						
Financial Income	195,935	105,768	85.3%	605,275	635,451	-4.7%
Financial Expenses	(338,281)	(180,459)	87.5%	(838,320)	(485,406)	72.7%
	(142,345)	(74,691)	90.6%	(233,045)	150,045	-
INCOME BEFORE TAXES ON INCOME	1,160,270	776,943	49.3%	3,128,671	2,332,951	34.1%
Social Contribution	(96,837)	(55,072)	75.8%	(287,714)	(203,063)	41.7%
Income Tax	(265,834)	(150,648)	76.5%	(782,623)	(561,395)	39.4%
NET INCOME	797,599	571,223	39.6%	2,058,334	1,568,493	31.2%

Note: (1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12.

7.8) Economic-Financial performance by Distributor

(R\$ thousand)



CPFL PAULISTA						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Gross Operating Revenue	6,380,408	4,334,779	47.2%	16,445,345	12,195,565	34.8%
Net Operating Revenue	4,432,381	2,882,339	53.8%	11,072,443	7,965,948	39.0%
Cost of Electric Power	(3,048,157)	(1,851,732)	64.6%	(7,413,870)	(5,197,077)	42.7%
Operating Costs & Expenses	(801,379)	(629,382)	27.3%	(2,175,403)	(1,772,921)	22.7%
EBIT	582,845	401,225	45.3%	1,483,170	995,950	48.9%
EBITDA⁽¹⁾	661,832	475,537	39.2%	1,715,357	1,214,017	41.3%
Financial Income (Expense)	(37,701)	(19,598)	92.4%	(81,113)	107,352	-
Income Before Taxes	545,145	381,628	42.8%	1,402,056	1,103,302	27.1%
Net Income	378,319	246,650	53.4%	934,996	712,243	31.3%

CPFL PIRATININGA						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Gross Operating Revenue	2,374,555	1,690,083	40.5%	6,438,135	4,930,210	30.6%
Net Operating Revenue	1,638,661	1,093,627	49.8%	4,290,536	3,153,785	36.0%
Cost of Electric Power	(1,215,735)	(759,853)	60.0%	(3,049,257)	(2,193,551)	39.0%
Operating Costs & Expenses	(256,901)	(198,488)	29.4%	(686,595)	(593,382)	15.7%
EBIT	166,025	135,285	22.7%	554,685	366,853	51.2%
EBITDA⁽¹⁾	196,833	164,419	19.7%	645,241	454,063	42.1%
Financial Income (Expense)	(14,883)	(2,362)	530.1%	9,249	44,258	-79.1%
Income Before Taxes	151,142	132,923	13.7%	563,934	411,111	37.2%
Net Income	103,194	85,311	21.0%	369,474	263,856	40.0%

RGE						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Gross Operating Revenue	4,529,667	3,147,363	43.9%	11,835,195	9,263,298	27.8%
Net Operating Revenue	3,068,755	1,961,512	56.4%	7,719,531	5,710,938	35.2%
Cost of Electric Power	(1,875,344)	(1,113,287)	68.5%	(4,561,773)	(3,290,173)	38.6%
Operating Costs & Expenses	(697,790)	(564,398)	23.6%	(1,954,364)	(1,703,209)	14.7%
EBIT	495,620	283,827	74.6%	1,203,394	717,556	67.7%
EBITDA⁽¹⁾	602,541	384,966	56.5%	1,518,426	1,017,155	49.3%
Financial Income (Expense)	(86,720)	(49,779)	74.2%	(147,061)	(3,837)	3732.5%
Income Before Taxes	408,900	234,047	74.7%	1,056,333	713,719	48.0%
Net Income	274,799	221,318	24.2%	692,478	525,662	31.7%

CPFL SANTA CRUZ						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Gross Operating Revenue	633,412	483,639	31.0%	1,658,088	1,342,813	23.5%
Net Operating Revenue	452,998	348,779	29.9%	1,125,638	952,003	18.2%
Cost of Electric Power	(293,347)	(190,581)	53.9%	(724,484)	(520,660)	39.1%
Operating Costs & Expenses	(101,526)	(126,900)	-20.0%	(280,687)	(328,796)	-14.6%
EBIT	58,125	31,298	85.7%	120,467	102,547	17.5%
EBITDA⁽¹⁾	73,796	46,755	57.8%	166,240	145,538	14.2%
Financial Income (Expense)	(3,041)	(2,953)	3.0%	(14,120)	2,272	-
Income Before Taxes	55,084	28,345	94.3%	106,348	104,819	1.5%
Net Income	41,286	17,943	130.1%	61,387	66,732	-8.0%

Note: (1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12.

7.9) Sales within the Concession Area by Distributor

(In GWh)



CPFL Paulista						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	2,398	2,414	-0.6%	7,557	7,299	3.5%
Industrial	2,873	2,629	9.3%	8,674	7,519	15.4%
Commercial	1,241	1,164	6.6%	3,990	3,813	4.6%
Others	1,194	1,209	-1.2%	3,419	3,351	2.0%
Total	7,707	7,417	3.9%	23,640	21,982	7.5%

CPFL Piratininga						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	1,006	1,007	-0.1%	3,192	3,046	4.8%
Industrial	1,656	1,510	9.6%	4,915	4,375	12.3%
Commercial	609	550	10.7%	1,943	1,765	10.1%
Others	333	311	7.1%	1,014	950	6.8%
Total	3,604	3,378	6.7%	11,064	10,136	9.2%

RGE						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	1,398	1,409	-0.8%	4,347	4,356	-0.2%
Industrial	1,664	1,513	10.0%	4,865	4,252	14.4%
Commercial	559	511	9.5%	1,783	1,765	1.0%
Others	876	1,025	-14.5%	3,273	3,684	-11.2%
Total	4,497	4,458	0.9%	14,268	14,057	1.5%

CPFL Santa Cruz						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	217	212	2.4%	663	633	4.6%
Industrial	279	278	0.6%	867	775	11.9%
Commercial	83	78	5.8%	264	251	5.2%
Others	195	202	-3.6%	580	584	-0.8%
Total	774	770	0.5%	2,373	2,243	5.8%

Total CPFL Energia						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	5,019	5,041	-0.4%	15,759	15,334	2.8%
Industrial	6,472	5,930	9.1%	19,321	16,921	14.2%
Commercial	2,492	2,304	8.2%	7,980	7,594	5.1%
Others	2,599	2,748	-5.4%	8,286	8,569	-3.3%
Total	16,581	16,023	3.5%	51,345	48,419	6.0%

7.10) Sales to the Captive Market by Distributor

(in GWh)



CPFL Paulista						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	2.398	2.414	-0,6%	7.557	7.299	3,5%
Industrial	496	519	-4,6%	1.505	1.470	2,3%
Commercial	812	841	-3,4%	2.667	2.739	-2,6%
Others	1.119	1.156	-3,1%	3.213	3.193	0,6%
Total	4.825	4.930	-2,1%	14.941	14.700	1,6%

CPFL Piratininga						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	1.006	1.007	-0,1%	3.192	3.046	4,8%
Industrial	195	204	-4,6%	596	592	0,7%
Commercial	361	369	-2,3%	1.208	1.193	1,2%
Others	240	241	-0,4%	733	731	0,4%
Total	1.801	1.821	-1,1%	5.729	5.561	3,0%

RGE						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	1.398	1.409	-0,8%	4.347	4.356	-0,2%
Industrial	351	372	-5,7%	1.047	1.068	-1,9%
Commercial	435	416	4,7%	1.384	1.435	-3,5%
Others	820	1.006	-18,5%	3.115	3.649	-14,6%
Total	3.004	3.203	-6,2%	9.893	10.507	-5,8%

CPFL Santa Cruz						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	217	212	2,4%	663	633	4,6%
Industrial	58	68	-15,2%	178	218	-18,3%
Commercial	64	67	-4,3%	212	219	-3,2%
Others	194	202	-3,9%	577	583	-1,0%
Total	533	549	-2,9%	1.630	1.653	-1,4%

Total CPFL Energia						
	3Q21	3Q20	Var.	9M21	9M20	Var.
Residential	5.019	5.041	-0,4%	15.759	15.334	2,8%
Industrial	1.099	1.164	-5,5%	3.325	3.347	-0,6%
Commercial	1.672	1.693	-1,2%	5.471	5.586	-2,1%
Others	2.373	2.604	-8,9%	7.639	8.155	-6,3%
Total	10.164	10.503	-3,2%	32.194	32.422	-0,7%

7.11) Information on Interest in Companies

Energy distribution	Company type	Equity interest	Location (state)	Number of municipalities	Approximate number of consumers (in thousands)	Concession period	End of the concession
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Publicly-held corporation	Direct 100%	Interior of São Paulo	234	4,750	30 years	November 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Publicly-held corporation	Direct 100%	Interior and coast of São Paulo	27	1,858	30 years	October 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE")	Publicly-held corporation	Direct and Indirect 100%	Interior of Rio Grande do Sul	381	3,018	30 years	November 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Privately-held corporation	Direct 100%	Interior of São Paulo, Paraná and Minas Gerais	45	484	30 years	July 2045

Energy generation (conventional and renewable sources) and Energy transmission	Company type	Equity interest	Location (state)	Number of plants / type of energy	Installed power (MW)	
					Total	CPFL share
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Publicly-held corporation	Direct 100%	São Paulo e Goiás	n/a	n/a	n/a
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Privately-held corporation	Indirect 65%	Rio Grande do Sul	3 Hydropower	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Privately-held corporation	Indirect 51% (c)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hydropower	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Privately-held corporation	Indirect 48.72%	Santa Catarina	1 Hydropower	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Publicly-held corporation	Indirect 25.01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hydropower	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Privately-held corporation	Indirect 53.34%	Paraíba	2 Thermal	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Privately-held corporation	Indirect 59.93% (a)	Tocantins	1 Hydropower	903	38
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Publicly-held corporation	Direct and Indirect 100%	(b)	(b)	(b)	(b)
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	Limited liability company	Direct 100%	São Paulo e Minas Gerais	6 SHPs	4	4
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Privately-held corporation	Indirect 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo")	Privately-held corporation	Indirect 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão Maracanaú S.A. ("CPFL Maracanaú") (e)	Privately-held corporation	Indirect 100%	Ceará	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão Sul I S.A. ("CPFL Sul I")	Privately-held corporation	Indirect 100%	Santa Catarina	n/a	n/a	n/a
CPFL Transmissão Sul II S.A. ("CPFL Sul II")	Privately-held corporation	Indirect 100%	Rio Grande do Sul	n/a	n/a	n/a
Transmissoras	Privately-held corporation	Indirect 100%	São Paulo, Santa Catarina e Rio Grande do Sul	n/a	n/a	n/a

Notes:

- (a) The joint venture Chapecoense fully consolidates the interim financial statements of its direct subsidiary, Foz de Chapecó, and fully consolidates its financial statements;
(b) Paulista Lajeado has a 7% participation in the installed power of Investco S.A. (5.94% share of its capital);
(c) CPFL Renováveis has 51.54% of the assured energy and power of HPP Serra da Mesa, whose concession belongs to Furnas.

Energy commercialization	Company type	Core activity	Equity interest
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Privately-held corporation	Energy commercialization	Direct 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda ("CPFL Meridional")	Limited liability company	Commercialization and provision of energy services	Indirect 100%
CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda ("CPFL Cone Sul")	Limited liability company	Energy commercialization	Indirect 100%
CPFL Planalto Ltda ("CPFL Planalto")	Limited liability company	Energy commercialization	Direct 100%
CPFL Brasil Varejista de Energia Ltda ("CPFL Brasil Varejista")	Limited liability company	Energy commercialization	Indirect 100%

Provision of services	Company type	Core activity	Equity interest
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Privately-held corporation	Manufacturing, commercialization, rental and maintenance of electro-mechanical equipment and service	Direct 100%
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra")	Limited liability company	Provision of infrastructure and fleet services	Direct 100%
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas")	Limited liability company	Provision of human resources services	Direct 100%
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças")	Limited liability company	Provision of financial services	Direct 100%
Nect Serviços Adm de Suprimentos E Logística Ltda ("CPFL Supre")	Limited liability company	Supply and logistics services	Direct 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda ("CPFL Atende")	Limited liability company	Provision of call center services	Direct 100%
CPFL Total Serviços Administrativos S.A. ("CPFL Total")	Privately-held corporation	Collection services	Indirect 100%
CPFL Eficiência Energética Ltda ("CPFL Eficiência")	Limited liability company	Energy efficiency management	Direct 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda ("Authi")	Limited liability company	Provision of IT services	Direct 100%
CPFL Geração Distribuída de Energia Ltda ("CPFL GD")	Limited liability company	Provision of maintenance services for energy generation companies	Indirect 100%

Others	Company type	Core activity	Equity interest
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Limited liability company	Holding company	Direct 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Privately-held corporation	Holding company	Indirect 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Privately-held corporation	Holding company	Indirect 99.95%
CPFL Telecomunicações Ltda ("CPFL Telecom")	Limited liability company	Telecommunication services	Direct 100%
Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")	Privately-held corporation	Financial services	Direct 100%

7.12) Reconciliation of Net Debt/EBITDA Pro Forma ratio of CPFL Energia for purposes of financial covenants calculation

(R\$ million)



Net Debt Pro Forma Reconciliation (3Q21)

Net debt - Generation projects

Sep-21	Majority-controlled subsidiaries (fully consolidated)			Investees accounted for under the equity method					Total
	CERAN	Paulista Lajeado	Subtotal	ENERCAN	BAESA	Chapecoense	EPASA	Subtotal	
Borrowings and Debentures	215	-	215	128	-	814	47	990	1,204
(-) Cash and Cash Equivalents	(158)	(23)	(182)	(107)	(56)	(259)	59	(362)	(544)
Net Debt	56	(23)	33	21	(56)	555	107	627	660
CPFL Stake (%)	65.00%	59.93%	-	48.72%	25.01%	51.00%	53.34%	-	-
Net Debt in Generation Projects	37	(14)	23	10	(14)	283	57	336	359

Reconciliation

CPFL Energia	
Gross Debt	20,688
(-) Cash and Cash Equivalents	(4,921)
Net Debt (IFRS)	15,767
(-) Fully Consolidated Projects	(33)
(+) Proportional Consolidation	359
Net Debt (Pro Forma)	16,093

EBITDA Pro Forma Reconciliation (3Q21 - LTM)

EBITDA - Generation Projects

3Q21	Majority-controlled subsidiaries (fully consolidated)			Investees accounted for under the equity method					Total
	CERAN	Paulista Lajeado	Subtotal	ENERCAN	BAESA	Chapecoense	EPASA	Subtotal	
Net operating revenue	332	60	392	827	456	1,022	1,119	3,424	3,816
Operating cost and expense	(59)	(14)	(73)	(9)	(147)	(49)	(578)	(784)	(857)
EBITDA	273	46	319	818	309	973	440	2,540	2,859
CPFL stake (%)	65.00%	59.93%	-	48.72%	25.01%	51.00%	53.34%	-	-
Proportional EBITDA	178	28	205	398	77	496	235	1,207	1,412

Reconciliation

CPFL Energia - 3Q21 LTM	
Net income	4,512
Amortization	1,715
Financial Results	492
Income Tax /Social Contribution	1,818
EBITDA	8,537
(-) Equity income	(532)
(-) EBITDA - Fully consolidated projects	(319)
(+) Proportional EBITDA	1,412
EBITDA Pro Forma	9,098
Net Debt / EBITDA Pro Forma	1.77x

Notes: (1) in accordance with financial covenants calculation in cases of assets acquired by the Company, (2) It does consider the amount of R\$ 287k of Marketable Securities, according to covenants criteria.