

# Distribuição

Novembro/2022





# Agenda

## 1 Conceitos Gerais

- 1.1 Visão geral da Distribuição
- 1.2 Conceito básico da Regulação
- 1.3 Geração de valor
- 1.4 Tarifas

## 2 EBITDA Real x Regulatório

- 2.1 Perdas
- 2.2 COR x PMSO
- 2.3 RI x PDD
- 2.4 Mercado
- 2.5 Outras Receitas
- 2.6 Demais itens
- 2.7 Ativo financeiro da concessão
- 2.8 Contrato novo

## 3 Impostos

- 3.1 PIS/COFINS e ICMS
- 3.2 IR/CS

## 4 Pontos de atenção

- 4.1 Fator X
- 4.2 Ativo e Passivo Regulatório
- 4.3 Sobrecontratação
- 4.4 Contas em atraso



# 1. Conceitos Gerais

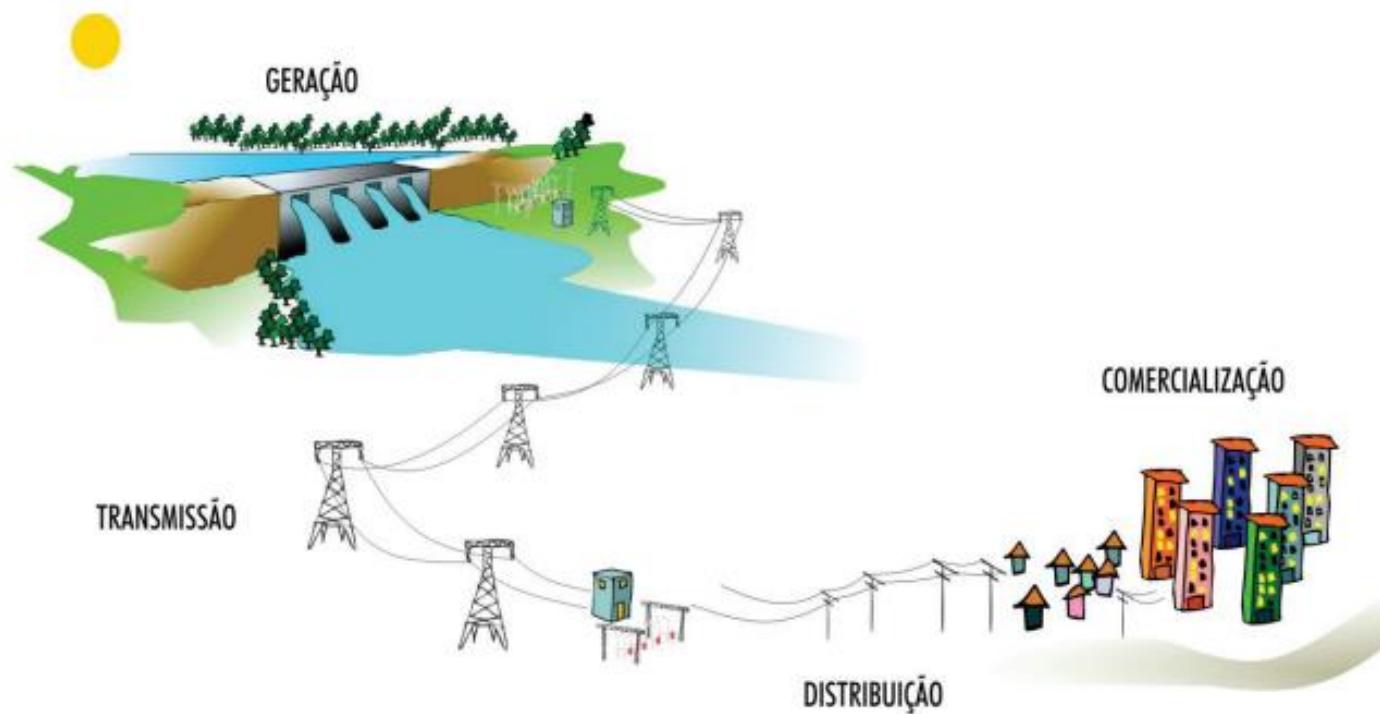
O que você precisa saber...

- ✓ Como se gera valor no negócio de Distribuição
- ✓ Principais termos da Aneel para caracterizar a área de concessão das distribuidoras
- ✓ Como as tarifas são calculadas



# 1.1 Visão Geral da Distribuição

# Visão Geral: a Distribuição no Setor Elétrico



## Sistema de Distribuição

É o segmento do Setor Elétrico dedicado ao **fornecimento da energia elétrica ao consumidor final e a outros usuários**, por meio do **rebaixamento da tensão** proveniente do sistema de transmissão.

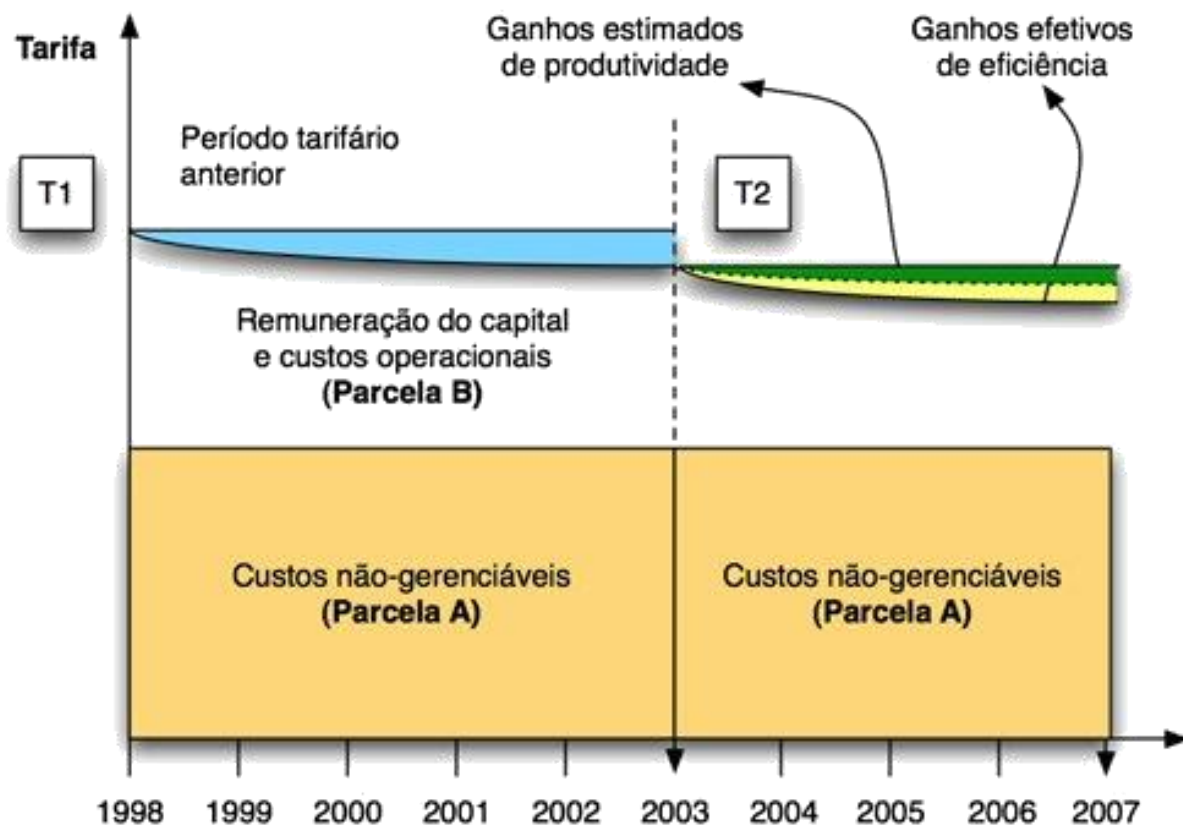
O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (maior ou igual a 69 kV e menor que 230 kV), média tensão (maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV) e baixa tensão (menor que 2,3 kV).

# 1.2 Conceito básico da Regulação

# Modelo *Price Cap*

Conceitualmente o compartilhamento dos ganhos de produtividade das concessionárias com os consumidores ocorre entre os eventos de revisão tarifária

## ▶ Lógica do Reposicionamento Tarifário Ganhos de Produtividade e Eficiência



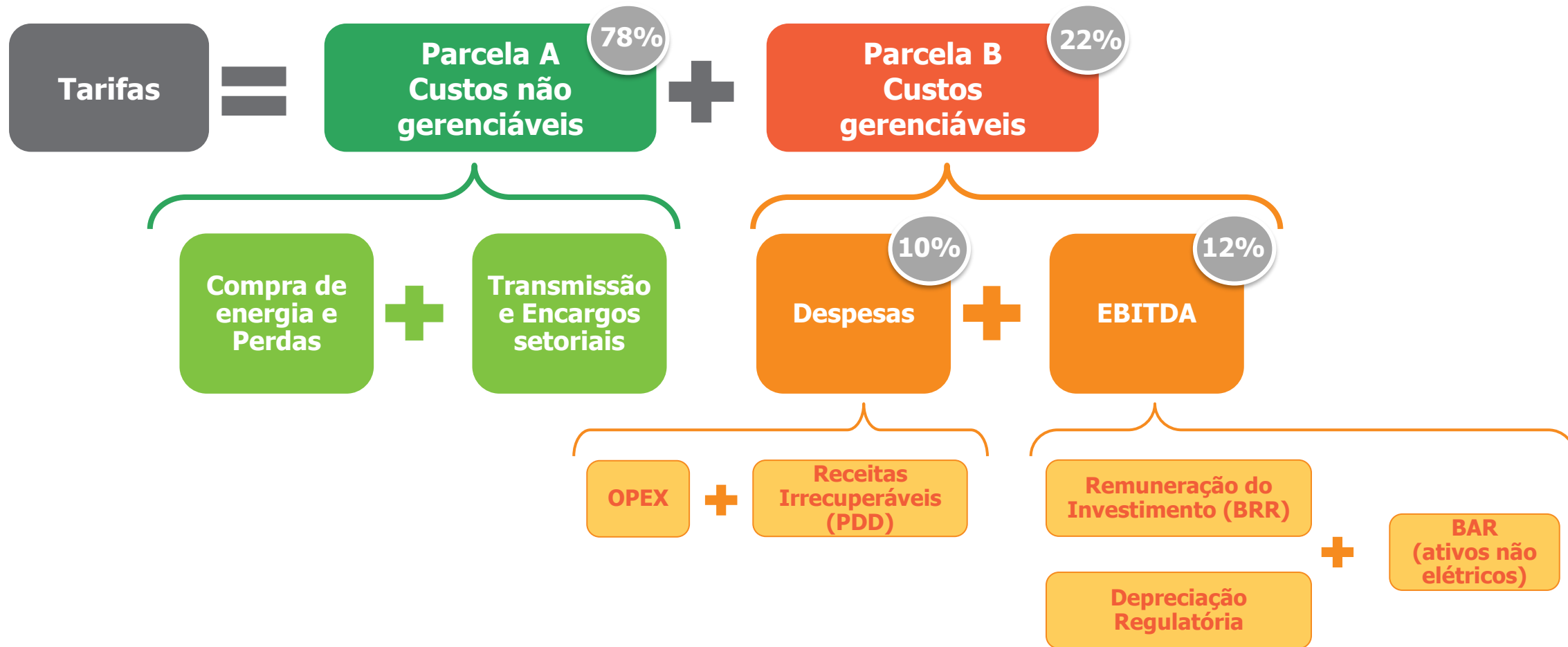
O **Fator X incentiva aumento da produtividade** do setor, pois no período entre as revisões tarifárias as concessionárias podem se apropriar do ganho de produtividade obtido **acima do valor do Fator X fixado pelo regulador** (*price cap*).

# 1.3 Geração de Valor



# Geração de valor na Distribuição

## Como se ganha dinheiro com o negócio de Distribuição?

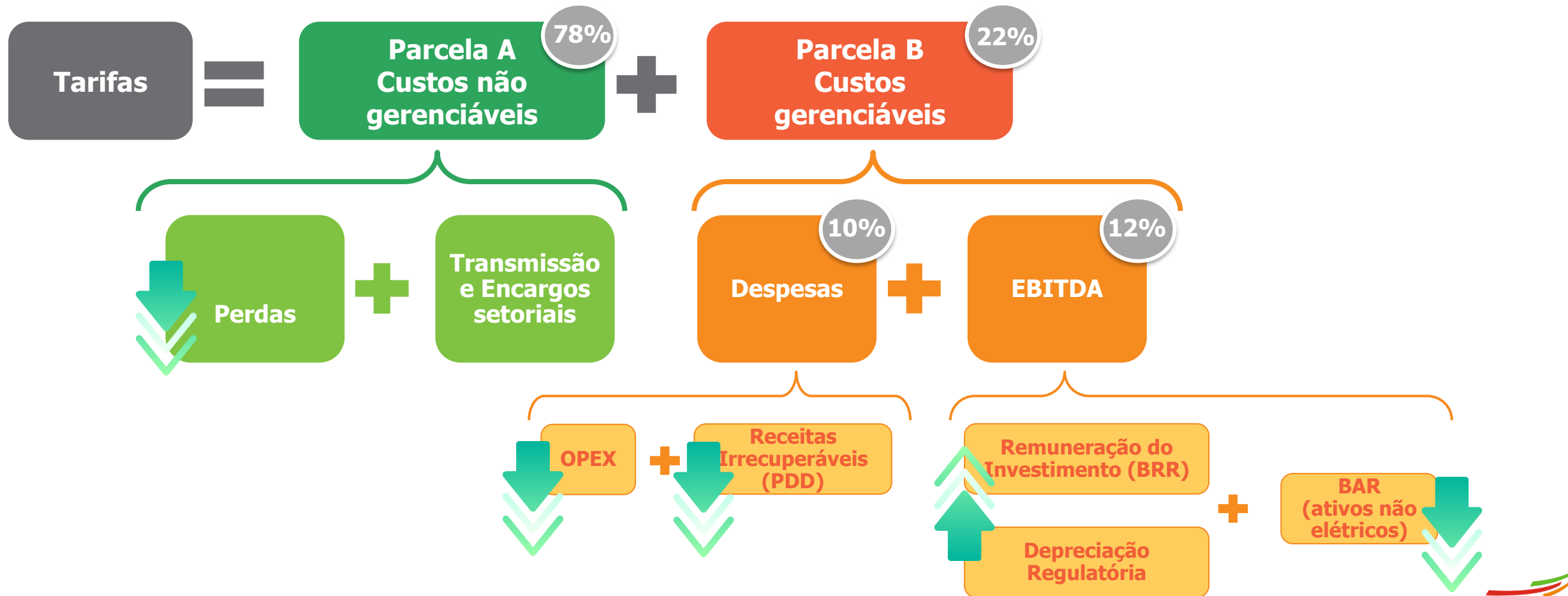


%

Estrutura de custos média da CPFL Paulista (RTP/2018)

# Geração de valor na Distribuição

## Como se ganha dinheiro com o negócio de Distribuição?



%

Estrutura de custos média da CPFL Paulista (RTP/2018)

# Tarifa das Distribuidoras e Composição do EBITDA

**Remuneração do Capital** é a parcela que cobre a remuneração do acionista pelo capital investido na concessão



Remuneração do Capital

EBITDA Regulatório

Quota de Depreciação



**Quota de Depreciação (QRR)**

considera a depreciação e amortização dos investimentos na sua vida útil

# Tarifa das Distribuidoras e Composição do EBITDA



RETURN OF INVESTMENT

## Remuneração do Capital

é a parcela que cobre a remuneração do acionista e de terceiros pelo capital investido na concessão

$$\text{Remuneração do Capital} = \frac{\text{WACC Regulatório} \times \text{BRR Líquida}}{(1 - \% \text{ impostos})}$$



# Tarifa das Distribuidoras e Composição do EBITDA



## Quota de Depreciação (QRR)

considera a depreciação e amortização dos investimentos na sua vida útil

**Quota de Depreciação**

=

**Taxa de depreciação**

×

**BRR Bruta**

# WACC Regulatório da Distribuição (PRORET 2.4)

- **Ke** - Amostra: NTN-B dos últimos 10 anos (incluindo ano de referência) e Beta de CIAs americanas (Membros do EEI)
- **Kd** – com base no custo de emissão das debêntures de empresas do setor

Amostra: debêntures emitidas por empresas de distribuição nos últimos 10 anos

- **Estrutura de capital** – considera relação DL/EBITDA = **3x** para máximo endividamento: **Ke: 52% | Kd: 48%**
- **Considera delta relativo ao risco do negócio**

**Atualização:** feita anualmente e, uma vez aplicado, é definitiva até a próxima RTP

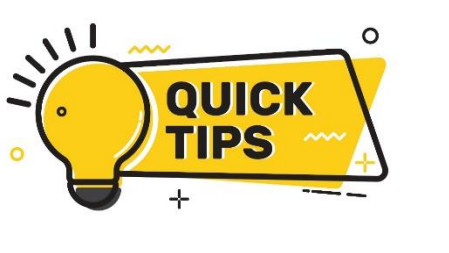
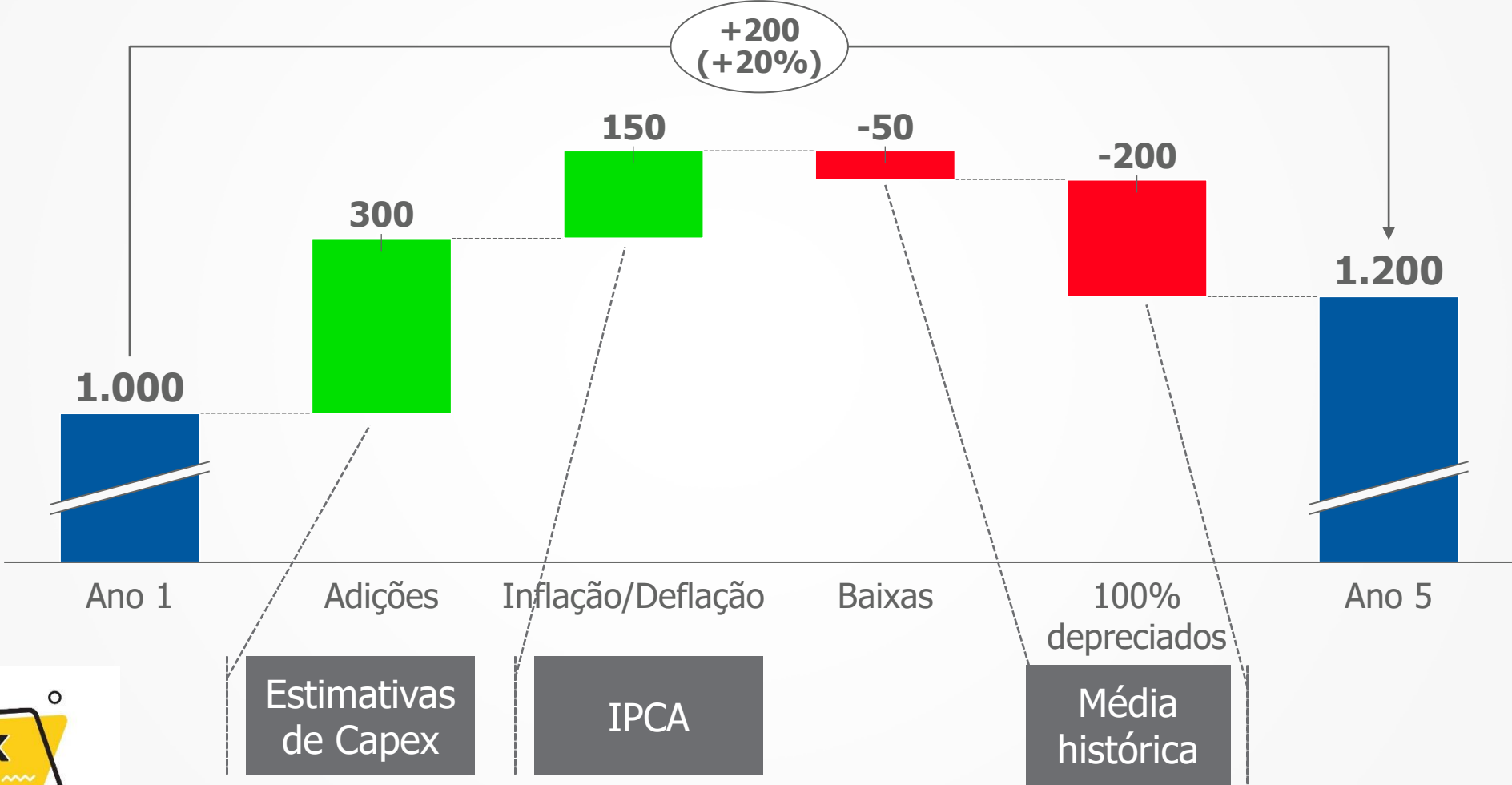
São calculadas as taxas  $r_{WACC}$  para os 5 anos anteriores ao ano de aplicação, sendo:

- Remuneração do Ke – média dos 5 anos anteriores
- Remuneração do Kd - ano anterior ao ano de aplicação



# BRR – Base de Remuneração Regulatória – Exemplo teórico

BRR Bruta | R\$ MM (em termos nominais)



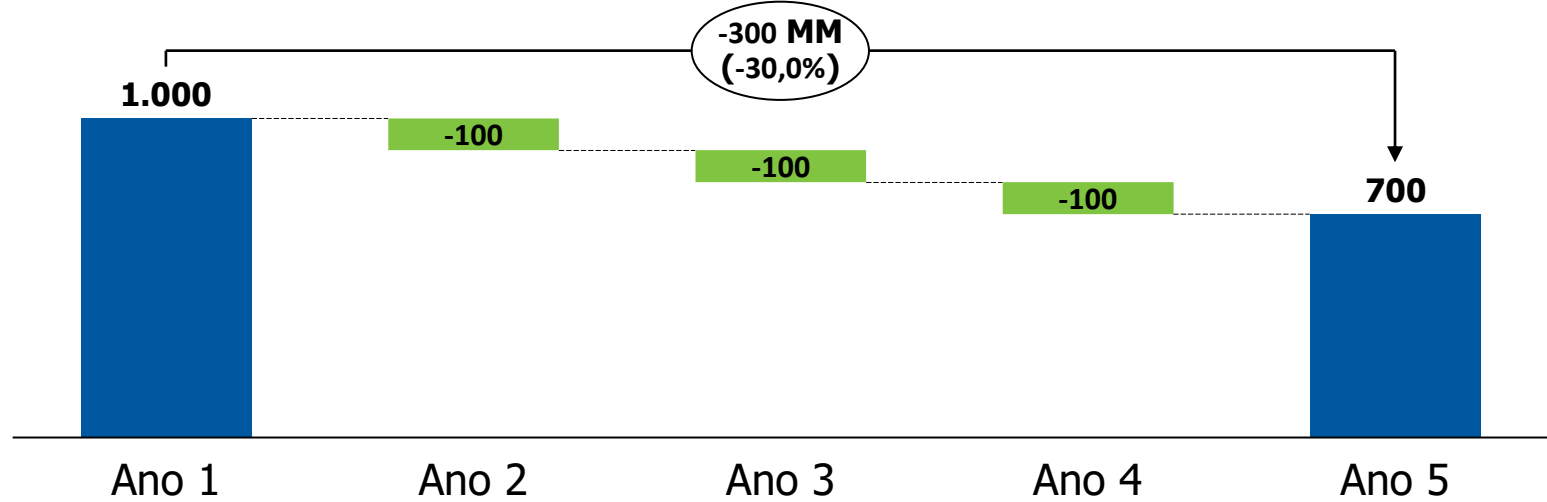


# BRR – Base de Remuneração Regulatória

Para bens de vida útil curta, cabe atentar para o momento em que o Capex é realizado



- Investimento no Início do Ciclo



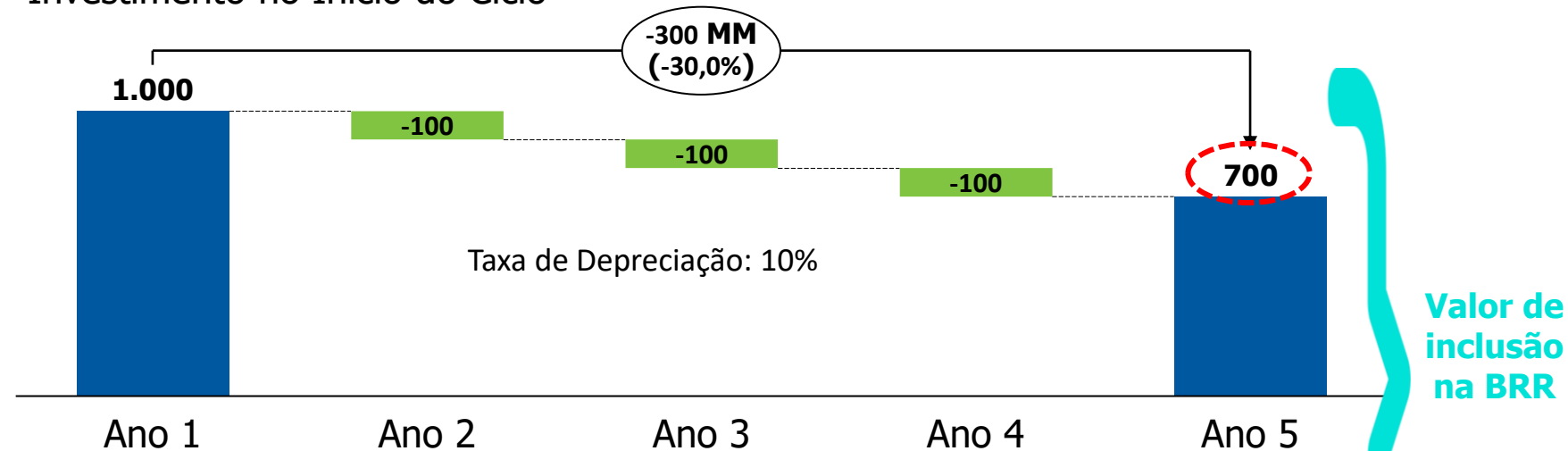


# BRR – Base de Remuneração Regulatória

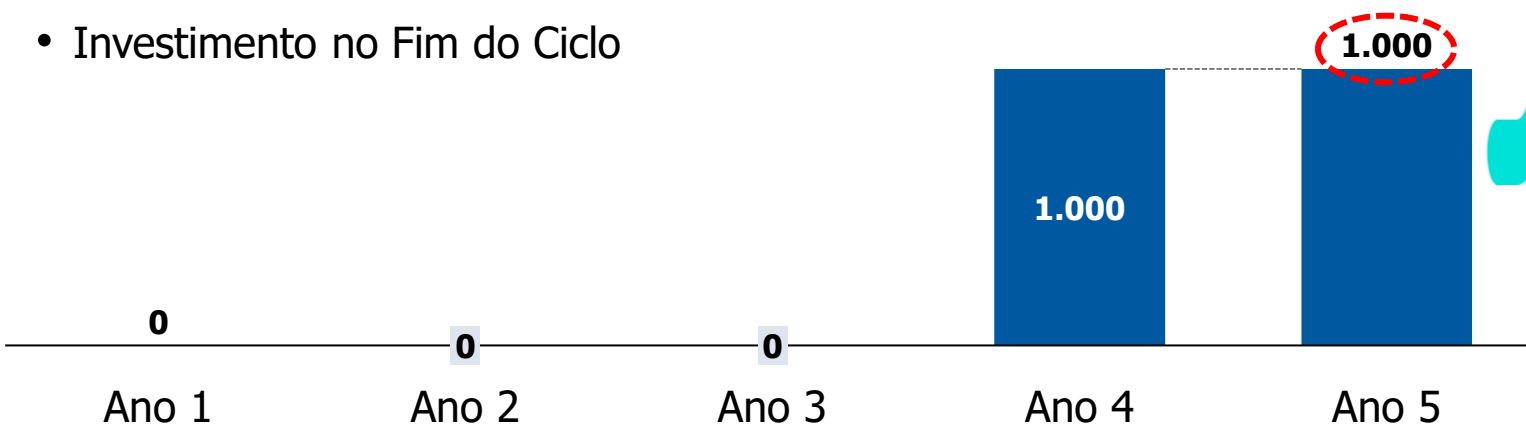
Para bens de vida útil curta, cabe atentar para o momento em que o Capex é realizado



- Investimento no Início do Ciclo



- Investimento no Fim do Ciclo



# BAR – Base de Anuidades Regulatórias

A **BAR** é composta pelos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível:

- ✓ Intangível – Softwares, Outros
- ✓ Máquinas e Equipamentos – Administração
- ✓ Terrenos – Administração
- ✓ Veículos
- ✓ Edificações, Obras Civas e Benfeitorias – Administração
- ✓ Móveis e Utensílios

**BAR: ativos não-elétricos**, ou seja, não são incluídos no AIS (Ativo Imobilizado em Serviço) da BRR

Regulatoriamente: é definida a partir de uma **relação com o AIS** obtido nos laudos de avaliação da RTP

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1/IPCA_0)^{0,167} \quad (9)$$

onde:

*BAR*: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

*AIS*: Ativo imobilizado em serviço aprovado na RTP;

*IA*: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na RTP;

*IPCA<sub>1</sub>*: Valor do índice IPCA na data da revisão tarifária; e

*IPCA<sub>0</sub>*: Valor do índice IPCA em 1º/1/2015.



## 01

O modelo de regulação vigente busca compartilhar os ganhos de produtividade obtidos pela distribuidora com seus consumidores



Para se gerar valor na Distribuição, se fazem necessários investimentos de maneira constante e uma busca contínua por eficiência operacional e redução de custos

## 02

Nem todos os investimentos trazem resultados positivos:

- Os investimentos prudentes em **BRR** garantem remuneração do capital e QRR, embora decrescentes a depender do momento de sua realização
- Os investimentos em **BAR** equivalem a uma “despesa”; logo, não possuem remuneração pelo capital investido, embora colaborem para aumentar a eficiência do negócio



## 03

# 1.4 Composição da Tarifa

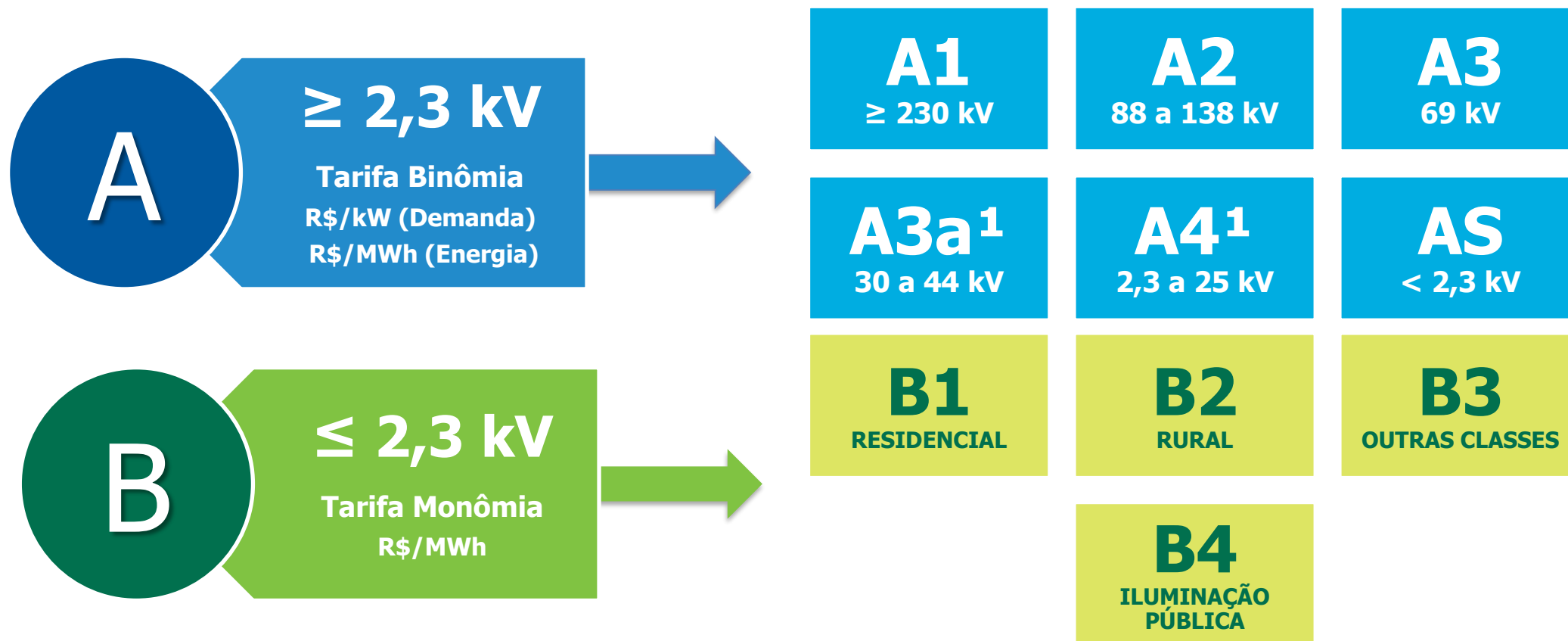


# Composição da Tarifa – abertura por classe



Definição dada pelo  
**Artigo 177 do**  
**Decreto No.**  
**41.019/1957,**  
alterado pelos Decretos  
No. 75.887/1975 e No.  
86.463/1981.

# Composição da Tarifa – abertura por grupo e tensão



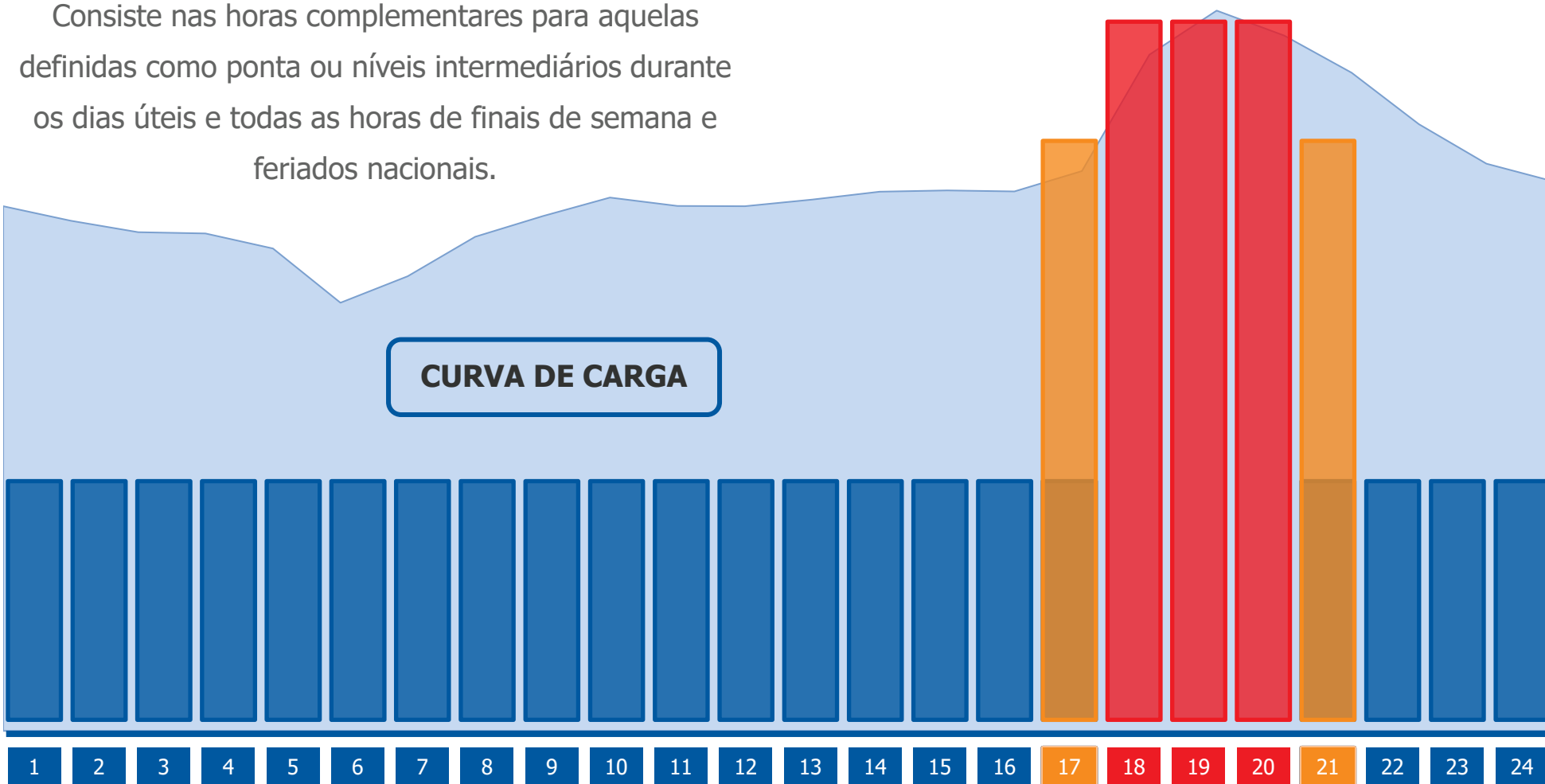
1) A partir do 3CRTP os subgrupos A3a e A4 foram agrupados com o propósito de construção de tarifa EV

# Composição da tarifa – nível tarifário

## FORA PONTA (FP)

Consiste nas horas complementares para aquelas definidas como ponta ou níveis intermediários durante os dias úteis e todas as horas de finais de semana e feriados nacionais.

### CURVA DE CARGA



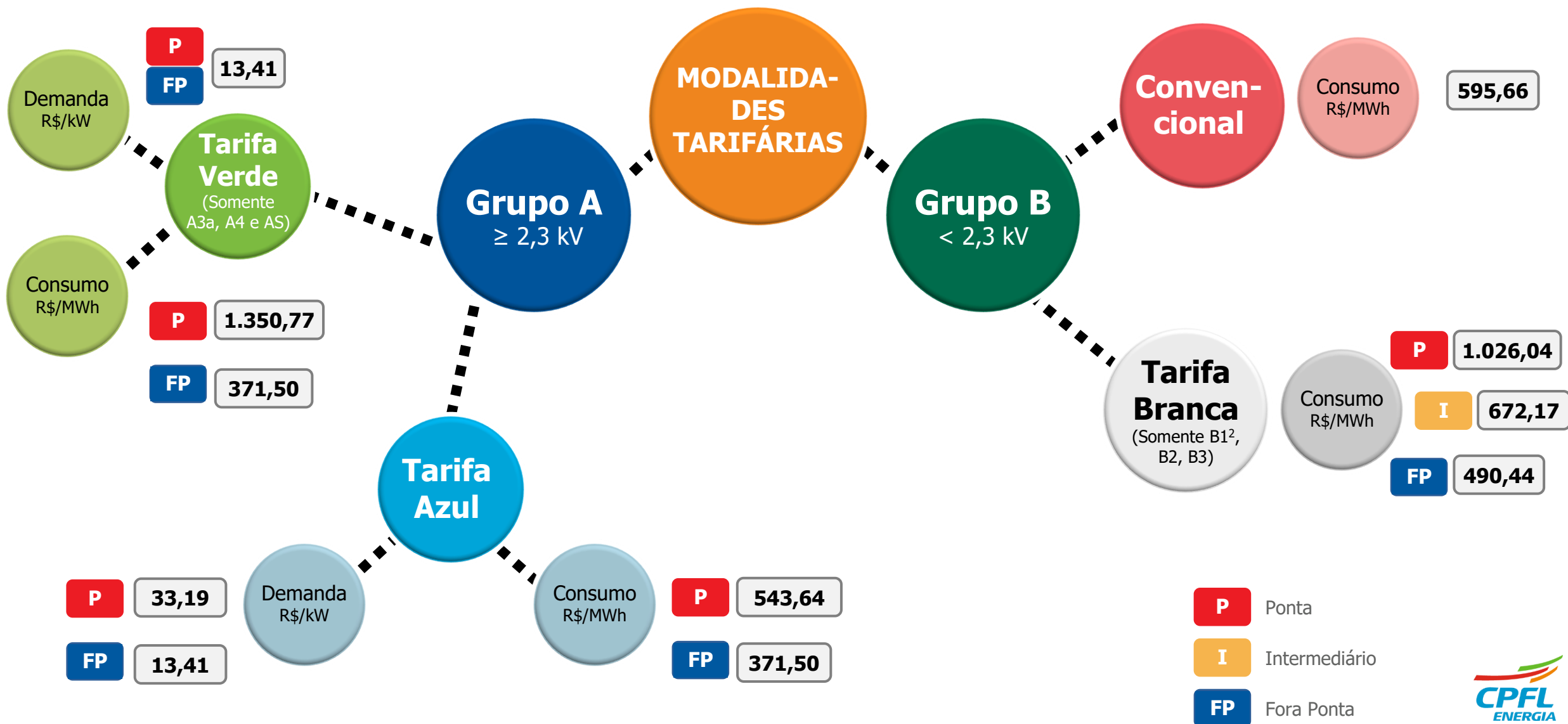
## PONTA (P)

Três horas consecutivas em dias úteis definidas pela DISTRIBUIDORA e aprovadas pela ANEEL, exceção feita aos finais de semana e feriados nacionais.

## INTERMEDIÁRIO (I)

Consiste em duas horas durante os dias da semana – uma imediatamente antes e outra imediatamente após a ponta.

# Composição da Tarifa – modalidades tarifárias



1) Valores considerando o RTA 2021 da CPFL Paulista; 2) Não disponível para a Tarifa Baixa Renda.



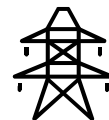
# Nível Tarifário – Reajustes Tarifários Anuais (RTA) e Revisões Tarifárias Periódicas (RTP)

## Receita Requerida – Nível Tarifário



### Custos Gerenciáveis

- OPEX
- Remuneração do Capital e Depreciação



### Custos não-gerenciáveis

- Energia Comprada
- Encargos e Transmissão



### Liquidação de Débitos e Créditos

Conta de Compensação de Itens da Parcela A (CVA)

#### Reajuste Tarifário Anual (RTA)

Ajustada por inflação (-) produtividade esperada e índice de qualidade (Fator X)


#### Revisão Tarifária Periódica (RTP)

cada 4 ou 5 anos

Compartilha ganhos com consumidores e incentiva aumento na eficiência

Recalculado a cada ano para compensar efeitos da inflação sobre as tarifas e passar aos consumidores certas mudanças na estrutura de custos da distribuidora que estão além de seu controle, como os custos de compra de energia e certos encargos setoriais.

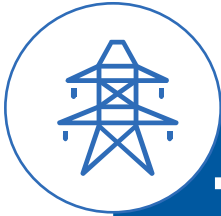
# Estrutura Tarifária – Como a Receita Requerida é dividida entre os consumidores

	TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO		TARIFA DE ENERGIA
	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
 Consumidor Cativo	✓	✓	✓
 Consumidor Livre	✓	✓	✗
 Geradores	✓	✓	✗

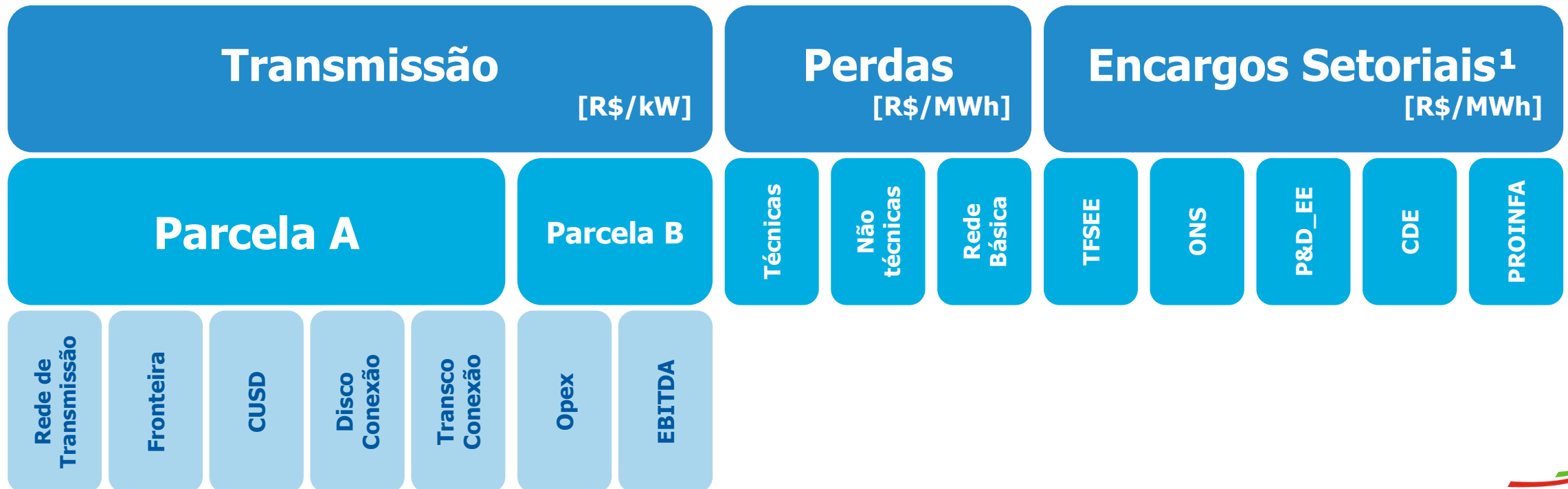
Em termos, a migração dos consumidores para o mercado livre é neutra para as Distribuidoras, uma vez que o pagamento da demanda (TUSD) permanece após a migração. O desafio se deve ao risco de supercontratação.

# Composição Tarifária para Clientes Cativos e Livres

**Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição:** valores determinados pela ANEEL, em R\$/MWh ou R\$/kW, aplicados às contas mensais dos clientes do Sistema de distribuição de energia



## Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)



1) Custos são alocados em proporção ao consumo de energia

# Composição Tarifária – apenas para Clientes cativos

**Tarifa de Energia:** Valores definidos pela ANEEL, em R\$/MWh, cobrados pelo faturamento mensal pela distribuidora em referência ao consumo dos contratos

## Tarifa de Energia (TE)

[R\$/MWh]

### Compra de Energia<sup>1</sup>

Perdas de Energia

Contratos Regulados

Renovação de Cotas

Cotas de Angra

Cotas de Itaipu

### Transmissão ITAIPU<sup>1</sup>

### Perdas Rede Básica

### Encargos Setoriais<sup>1</sup>

CFURRH

P&D\_EE

ESS/EER

1) Custos são alocados em proporção ao consumo de energia

# 04

Após definir a Receita Requerida da Distribuidora, a Aneel distribui o montante total entre os postos tarifários, a fim de dar o sinal tarifário adequado a cada tipo de cliente



Consumidores que optam pelo mercado livre não pagam Tarifa de Energia (TE), apenas a TUSD. Nesse caso, o cliente deverá negociar sua energia no ACL, que segue regras próprias

# 05

# 06

A Parcela A é revista anualmente para atualização de custos. Já a parcela B é determinada na RTP, incorporando os investimentos do ciclo anterior, e sofre atualização monetária nos RTAs





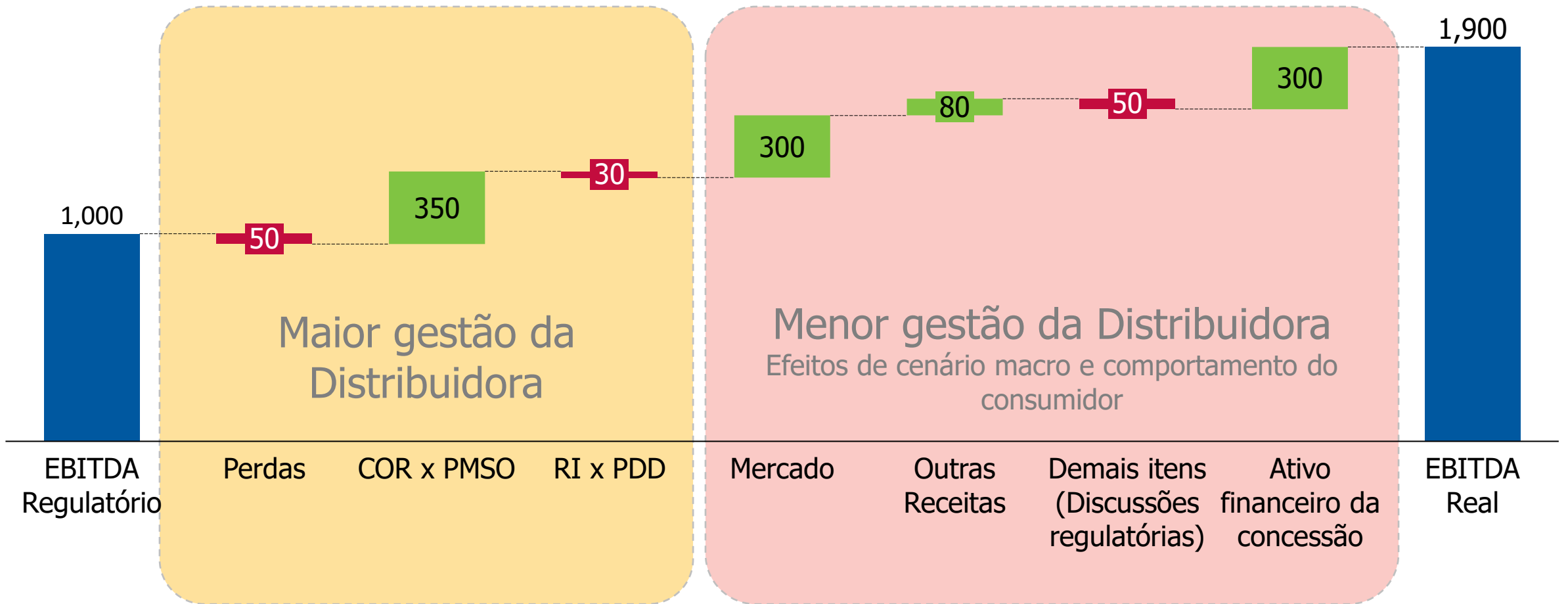
## 2. EBITDA Real *versus* Regulatório

O que garante a *outperformance*?

- ✓ Quando o comportamento do consumidor é (des)favorável
- ✓ Em quais pontos a eficiência operacional é fundamental
- ✓ Fatores não associados à regulação tarifária
- ✓ O que muda no “novo” contrato de concessão



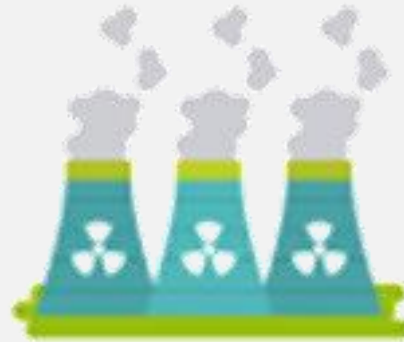
# EBITDA Real *versus* Regulatório – Exemplo teórico



1) Demais itens: Parcela A, muitas compensatórias, fundo de pensão etc.

# 2.1 Perdas

# Compra de Energia



**Contratos Regulados** (Contratos bilaterais e leilões)

**Renovação de Cotas** (Lei . 12.783/13)

**Cotas de Angra**

**Cotas de Itaipu**

**Perdas de Energia<sup>1</sup>**



# Perdas na Distribuição – Exemplo teórico

**Impacto Perdas (GWh) = (% Perda regulatória - % Perda real) \* Carga cativa**

			Regulatório	Real
<b>GWh</b>	A	Carga na Concessão	1.000	900
	B	Perdas na Distribuição	100	99
<b>Percentual Perdas</b>	C = B/A	Perdas na Distribuição	10,0%	11,0%
	D = C x A	Perda Real - Perda Regulatória		1,0%

**Impacto Perdas (R\$) = MWh Perdas reais acima do regulatório \* Pmix R\$/MWh**

<b>GWh</b>	<b>E = D x A</b>	<b>1,0% x Carga</b>	<b>9,0</b>
<b>Impacto R\$</b>	F	Tarifa média de Compra de Energia	200,00
	<b>G = F x E</b>	<b>Impacto (unidades monetárias)</b>	<b>(1.800)</b>

O limite para a redução de perdas não é o nível regulatório, pois se estiver abaixo deste nível pode trazer um ganho para a distribuidora.

# Perdas na Rede Básica – Exemplo teórico

Perda regulatória considera 12 meses anteriores

**Impacto Perdas (GWh) = (% Perda regulatória - % Perda real) \* Carga cativa bruta**

			Regulatório	Real
<b>GWh</b>	A	Carga Cativa bruta	600	550
	B	Perdas na Rede Básica	15,0	12,1
<b>Percentual Perdas</b>	C = B/A	Perdas na Rede Básica	2,50%	2,20%
	D = C x A	Perda Real - Perda Regulatória		(0,30%)

**Impacto Perdas (R\$) = MWh Perdas reais acima do regulatório \* Pmix R\$/MWh**

<b>GWh</b>	<b>E = D x A</b>	<b>(0,30%) x Carga</b>	<b>0,165</b>
<b>Impacto R\$</b>	F	Tarifa média de Compra de Energia	200,00
	<b>G = F x E</b>	<b>Impacto (unidades monetárias)</b>	<b>33</b>

O limite para a redução de perdas não é o nível regulatório, pois se estiver abaixo deste nível pode trazer um ganho para a distribuidora.



## 2.2 COR x PMSO

## CUSTOS OPERACIONAIS REGULATÓRIOS

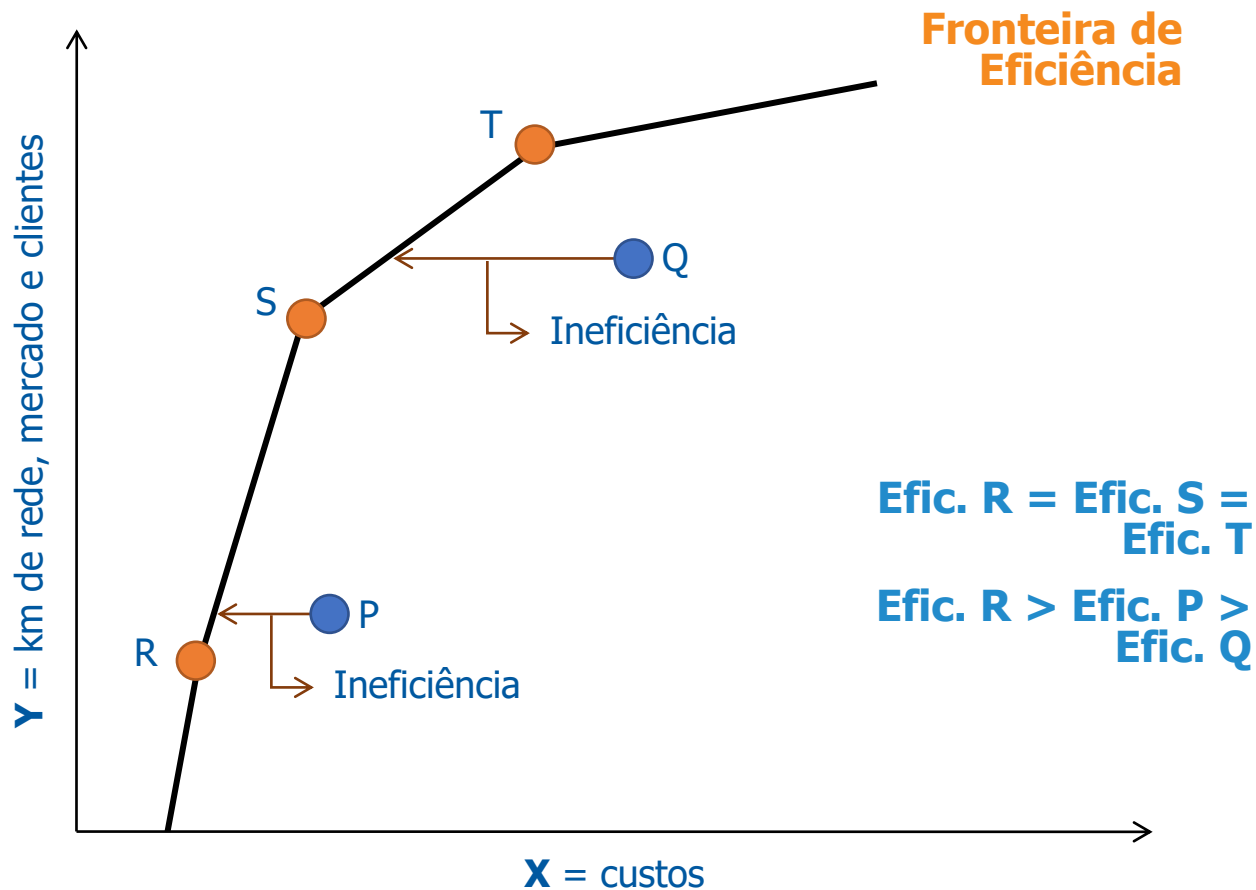
- Análise baseada em conceitos de eficiência:
  - **Custos com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros.**
  - **Eficiência** é a relação entre os produtos e insumos, pelo Benchmarking das distribuidoras
  - **Estimula a competição** entre as empresas
  - Quanto **maior a eficiência, maior** o percentual de **repasse de custos reais**
  - Não há reconhecimento das despesas jurídicas, exceto condenações trabalhistas (a partir do 4º ciclo), déficits e superávits atuariais e Programa de Aposentadoria e/ou Demissão Voluntária

## PMSO

- **Pessoal**
  - Salários e encargos
- **MSO**
  - Serviços e Materiais Operacionais
  - Veículos, TI, Infra
  - Provisões jurídicas com cobertura

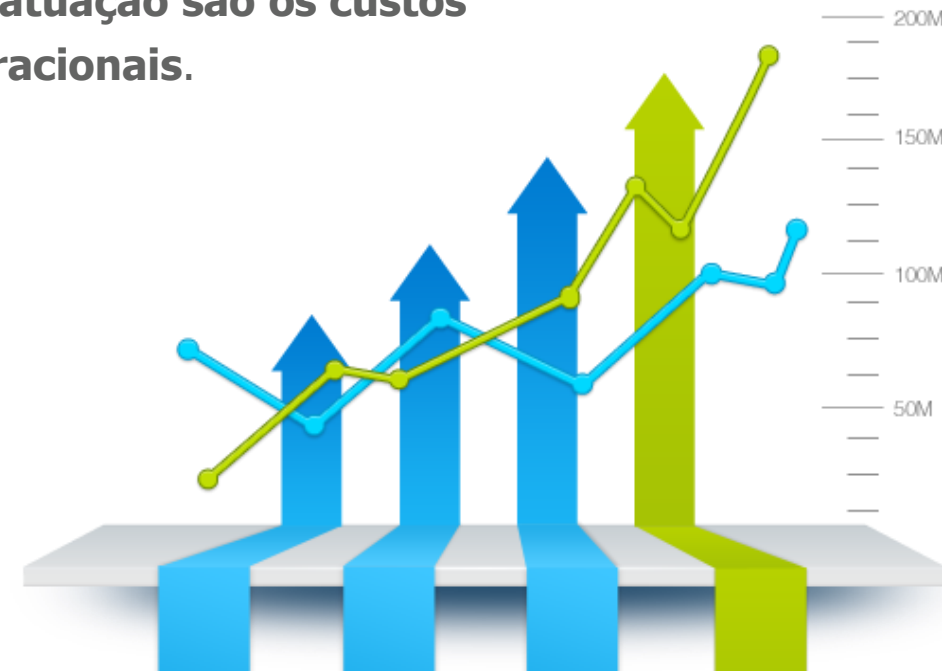


## CUSTOS OPERACIONAIS

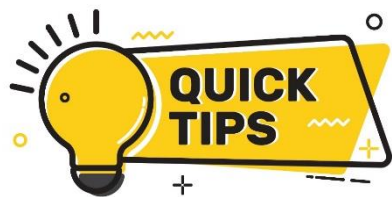


- Para uma empresa **se tornar mais eficiente** na visão do *benchmarking* é necessário **melhorar a relação insumo/produto**.

- Como as distribuidoras não controlam a variável clientes, km de rede e mercado, **o único ponto de sua atuação são os custos operacionais**.



# Premissa chave: Qual o nível de OPEX em relação a cobertura?

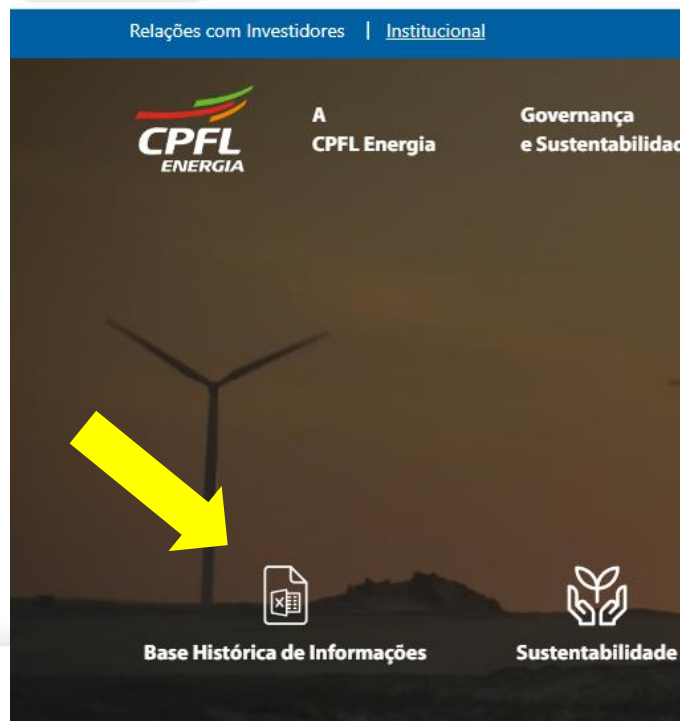


## Onde conseguir essas informações para premissar uma modelagem?

Coberturas são divulgadas no Documento SPARTA (ANEEL) no momento da RTP.

A CPFL Energia divulga no site de RI estimativa desses valores atualizados através de metodologia própria, após cada RTA.

www.cpfl.com.br/ri

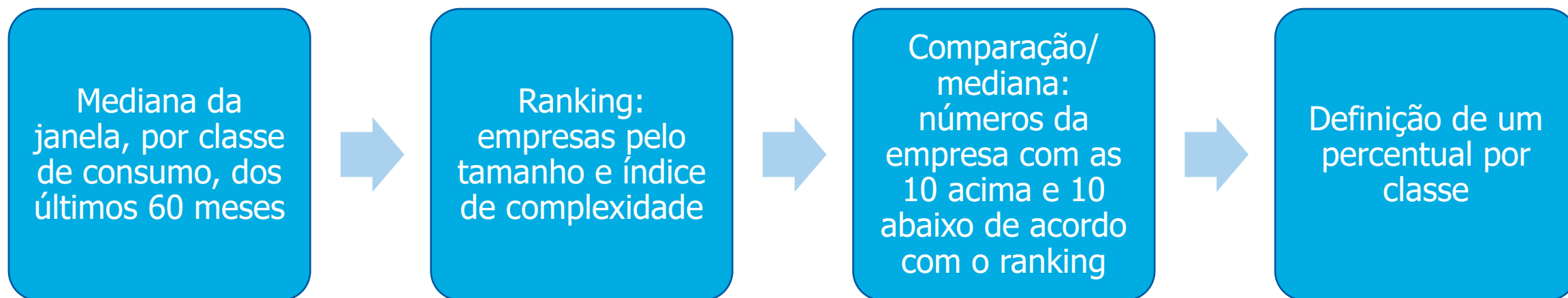


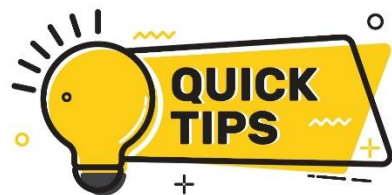
DISTRIBUIDORAS	CPFE B3 LISTED NM							
	Reajuste Tarifário Anual (RTA) - Distribuidoras							
	cpfl paulista abr-22		cpfl piratinga out-21		RGE jun-22		cpfl santa cruz mar-22	
2.4. Receita Irrecuperável	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	8,3	0,6%
<b>3. PARCELA B - VPB</b>	<b>4.178,0</b>	<b>28,3%</b>	<b>1.437,7</b>	<b>28,2%</b>	<b>3.518,6</b>	<b>34,1%</b>	<b>407,8</b>	<b>28,0%</b>
3.1 - Remuneração do Capital (RC) <sup>1</sup>	1.371,9	9,29%	494,5	9,69%	1.256,1	12,05%	151,7	10,40%
3.2 - Quota de Reintegração Regulatória (QRR) <sup>1</sup>	708,4	4,80%	220,5	4,32%	593,2	5,42%	74,3	5,09%
<b>3.3 - Custos Operacionais (CO3)</b>	<b>1.810,6</b>	<b>12,26%</b>	<b>695,3</b>	<b>13,62%</b>	<b>1.408,4</b>	<b>14,54%</b>	<b>172,3</b>	<b>11,81%</b>
3.4 - Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (VI)	126,3	0,86%	50,8	1,00%	81,1	0,69%	0,0	0,00%
3.5 - Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	339,7	2,30%	104,2	2,04%	259,0	2,36%	35,9	2,46%
3.6 - Ajuda em função dos investimentos realizados	0,0	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%

## 2.3 RI x PDD



### Submódulo 2.6 A - Perdas de Energia e Receitas Irrecuperáveis





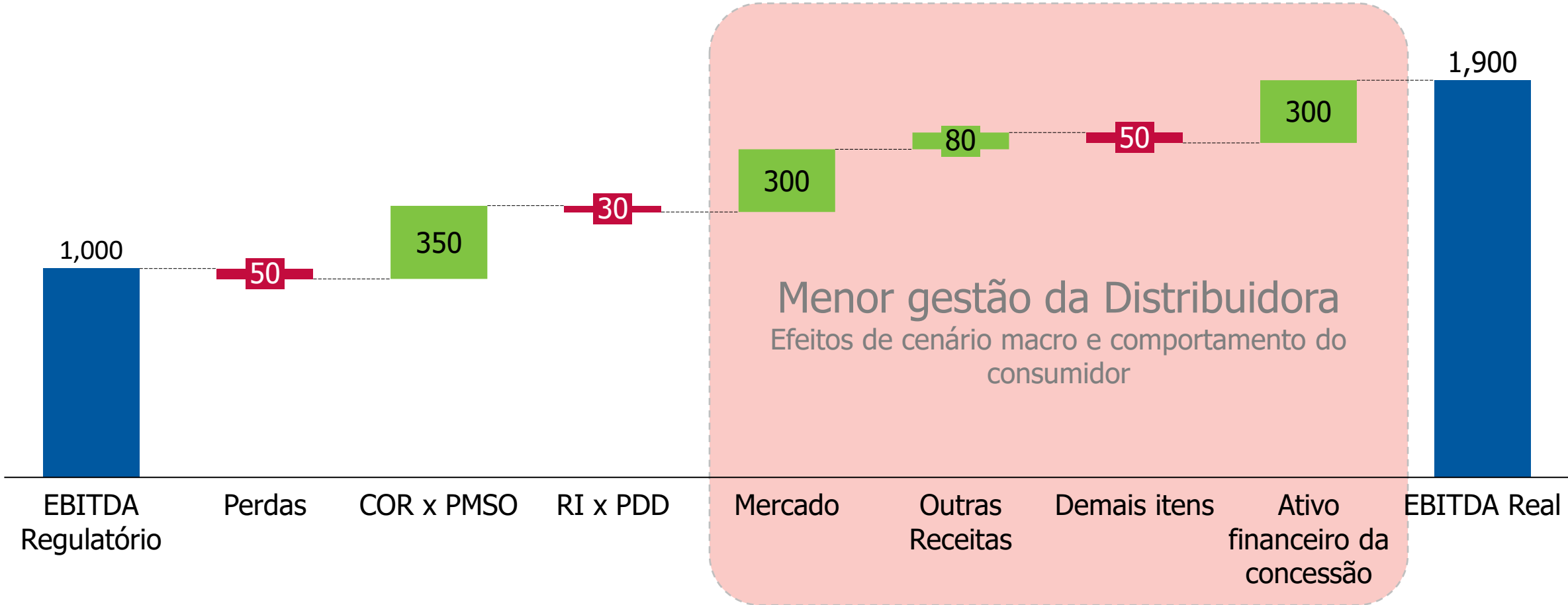
## Cobertura para Receitas Irrecuperáveis

Reajuste Tarifário Anual (RTA) - Distribuidoras				
DISTRIBUIDORAS	cpfl paulista		cpfl piratininga	
	abr-22		out-21	
RESULTADOS	R\$ MM	(%)	R\$ MM	(%)
<b>1. RECEITA REQUERIDA TOTAL</b>	<b>14.766,6</b>	<b>100%</b>	<b>5.104,5</b>	<b>100%</b>
<b>3. PARCELA B - VPB</b>	<b>4.178,0</b>	<b>28,3%</b>	<b>1.437,7</b>	<b>28,2%</b>
3.1 - Remuneração do Capital (RC) <sup>1</sup>	1.371,9	9,29%	494,5	9,69%
3.2 - Quota de Reintegração Regulatória (QRR) <sup>1</sup>	708,4	4,80%	220,5	4,32%
3.3 - Custos Operacionais (CO3)	1.810,6	12,26%	695,3	13,62%
<b>3.4 - Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)</b>	<b>126,3</b>	<b>0,86%</b>	<b>50,8</b>	<b>1,00%</b>

## DRE CPFL Paulista

1S22	
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>	
Fornecimento de Energia Elétrica	8.434.205
Suprimento de Energia Elétrica	120.304
Receita com Construção de Infraestrutura	928.401
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	302.725
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	(712.848)
Outras Receitas Operacionais	1.732.880
	<b>10.805.666</b>
<i>PDD</i>	(87.002)
<i>PDD %</i>	1,03%

# EBITDA Real versus Regulatório – Exemplo teórico



1) Demais itens: Parcela A, muitas compensatórias, fundo de pensão etc.

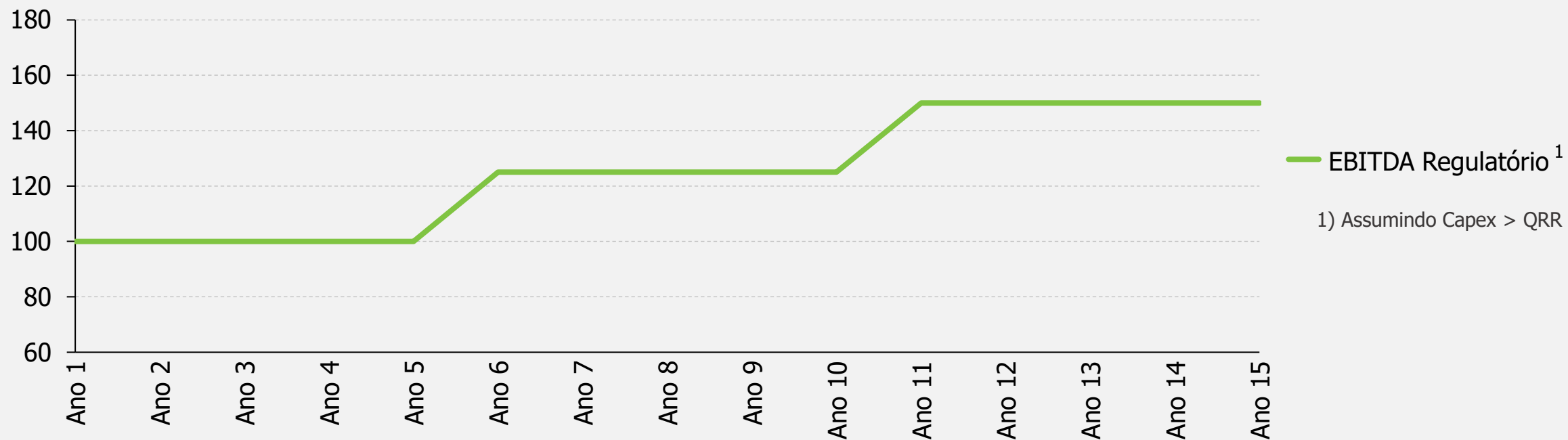


# 2.4 Mercado

# Mercado

Como o mercado afeta o EBITDA ao longo do tempo?

## Exemplo teórico:

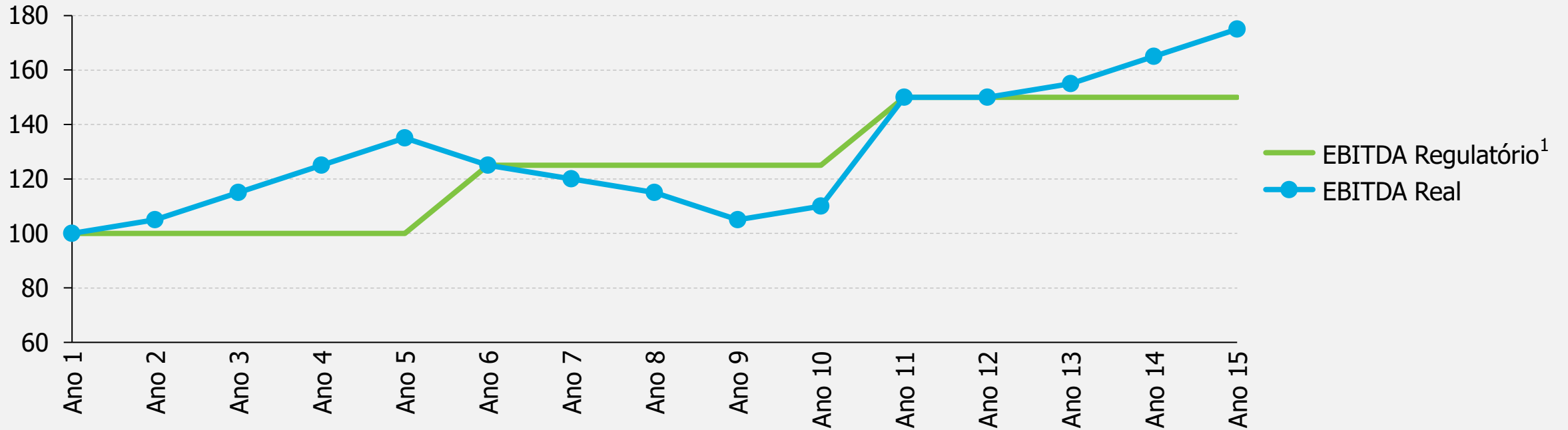




# Mercado

Como o mercado afeta o EBITDA ao longo do tempo?

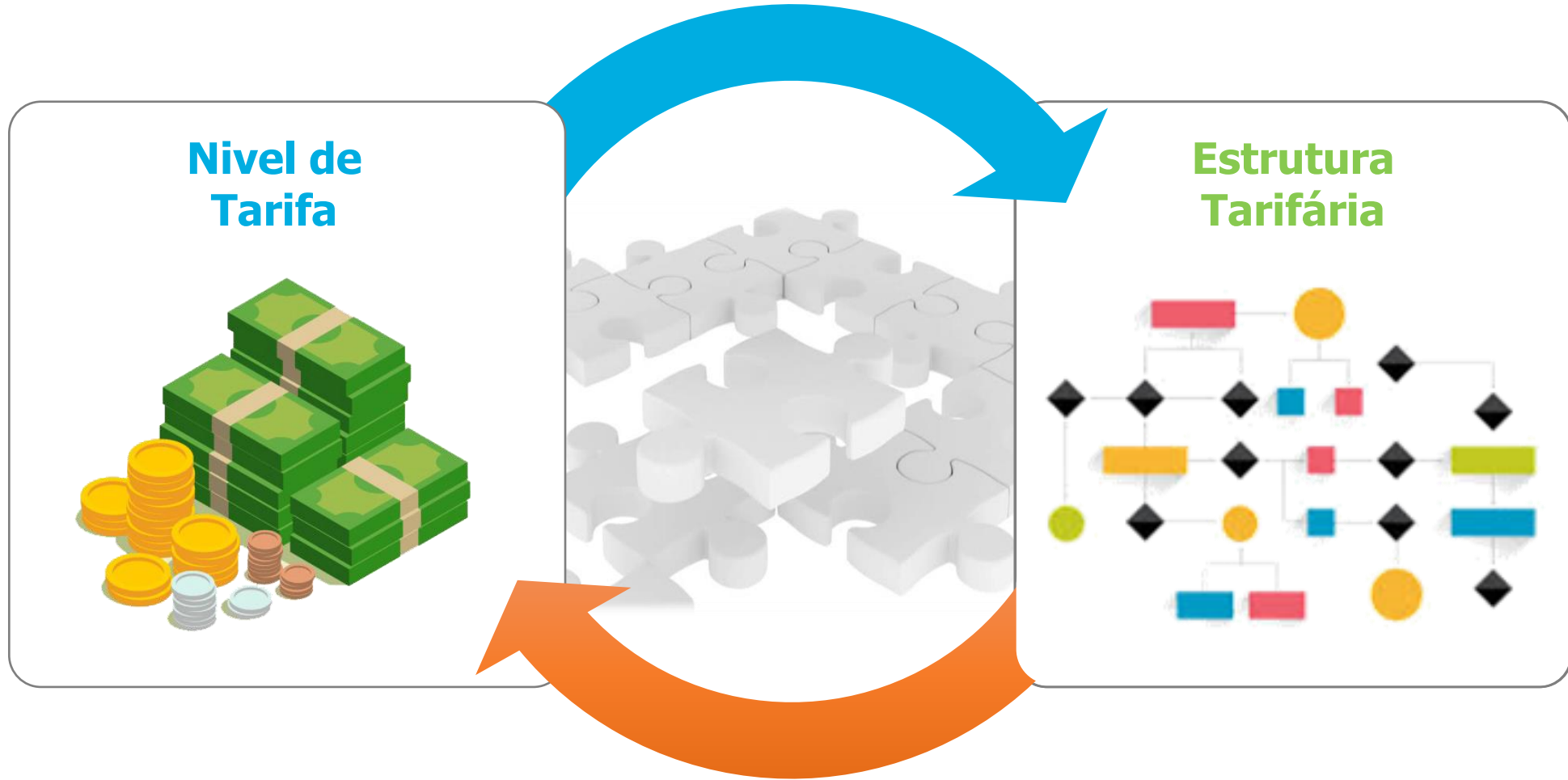
## Exemplo teórico:



- Ebitda real é influenciado pelo **desempenho de mercado** no período intra-ciclo
- Ganhos/perdas observados ao longo dos anos são risco da Distribuidora
- Na RTP (Revisão Tarifária), o volume de mercado é ajustado, bem como os demais parâmetros (refletindo o aumento da BRR)

1) Assumindo Capex > QRR

# Composição Tarifária – Nível de tarifa e estrutura

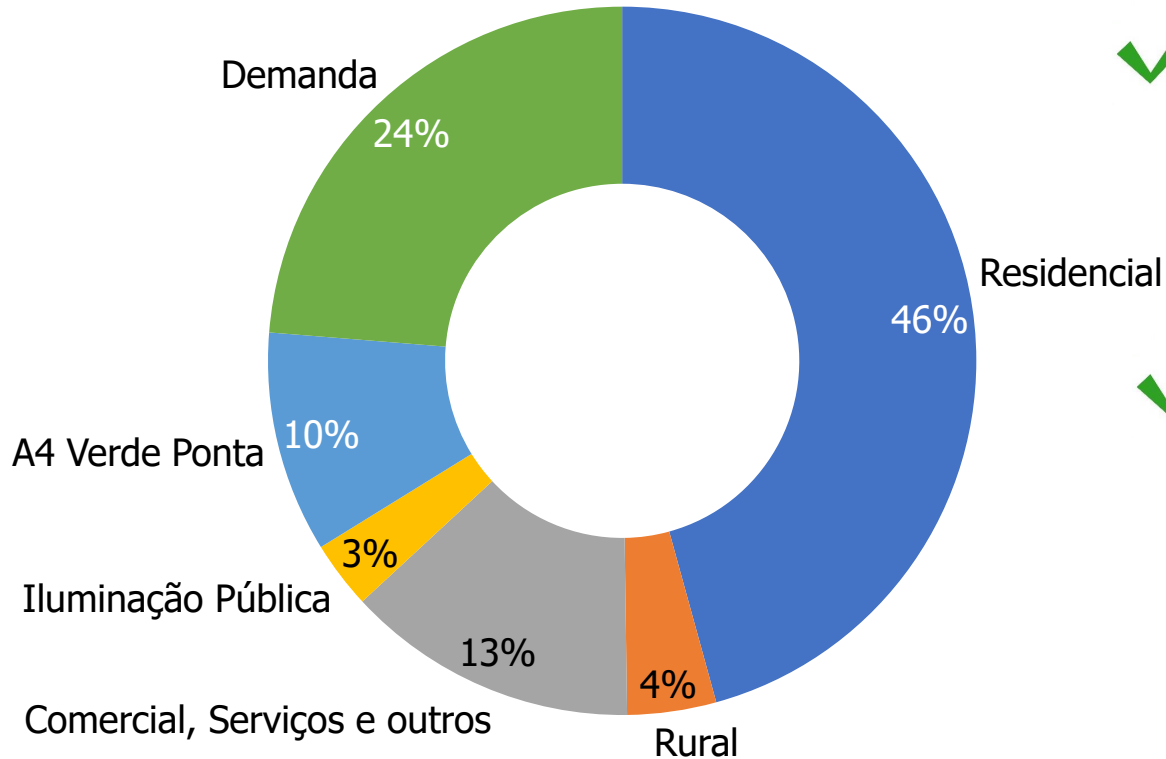


# Abertura da Receita de "Fio B" por classe



"Fio B" é a componente Tarifária cobrada na TUSD. Cada classe e subtipo de cliente possui um peso diferente

## Receita Fio B por classe CPFL Paulista no 1S22

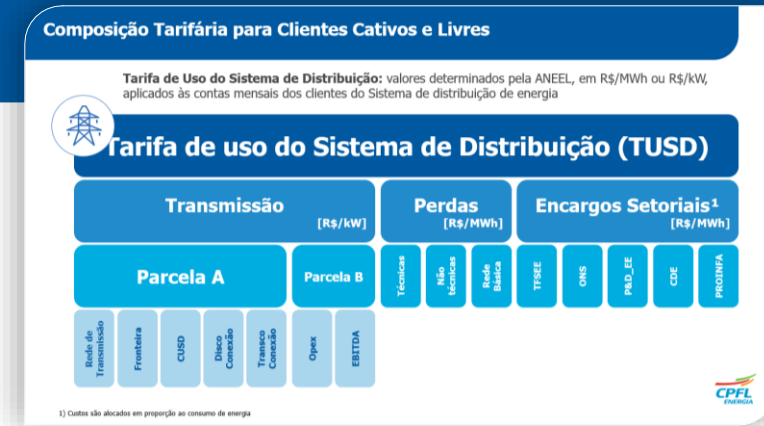


**Clientes ligados em BT** - Residencial, Rural, Iluminação Pública, Comercial, Serviços e Outros - obedecem a uma dinâmica atrelada ao nível de consumo de cada classe



**Clientes ligados em AT/MT** - Demanda e A4 verde Ponta tem uma lógica um pouco distinta:

- A **demand**a é contratada para os próximos 12 meses, portanto a receita é mais estável;
- Já o **consumo A4 verde ponta** depende da atividade do cliente.



# 2.5 Outras Receitas

# Outras Receitas

## Exemplo – ITR 1T22 da CPFL Paulista

### ( 19 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	2022		2021	
	2º Trimestre	1º Semestre	2º Trimestre	1º Semestre
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>				
<b>Classe de consumidores</b>				
Residencial	2.232.334	4.598.687	1.923.301	3.991.534
Industrial	373.598	742.680	338.202	684.512
Comercial	825.479	1.676.317	636.911	1.351.165
Rural	157.786	302.133	165.545	294.388
Poderes públicos	148.839	288.109	98.822	203.587
Iluminação pública	132.324	281.185	124.829	233.030
Serviço público	208.862	422.639	194.462	381.728
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>4.079.223</b>	<b>8.311.749</b>	<b>3.482.072</b>	<b>7.139.944</b>
Fornecimento não faturado (líquido)	(78.626)	122.456	(63.858)	(38.406)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(1.931.925)	(3.549.689)	(1.570.366)	(3.205.314)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>2.068.672</b>	<b>4.884.516</b>	<b>1.847.848</b>	<b>3.896.224</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas	8.721	20.219	14.642	29.308
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(2.985)	(5.836)	(2.554)	(5.041)
Energia elétrica de curto prazo	59.757	100.085	260.393	329.261
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>65.493</b>	<b>114.468</b>	<b>272.481</b>	<b>353.528</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	1.934.910	3.555.525	1.572.920	3.210.355
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	691.173	1.235.439	521.819	1.012.258
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	(6.485)	(19.199)	(7.571)	(22.712)
Receita de construção da infraestrutura de concessão	496.342	928.401	303.210	549.436
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 7)	(97.836)	(7.12.848)	379.131	482.690
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 8)	177.666	302.725	88.584	187.688
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	202.620	374.418	143.540	277.900
Outras receitas e rendas	73.307	142.222	60.524	117.570
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>3.471.697</b>	<b>5.806.683</b>	<b>3.062.157</b>	<b>5.815.185</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>	<b>5.605.862</b>	<b>10.805.666</b>	<b>5.182.485</b>	<b>10.064.937</b>



# Outras Receitas

## Exemplo – ITR 1T22 da CPFL Paulista

### ( 19 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	2022		2021	
	2º Trimestre	1º Semestre	2º Trimestre	1º Semestre
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>				
<b>Classe de consumidores</b>				
Residencial	2.232.334	4.598.687	1.923.301	3.991.534
Industrial	373.598	742.680	338.202	684.512
Comercial	825.479	1.676.317	636.911	1.351.165
Rural	157.786	302.133	165.545	294.388
Poderes públicos	148.839	288.109	98.822	203.587
Iluminação pública	132.324	281.185	124.829	233.030
Serviço público	208.862	422.639	194.462	381.728
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>4.079.223</b>	<b>8.311.749</b>	<b>3.482.072</b>	<b>7.139.944</b>
Fornecimento não faturado (líquido)	(78.626)	122.456	(63.858)	(38.406)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(1.931.925)	(3.549.689)	(1.570.366)	(3.205.314)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>2.068.672</b>	<b>4.884.516</b>	<b>1.847.848</b>	<b>3.896.224</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas	8.721	20.219	14.642	29.308
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(2.985)	(5.836)	(2.554)	(5.041)
Energia elétrica de curto prazo	59.757	100.085	260.393	329.261
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>65.493</b>	<b>114.468</b>	<b>272.481</b>	<b>353.528</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	1.934.910	3.555.525	1.572.920	3.210.355
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	691.173	1.235.439	521.819	1.012.258
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	(6.485)	(19.199)	(7.571)	(22.712)
Receita de construção da infraestrutura de concessão	496.342	928.401	303.210	549.436
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 7)	(97.836)	(712.848)	379.131	482.690
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 8)	177.666	302.725	88.584	187.688
Aporte CDE - baixa renda - demais subsídios tarifários e descontos				
<b>Outras receitas e rendas</b>			<b>73.307</b>	<b>142.222</b>
Outras receitas operacionais	3.471.697	5.806.683	3.062.157	5.815.185
<b>Total da receita operacional bruta</b>	<b>5.605.862</b>	<b>10.805.666</b>	<b>5.182.485</b>	<b>10.064.937</b>

# Outras Receitas

## Exemplos:

- ✓ Aluguel de postes
- ✓ Renda de Prestação de Serviço
- ✓ Arrendamentos e Aluguéis
- ✓ Serviços Taxados

## Modelo regulatório

- Receita permanece no resultado no 1º momento, sendo devidos todos os impostos
- 60% da receita bruta é destinada à modicidade tarifária → dedução de parcela B pós RTP
- Captura: média da receita dos 36 meses anteriores ao 6º mês anterior à RTP, atualizada por IGP-M, multiplicada por 12

**Efeito no resultado em um período determinado**

Exemplo teórico	
<b>Receita</b>	<b>1.000</b>
PIS/Cofins (não neutro)	-93
P&D	-10
<b>EBITDA</b>	<b>898</b>
IR/CS	-305
<b>Lucro Líquido</b>	<b>592</b>

# Outras Receitas – efeito no longo prazo

Simulação assumindo custo = ZERO

	Ciclo 1					Ciclo 2				
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
<b>Outras Receitas</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>
Parcela B - modicidade						-600	-600	-600	-600	-600
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>
PIS/Cofins (não neutro)	-93	-93	-93	-93	-93	-37	-37	-37	-37	-37
P&D	-10	-10	-10	-10	-10	-4	-4	-4	-4	-4
<b>EBITDA</b>	<b>898</b>	<b>898</b>	<b>898</b>	<b>898</b>	<b>898</b>	<b>359</b>	<b>359</b>	<b>359</b>	<b>359</b>	<b>359</b>
IR/CS	-305	-305	-305	-305	-305	-122	-122	-122	-122	-122
<b>Lucro Líquido</b>	<b>592</b>	<b>592</b>	<b>592</b>	<b>592</b>	<b>592</b>	<b>237</b>	<b>237</b>	<b>237</b>	<b>237</b>	<b>237</b>

## 2.6 Demais itens

# Indicadores de qualidade Aneel – DEC/FEC

Indicadores

**DEC/DIC** (índice de duração média de interrupção do Sistema/consumidor) :  
Indica o número de horas, em média, que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

**FEC/FIC** (Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema/Consumidor):  
Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

**DMIC** (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora):  
Máxima interrupção de energia contínua em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

**DEC e FEC são verificados por conjunto elétrico. DIC e FIC são indicadores individuais que geram o pagamento de compensação financeira pelas distribuidoras aos consumidores, verificados por unidade consumidora.**

# Multas compensatórias

## Exemplo – ITR 1T22 da CPFL Paulista

### ( 19 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	2022		2021	
	2º Trimestre	1º Semestre	2º Trimestre	1º Semestre
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>				
<b>Classe de consumidores</b>				
Residencial	2.232.334	4.598.687	1.923.301	3.991.534
Industrial	373.598	742.680	338.202	684.512
Comercial	825.479	1.676.317	636.911	1.351.165
Rural	157.786	302.133	165.545	294.388
Poderes públicos	148.839	288.109	98.822	203.587
Iluminação pública	132.324	281.185	124.829	233.030
Serviço público	208.862	422.639	194.462	381.728
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>4.079.223</b>	<b>8.311.749</b>	<b>3.482.072</b>	<b>7.139.944</b>
Fornecimento não faturado (líquido)	(78.626)	122.456	(63.858)	(38.406)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(1.931.925)	(3.549.689)	(1.570.366)	(3.205.314)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>2.068.672</b>	<b>4.884.516</b>	<b>1.847.848</b>	<b>3.896.224</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas	8.721	20.219	14.642	29.308
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(2.985)	(5.836)	(2.554)	(5.041)
Energia elétrica de curto prazo	59.757	100.085	260.393	329.261
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>65.493</b>	<b>114.468</b>	<b>272.481</b>	<b>353.528</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	1.934.910	3.555.525	1.572.920	3.210.355
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	691.173	1.235.439	521.819	1.012.258
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	(6.485)	(19.199)	(7.571)	(22.712)
Receita de construção da infraestrutura de concessão	496.342	928.401	303.210	549.436
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 7)	(97.836)	(7.12.848)	379.131	482.690
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 8)	177.666	302.725	88.584	187.688
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	202.620	374.418	143.540	277.900
Outras receitas e rendas	73.307	142.222	60.524	117.570
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>3.471.697</b>	<b>5.806.683</b>	<b>3.062.157</b>	<b>5.815.185</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>	<b>5.605.862</b>	<b>10.805.666</b>	<b>5.182.485</b>	<b>10.064.937</b>



# Multas compensatórias

## Exemplo – ITR 1T22 da CPFL Paulista

### ( 19 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

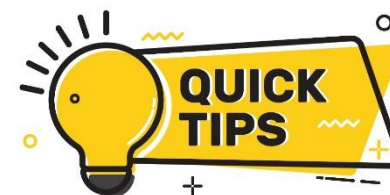
	2022		2021	
	2º Trimestre	1º Semestre	2º Trimestre	1º Semestre
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>				
<b>Classe de consumidores</b>				
Residencial	2.232.334	4.598.687	1.923.301	3.991.534
Industrial	373.598	742.680	338.202	684.512
Comercial	825.479	1.676.317	636.911	1.351.165
Rural	157.786	302.133	165.545	294.388
Poderes públicos	148.839	288.109	98.822	203.587
Iluminação pública	132.324	281.185	124.829	233.030
Serviço público	208.862	422.639	194.462	381.728
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>4.079.223</b>	<b>8.311.749</b>	<b>3.482.072</b>	<b>7.139.944</b>
Fornecimento não faturado (líquido)	(78.626)	122.456	(63.858)	(38.406)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(1.931.925)	(3.549.689)	(1.570.366)	(3.205.314)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>2.068.672</b>	<b>4.884.516</b>	<b>1.847.848</b>	<b>3.896.224</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas	8.721	20.219	14.642	29.308
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(2.985)	(5.836)	(2.554)	(5.041)
Energia elétrica de curto prazo	59.757	100.085	260.393	329.261
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>65.493</b>	<b>114.468</b>	<b>272.481</b>	<b>353.528</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	1.934.910	3.565.525	1.572.920	3.210.355
<b>(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos</b>			<b>(12.714)</b>	<b>(15.141)</b>
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 7)	(97.836)	(712.848)	379.131	482.690
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 8)	177.666	302.725	88.584	187.688
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares	202.620	374.418	143.540	277.900
Outras receitas e rendas	73.307	142.222	60.524	117.570
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>3.471.697</b>	<b>5.806.683</b>	<b>3.062.157</b>	<b>5.815.185</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>	<b>5.605.862</b>	<b>10.805.666</b>	<b>5.182.485</b>	<b>10.064.937</b>

# Multas compensatórias

## Exemplo – ITR 1T22 da CPFL Paulista

### ( 19 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	2022		2021	
	2º Trimestre	1º Semestre	2º Trimestre	1º Semestre
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>				
<b>Classe de consumidores</b>				
Residencial	2.232.334	4.598.687	1.923.301	3.991.534
Industrial	373.598	742.680	338.202	684.512
Comercial	825.479	1.676.317	636.911	1.351.165
Rural	157.786	302.133	165.545	294.388
Poderes públicos	148.839	288.109	98.822	203.587
Iluminação pública	132.324	281.185	124.829	233.030
Serviço público	208.862	422.639	194.462	381.728
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>4.079.223</b>	<b>8.311.749</b>	<b>3.482.072</b>	<b>7.139.944</b>
Fornecimento não faturado (líquido)	(78.626)	122.456	(63.858)	(38.406)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(1.931.925)	(3.549.689)	(1.570.366)	(3.205.314)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>2.068.672</b>	<b>4.884.516</b>	<b>1.847.848</b>	<b>3.896.224</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas	8.721	20.219	14.642	29.308
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(2.985)	(5.836)	(2.554)	(5.041)
Energia elétrica de curto prazo	59.757	100.085	260.393	329.261
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>65.493</b>	<b>114.468</b>	<b>272.481</b>	<b>353.528</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	1.934.910	3.555.525	1.572.920	3.210.355
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	691.173	1.235.439	521.819	1.012.258
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	(6.485)	(19.199)	(7.571)	(22.712)
Receita de construção da infraestrutura de concessão	496.342	928.401	303.210	549.436
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 7)	(97.836)	(712.848)	379.131	482.690
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 8)	177.666	302.725	88.584	187.688
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	202.620	374.418	143.540	277.900
Outras receitas e rendas	73.307	142.222	60.524	117.570
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>3.471.697</b>	<b>5.806.683</b>	<b>3.062.157</b>	<b>5.815.185</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>	<b>5.605.862</b>	<b>10.805.666</b>	<b>5.182.485</b>	<b>10.064.937</b>



**Premissa para projeção:**

Média histórica + % RTA

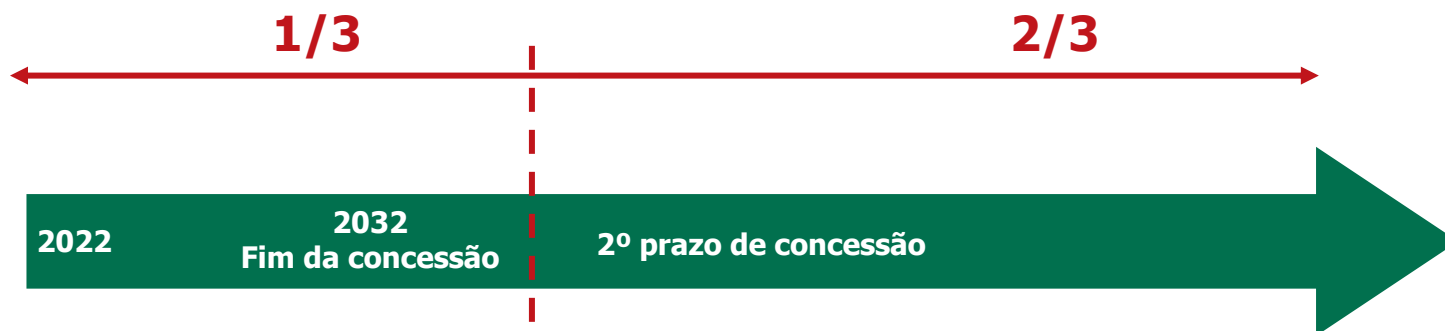
## 2.7 Ativo financeiro da concessão

# Ativo financeiro da concessão

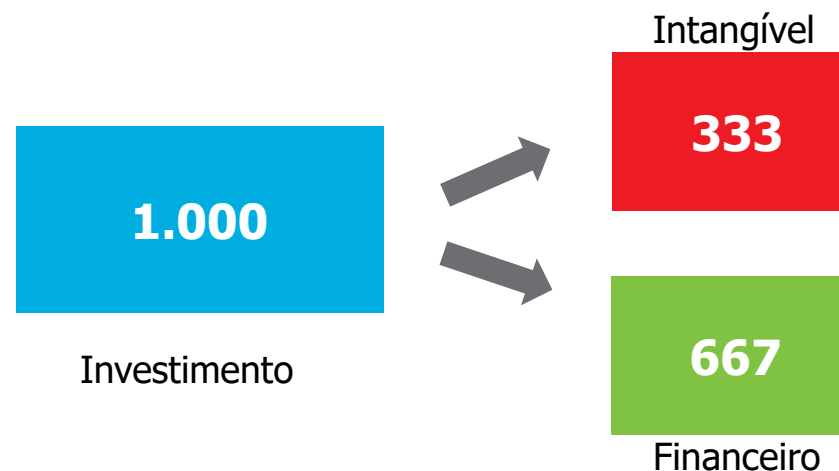
- É a parcela do investimento que não pode ser amortizada dentro do período da concessão
- Serve como uma *proxy* da indenização a ser recebida pelo acionista ao final da concessão, pelos ativos não amortizados
- A **atualização monetária** desse ativo é contabilizada na receita operacional
- Trata-se apenas de registro contábil, **sem efeito em caixa**

## Exemplo teórico:

- Investimento de R\$ 1.000,00
- Depreciação: 30 anos
- Taxa: 3,3% a.a



## Bifurcação:



## 07

Os itens sob gestão das distribuidoras são:

- Redução de Perdas
- Eficiência em PMSO
- Redução da inadimplência



Volumes de mercado diferentes do homologado na RTP afetam o resultado.

Outras Receitas e demais efeitos – em menor escala – também contribuem para o Ebitda

## 08

## 09

O Ativo Financeiro da Concessão tem efeito relevante sobre o Ebitda nos últimos anos da concessão, porém não representa um ganho no *valuation*, pois não tem efeito no caixa



## 2.8 Contrato novo



# Principais diferenças entre contratos antigos e contratos renovados a partir de 2015

	Contrato antigo	Contrato novo
 <p><b>Reajuste da Parcela B no RTA</b></p>	<p>IGP-M (-) Fator X</p>	<p>IPCA (-) Fator X</p>
 <p><b>Neutralidade da Parcela A</b></p>	<p>Apenas para encargos setoriais</p>	<p>Inclui compra de energia e encargos de transmissão</p>
 <p><b>Cobertura de Receitas Irrecuperáveis</b></p>	<p>Compõe a parcela B</p>	<p>Compõe a parcela A</p>
 <p><b>KPIs de qualidade e econômico-financeiro</b></p>	<p>Aplicados a partir de 2022</p>	<p>Regra de transição de 2016 a 2021</p>





## Encargos Setoriais

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Encargo de Sistema dos Sistemas (ESS)

Programa de Incentivo para Fontes Alternativas (PROINFA)

Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)



## Encargos de Transmissão

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Transporte de Itaipu

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Encargos de Conexão

# CVA e Neutralidade: mecanismos de repasse de custos de Parcela A ao consumidor

Quando **mercado** e **despesas de parcela A** realizam em valores diferentes do homologado pela Aneel, contabilizamos ativos/passivos regulatórios:

## CVA

Elimina as diferenças entre **PREÇO** real e homologado

## Neutralidade

Neutraliza as variações entre **MERCADO** real e homologado

No entanto, a depender do **tipo de contrato** da distribuidora, pode haver impactos de Parcela A no resultado:

	Parcela A	CVA	Neutralidade (antigo)	Neutralidade (novo)
<b>Energia</b>	Energia + Perdas	✓	✗	✓
<b>Encargos de Transmissão</b>	Rede Básica	✓	✗	✓
	Conexão	✗	✗	✓
	Transporte	✓	✗	✓
	TUSD	✗	✗	✓
	CDE	✓	✓	✓
<b>Encargos Setoriais</b>	ESS/EER	✓	✓	✓
	Proinfa	✓	✓	✓
	TFSEE/ONS	✗	✓	✓
	P&D	✗	✗	✗

**Compra de Energia e Transmissão são economicamente neutras quando:** (i) **Energia contratada** estiver entre 100 e 105% da demanda; (ii) **Perdas de Energia** estiverem dentro dos limites regulatórios; e (iii) **Rede básica** estiverem entre 90 e 110% da demanda

# KPIs Aneel de Qualidade e Econômico-Financeiros

Tais contratos trouxeram cláusulas de cumprimento de indicadores de eficiência relacionados à continuidade dos serviços e à Gestão Econômico-Financeira das distribuidoras.

Esses indicadores são avaliados em duas etapas:

- Período de transição (1º ao 5º ano do contrato)
- A partir do 6º ano civil

A partir do 6º ano, foi aprovada resolução normativa que prevê os indicadores e as penalidades que serão implicadas a **todas as distribuidoras**<sup>1</sup> em caso de descumprimento (processo de caducidade).

## ✓ Indicador de Qualidade

DEC interno

FEC interno

## ✓ Indicador Econômico-Financeiro

$$\frac{\text{Dívida Líquida}}{\text{EBITDA} - \text{QRR}} \leq \frac{1}{1,11 * \text{SELIC}}$$

## ✓ Limites da SELIC

Máximo: 9,009% a.a.

$$\frac{1}{1,11 * 9,009\%} = \frac{1}{10\%}$$



Alavancagem de **10,0x**

Mínimo: 6,006% a.a.

$$\frac{1}{1,11 * 6,006\%} = \frac{1}{10\%}$$



Alavancagem de **15,0x**

1) Contratos antigos passam a ser acompanhados e sujeitos à penalidades a partir de 2022.

# Regulamentação da caducidade

## Frequência

## Consequência

### Indicador:

DEC interno e  
FEC interno

3 anos consecutivos  
2 anos consecutivos ou por 3 em 5 anos  
qualquer dos últimos 5 anos do contrato  
1 ano

Abertura do processo de caducidade  
Limitação do pagamento de dividendos/JCP  
Limitação do pagamento de dividendos/JCP  
Plano de Resultados

### Indicador:

$$\frac{\text{Dívida Líquida}}{\text{EBITDA} - \text{QRR}} \leq \frac{1}{1,11 * \text{SELIC}}$$

2 anos consecutivos  
1 ano

Abertura do processo de caducidade  
Limitação do pagamento de dividendos/JCP  
Veda novas contratações da distribuidora  
com partes relacionadas<sup>1</sup>

1) É necessário a distribuidora realizar o pedido de anuência para a ANEEL



### 3. Impostos

Pontos tributários relevantes

- ✓ Como é tratado o PIS/Cofins no segmento de Distribuição
- ✓ O que mudou na alíquota de ICMS com a Lei Complementar 194/22
- ✓ O que afeta a alíquota efetiva de IR/CS





# Tributos sobre a receita | PIS, COFINS e ICMS

Ex: Conta de energia

Neste exemplo utilizamos um cliente com classificação **Tarifa Verde-A4 Industrial**

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO														
Cod. 115	Descrição da Operação	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS%	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,88%	COFINS 4,06%	
0605	Consumo Ponta [KWh] - TUSD	SET/22	281,678	281,678	kWh	1,14236743	321,78				321,78	2,83	13,06	
0605	Consumo Fora Ponta [KWh]-TUSD	SET/22	2.694,766	2.694,766	kWh	0,11692296	315,08				315,08	2,77	12,79	
0601	Cons Ponta - TE	SET/22	281,678	281,678	kWh	0,58914748	165,95	165,95	18,00	29,87	136,08	1,20	5,52	
0601	Cons FPonta TE	SET/22	2.694,766	2.694,766	kWh	0,36057677	971,67	971,67	18,00	174,90	796,77	7,01	32,35	
0601	Consumo Reativo Exc Ponta	SET/22	84,156	84,156	KVr	0,37952919	31,94	31,94	18,00	5,75	26,19	0,23	1,06	
0601	Consumo Reativo Exc Fora Ponta	SET/22	657,123	657,123	KVr	0,37960910	249,45	249,45	18,00	44,90	204,55	1,80	8,30	
0602	Demanda [kW] - TUSD	SET/22	28,503	28,503	KW	16,30518679	464,75				464,75	4,09	18,87	
0602	Demanda [kW] - TUSD	SET/22		1,496	KW	16,30144308	24,40				24,40	0,21	0,99	
0602	Demanda Reat Exced [KW] -TUSD	SET/22		6,863	KW	16,30324710	111,89				111,89	0,98	4,54	
<b>Subtotal</b>							<b>2.656,91</b>							
<b>Total Distribuidora</b>							<b>2.656,91</b>							
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	SET/22					10,02							
<b>Total Devoluções/Ajustes</b>							<b>10,02</b>							
<b>Total a Pagar</b>							<b>2.666,93</b>							
<b>Total Consolidado</b>							<b>2.666,93</b>	<b>1.419,01</b>		<b>265,42</b>	<b>2.401,49</b>	<b>21,12</b>	<b>97,48</b>	

A tarifa faturada de energia já inclui os tributos. De tal forma que os impostos (Pis/Cofins e ICMS) tendem a ser neutro no resultado das Distribuidoras.

Tarifas definidas pela ANEEL são liquidas destes impostos

TARIFA ANEEL			
kWh Ponta TE	R\$ 0,45925000	kW Único	R\$ 15,50000000
kWh Fponta TE	R\$ 0,28107000	Reat.kWh Ponta	R\$ 0,29592000
kWh Ponta TUSD	R\$ 1,08599000	Reat.kWh FPonta	R\$ 0,29592000
kWh FPonta TUSD	R\$ 0,11115000	Reativo kW	R\$ 15,50000000
kW Único	R\$ 15,50000000		

# Tributos sobre a receita | Lei complementar 194/2022

## Ex: Conta de energia



CPFL Energia

Valor Total a Pagar R\$ 2.666,93



Neste exemplo utilizamos um cliente com classificação **Tarifa Verde-A4 Industrial**

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod. 115	Descrição da Operação	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS%	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,88%	COFINS 4,06%
0605	Consumo Ponta [KWh] - TUSD	SET/22	281,678	281,678	kWh	1,14236743	321,78				321,78	2,83	13,06
0605	Consumo Fora Ponta [KWh]-TUSD	SET/22	2.694,766	2.694,766	kWh	0,11692296	315,08				315,08	2,77	12,79
0601	Cons Ponta - TE	SET/22	281,678	281,678	kWh	0,58914748	165,95	165,95	18,00	29,87	136,08	1,20	5,52
0601	Cons FPonta TE	SET/22	2.694,766	2.694,766	kWh	0,36057677	971,67	971,67	18,00	174,90	796,77	7,01	32,35
0601	Consumo Reativo Exc Ponta	SET/22	84,156	84,156	KVr	0,37952919	31,94	31,94	18,00	5,75	26,19	0,23	1,06
0601	Consumo Reativo Exc Fora Ponta	SET/22	657,123	657,123	KVr	0,37960910	249,45	249,45	18,00	44,90	204,55	1,80	8,30
0602	Demanda [kW] - TUSD	SET/22	28,503	28,503	KW	16,30518679	464,75				464,75	4,09	18,87
0602	Demanda [kW] - TUSD	SET/22		1,496	KW	16,30144308	24,40				24,40	0,21	0,99
0602	Demanda Rest Exced [KW] -TUSD	SET/22		6,863	KW	16,30324710	111,89				111,89	0,98	4,54
<b>Subtotal</b>							<b>2.656,91</b>						
<b>Total Distribuidora</b>							<b>2.656,91</b>						
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	SET/22					10,02						
<b>Total Devoluções/Ajustes</b>							<b>10,02</b>						
<b>Total a Pagar</b>							<b>2.666,93</b>						
<b>Total Consolidado</b>							<b>2.666,93</b>	<b>1.419,01</b>		<b>265,42</b>	<b>2.401,49</b>	<b>21,12</b>	<b>97,48</b>

## LEI COMPLEMENTAR 194/2022:

- Não incidência do ICMS sobre os serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica.
- Alíquota limitada a 18% em SP e 17% no RS (Avaliar cada estado)

## Principais racional para modelagem de Imposto de Renda:

- Avaliar regime de cada empresa
- Principais adições e exclusões específicos para as Distribuidoras:
  - **Ultrapassagem de Demanda / Excedente de Reativos**
    - Refere-se a parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada pelo consumidor.
    - Esta receita e tributos serão repassados via modicidade tarifária.
  - **Atualização do ativo Financeiro da Concessão**
    - Exclusão temporária da atualização do ativo financeiro na base de cálculo de IR/CS
    - Realização do passivo diferido ocorre após o final/renovação da concessão





## 4. Pontos de atenção

Outros fatores importantes para o entendimento da Distribuição

- ✓ O que é o Fator X
- ✓ Ativos e passivos financeiros setoriais
- ✓ O que é Sobrecontratação
- ✓ Como a inadimplência de consumidores impactam o resultado financeiro



# 4.1 Fator X

# A Produtividade está prevista no contrato de concessão, é definida pela ANEEL e impacta diretamente a Parcela B nas revisões tarifárias das distribuidoras<sup>1</sup>



## Componentes do Fator X

Produtividade, Qualidade e Trajetória de Custos

XPD



**Componente Pd:** Razão entre a evolução dos **produtos** (mercado faturado) e a variação dos **insumos** (somatório dos custos operacionais e a remuneração do CAPEX).

XQ



**Componente Q:** Variação anual dos indicadores apurados **DEC, FEC, FER, IASC, QUALCOM, INAB e INCO**. Definido em cada RTA podendo variar de + 2% a - 2%.

XT



**Componente T:** Trajetória dos custos operacionais entre o primeiro e o último ano do ciclo tarifário da distribuidora.

Fator X



$$\text{Fator X} = \text{XPD} + \text{XQ} + \text{XT}$$

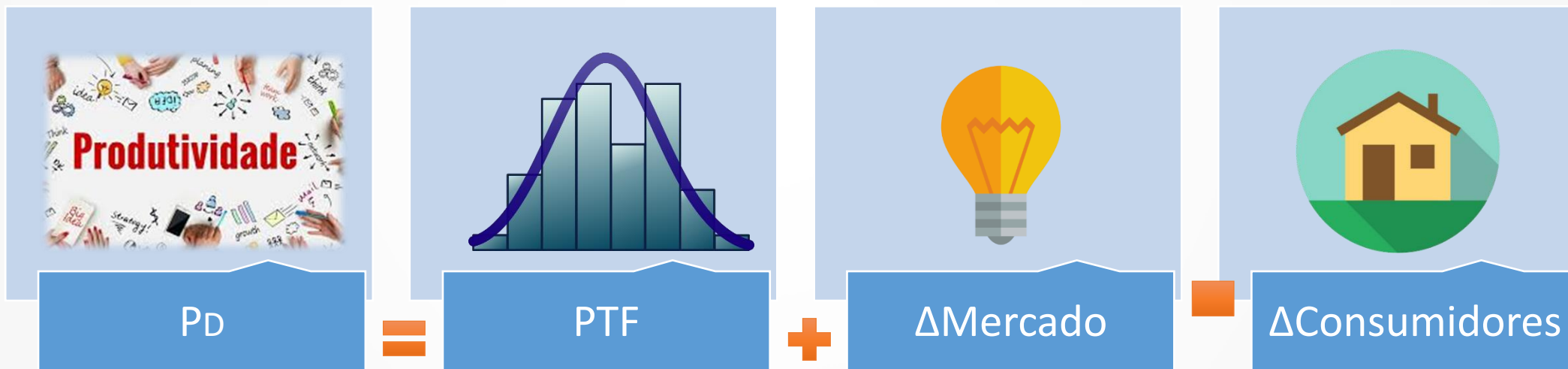
1) Para as concessões que tiveram seus contratos prorrogados, a partir da segunda RTP posterior a prorrogação, a produtividade incidirá também nos RTAs.

# A produtividade é diretamente proporcional ao mercado (MWh) e inversamente proporcional ao número de unidades consumidoras

## ▶ Conceito de Produtividade

Relação Insumos vs. Produtos

Está relacionada à razão entre insumos e produtos: **Produtividade** =  $\frac{\text{Produto}}{\text{Insumo}}$



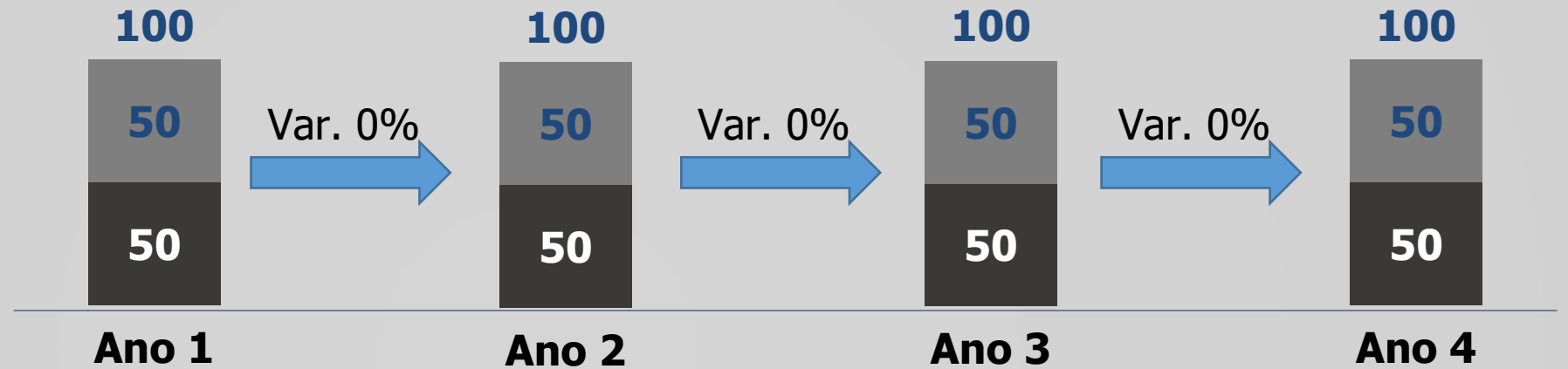
$$Pd = PTF + 0,317 \cdot (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh})$$



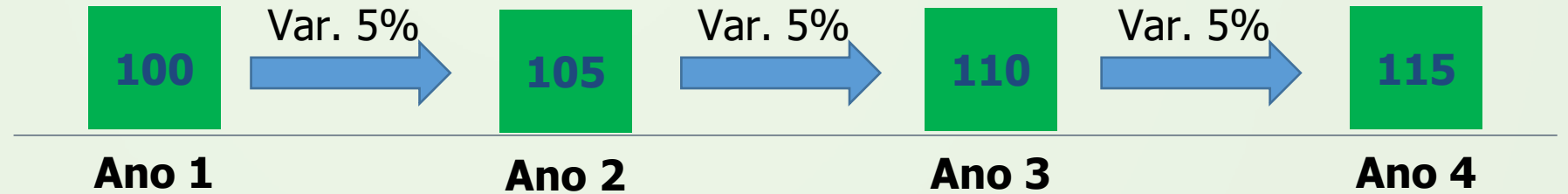
# A produtividade das concessionárias de distribuição é influenciada pela variação anual dos insumos (TOTEX) e produtos (Mercado)

## TOTEX

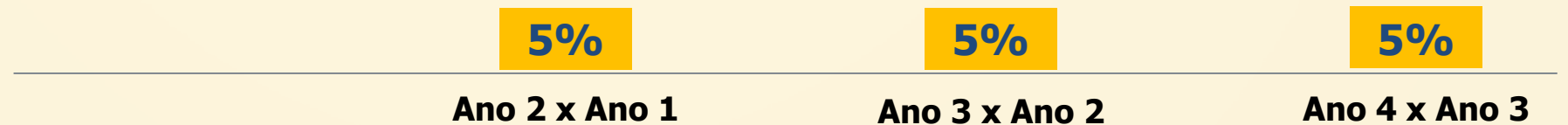
- OPEX
- CAPEX



## Mercado



## Produtividade



## 4.2 Ativo e passivo regulatório

# Ativos e Passivos regulatórios – CVA, Componentes financeiros e outros

**1** Compensação de variação de custos da Parcela A (CVA)

**2** CVA do ano anterior

**3** Neutralidade de encargos setoriais

**4** Sobre Contratação de energia

**5** Componentes financeiros

**6** Outros



**6**  
**Outros:** Bandeiras Tarifárias, PIS/Cofins sobre ICMS etc.

**5**  
**Componentes Financeiros:** Custos da Distribuidora incorridos nos anos anteriores repassados à tarifa

**4**  
**Sobre Contratação:** compra excedente de energia, involuntária, repassada para os consumidores

**1** **2**

**CVA balance:** Soma das diferenças entre o valor dos itens homologados na revisão tarifária e o valor realizado, atualizado pela taxa SELIC

Exemplo: Dólar Itaipu.

**3**

**Neutralidade:** compensa as diferenças entre o volume aprovado na revisão tarifária e o volume realizado

# Ativos e passivos regulatórios

## Exemplo – ITR 2T22 da CPFL Piratininga

### (7) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do período do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

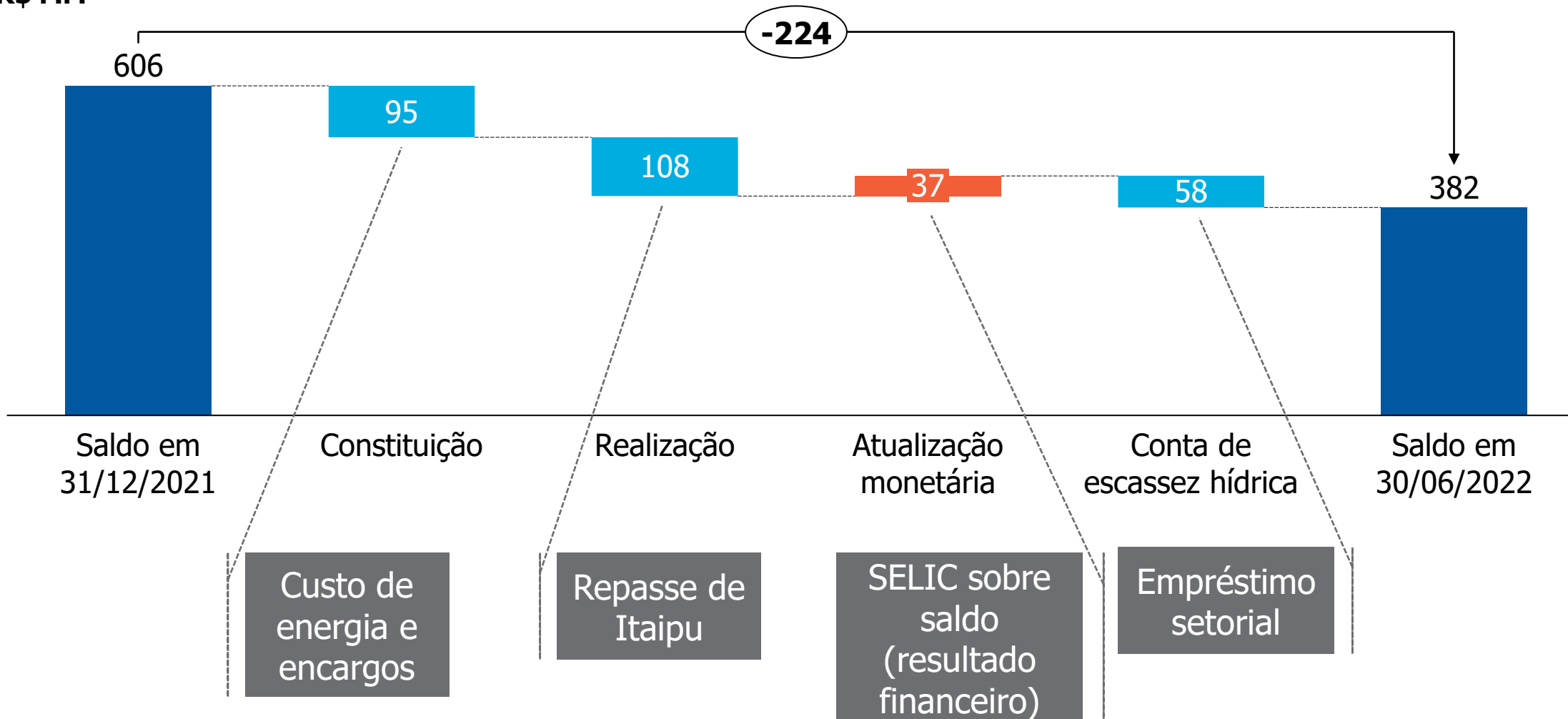
	Saldo em 31/12/2021			Receita operacional (nota 17)		Resultado financeiro (nota 20)	Recebimento	Saldo em 30/06/2022		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Conta de escassez hídrica	Diferido	Homologado	Total
<b>Parcela "A"</b>	<b>346.377</b>	<b>322.470</b>	<b>668.847</b>	<b>(156.176)</b>	<b>(171.183)</b>	<b>35.334</b>	<b>(58.426)</b>	<b>144.546</b>	<b>173.851</b>	<b>318.397</b>
CVA (*)										
CDE (**)	(10.503)	558	(9.945)	194.405	(154)	5.168	-	188.864	609	189.473
Custos energia elétrica	(31.946)	(35.280)	(67.227)	(381.302)	27.395	(8.295)	(18.167)	(442.859)	(4.736)	(447.595)
ESS e EER (***)	234.775	87.441	322.215	(272.726)	(50.188)	10.865	(40.259)	(70.818)	40.726	(30.092)
Proinfra	-	12.186	12.186	38.643	(7.353)	1.861	-	40.060	5.276	45.336
Rede básica	(703)	45.878	45.175	12.869	(26.728)	2.021	-	12.305	21.032	33.337
Repasse de Itaipu	197.299	283.894	481.193	20.563	(160.513)	22.904	-	227.548	136.599	364.147
Transporte de Itaipu	322	4.745	5.067	2.213	(2.718)	213	-	2.557	2.219	4.775
Neutralidade dos encargos setoriais	(10.741)	(40.378)	(51.118)	(13.973)	25.752	(548)	-	(25.262)	(14.626)	(39.888)
Sobrecontratação	(32.126)	(36.573)	(68.699)	243.222	23.325	1.144	-	212.240	(13.248)	198.992
Bandeira Tarifária Faturada	-	-	-	(90)	-	-	-	(90)	-	(90)
<b>Outros componentes financeiros</b>	<b>(3.475)</b>	<b>(59.277)</b>	<b>(62.752)</b>	<b>61.485</b>	<b>63.165</b>	<b>1.919</b>	<b>-</b>	<b>131.437</b>	<b>(67.619)</b>	<b>63.817</b>
<b>Total</b>	<b>342.902</b>	<b>263.193</b>	<b>606.095</b>	<b>(94.691)</b>	<b>(108.018)</b>	<b>37.253</b>	<b>(58.426)</b>	<b>275.982</b>	<b>106.232</b>	<b>382.214</b>

# Ativos e passivos regulatórios

Exemplo – ITR 2T22 da CPFL Piratininga

A variação do saldo é contabilizada na **Receita Operacional**

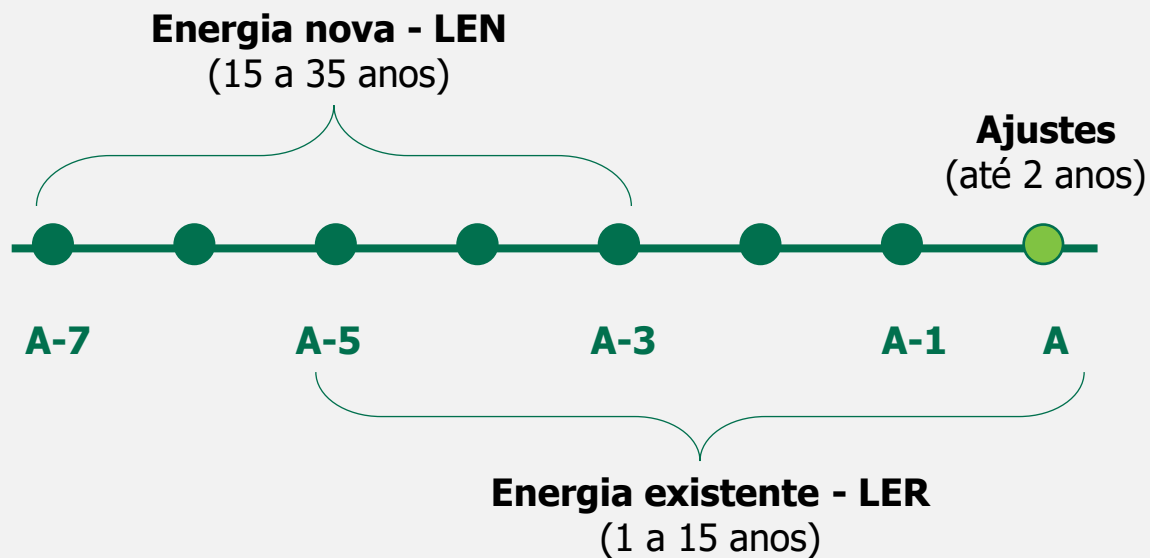
Em R\$ MM



## 4.3 Sobrecontratação


# Sobrecontratação – o que é?

## Tipos de Leilão



 **LFA – Fontes Alternativas**  
**LER – Energia de Reserva**

 **Contratos bilaterais**

 **Quotas de Itaipu**  
**Quotas de Angra**  
**Quotas Lei 12.783/13**



**A sobrecontratação ocorre quando o montante de energia contratada é superior à necessidade de energia da distribuidora (mercado cativo + perdas)**

## Lei 10.848/04 e posteriores



Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN **deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação**, conforme regulamento (...)

II - para a energia elétrica proveniente de **empreendimentos de geração existentes**, a entrega será iniciada **no mesmo ano ou até no quinto ano** subsequente ao da licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 1 (um) e no máximo 15 (quinze) anos;

III - para a energia elétrica proveniente de **novos empreendimentos de geração**, a entrega será iniciada a partir do **terceiro e até o sétimo ano** subsequente ao da licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos; (...)

§ 3º Excetuam-se do disposto no § 2º deste artigo as licitações de compra das distribuidoras para **ajustes, em percentuais a serem definidos pelo Poder Concedente, que não poderão ser superiores a 5% (cinco por cento) de suas cargas, cujo prazo máximo de suprimento será de 2 (dois) anos.**



# Sobrecontratação – o que é?



A regulação permite que **até 105%** seja repassado na tarifa.

- Caso a contratação seja superior a 105%, pode haver:
  - ✓ **Sobrecontratação voluntária:** decorre da estratégia de contratação da distribuidora, que assume o risco de PLD
  - ✓ **Sobrecontratação involuntária:** decorre das quotas da Lei 12.783/13, da migração de clientes livres e especiais e da expansão da Geração Distribuída
- Caso a contratação seja inferior a 100%, a distribuidora deverá comprar energia no mercado de curto prazo (risco PLD) e pagará penalidade de subcontratação

# Sobrecontratação – como identificar o nível de sobrecontratação?

Exemplo – RTA 2022 da RGE – planilha SPARTA/ANEEL

Na aba “Energia”:

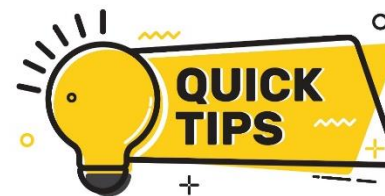
Tipo	Montante contratado	Montante Req sem proir
Geral	15.164.221 MWh	14.530.694 MWh



104,4%

**Energia Contratada ( Sem considerar o PROINFA ) : determinar o custo médio do Mix**

Empresa	Montante	Custo médio
<b>Energia Base</b>	<b>7.278.570 MWh</b>	
Geração Própria	- MWh	-
Cota Angra I/Angra II	545.489 MWh	349,15
Cotas Lei n º 12783/2013	3.490.942 MWh	122,65
Itaipu (tirando as perdas)	3.242.138 MWh	281,21
		-
<b>Bilateral</b>	<b>- MWh</b>	<b>-</b>
CCEAR	7.885.651 MWh	257,94
<b>Custo Mix (sem proinfa)</b>		<b>235,05</b>
<b>Despesa Final</b>	<b>14.530.694 MWh</b>	



Para baixar as planilhas SPARTA, acesse:

[https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes\\_liferay/tarifa/](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/)

## 4.4 Contas em atraso

# Atraso em conta - Acréscimos e multas moratórias

## Acréscimos e multas moratórias

- 1 Atualização monetária - IPCA
- 2 Multa – 2%
- 3 Juro de mora – 1% a.m. (*Pro rata die*)

A partir do 3T22, a CPFL Energia passou a divulgar em seu release de resultados uma **Análise Gerencial do Resultado Financeiro**, que agrupa, entre outros itens, as receitas/despesas relacionadas ao atraso em conta: **acréscimos e multas moratórias, atualização monetária, financiamentos e negociações.**

## Análise Gerencial

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Despesas com a dívida líquida	(424)	(272)	55,7%	(1.511)	(641)	135,6%
Acréscimos e multas moratórias	108	123	-12,4%	370	429	-13,8%
Marcação a mercado	1	(31)	-	13	(14)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	74	35	108,7%	298	48	525,0%
Outras receitas e despesas	(16)	2	-	(83)	(55)	49,5%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(258)</b>	<b>(142)</b>	<b>81,1%</b>	<b>(913)</b>	<b>(233)</b>	<b>291,7%</b>

Item 6.1 – pag. 44

# 10

O novo contrato de concessão (concessões renovadas a partir de 2015) **elimina os efeitos de parcela A**, além de substituir o IGP-M pelo IPCA na atualização da parcela B



PIS/Cofins, majoritariamente, e ICMS são **neutros para o resultado**. **Alíquota efetiva de IR/CS tende a ser maior que 34%** devido à inclusão dos valores de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos

# 11

# 12

Outros pontos importantes para o entendimento do desempenho de uma distribuidora:

- ✓ Fator X
- ✓ Saldo de ativos e passivos regulatórios
- ✓ Sobrecontratação
- ✓ Acréscimos e multas





# Fale com o RI

[ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br)

