



Investor Education Regulatório

Bem Vindos!

A nighttime photograph of a city skyline, likely São Paulo, with numerous illuminated buildings and a dark, cloudy sky. The image is used as a background for the slide.

Objetivos do dia

- ✓ Discutir os principais conceitos de regulação
- ✓ Apresentar o modelo de negócio, indicando pontos relevantes para a modelagem financeira
- ✓ Dar dicas a analistas que precisam construir seus modelos
- ✓ Não vamos discutir resultados e valores específicos da CPFL Energia, mas apenas sinalizar os temas que são de maior relevância para os nossos negócios

Caso haja dúvidas sobre a performance dos negócios da CPFL Energia, o time de Relações com Investidores está à disposição para um *call*



Fale com RI: 

ri@cpfl.com.br

Distribuição

Outubro/2026



Agenda



- 01.** Setor elétrico brasileiro
- 02.** Contrato de distribuição
- 03.** A lógica da construção das tarifas
- 04.** Análise Financeira
- 05.** Composição da Tarifa

Agenda



- 01.** Setor elétrico brasileiro
- 02.** Contrato de distribuição
- 03.** A lógica da construção das tarifas
- 04.** Análise Financeira
- 05.** Composição da Tarifa

ESTRUTURA INSTITUCIONAL

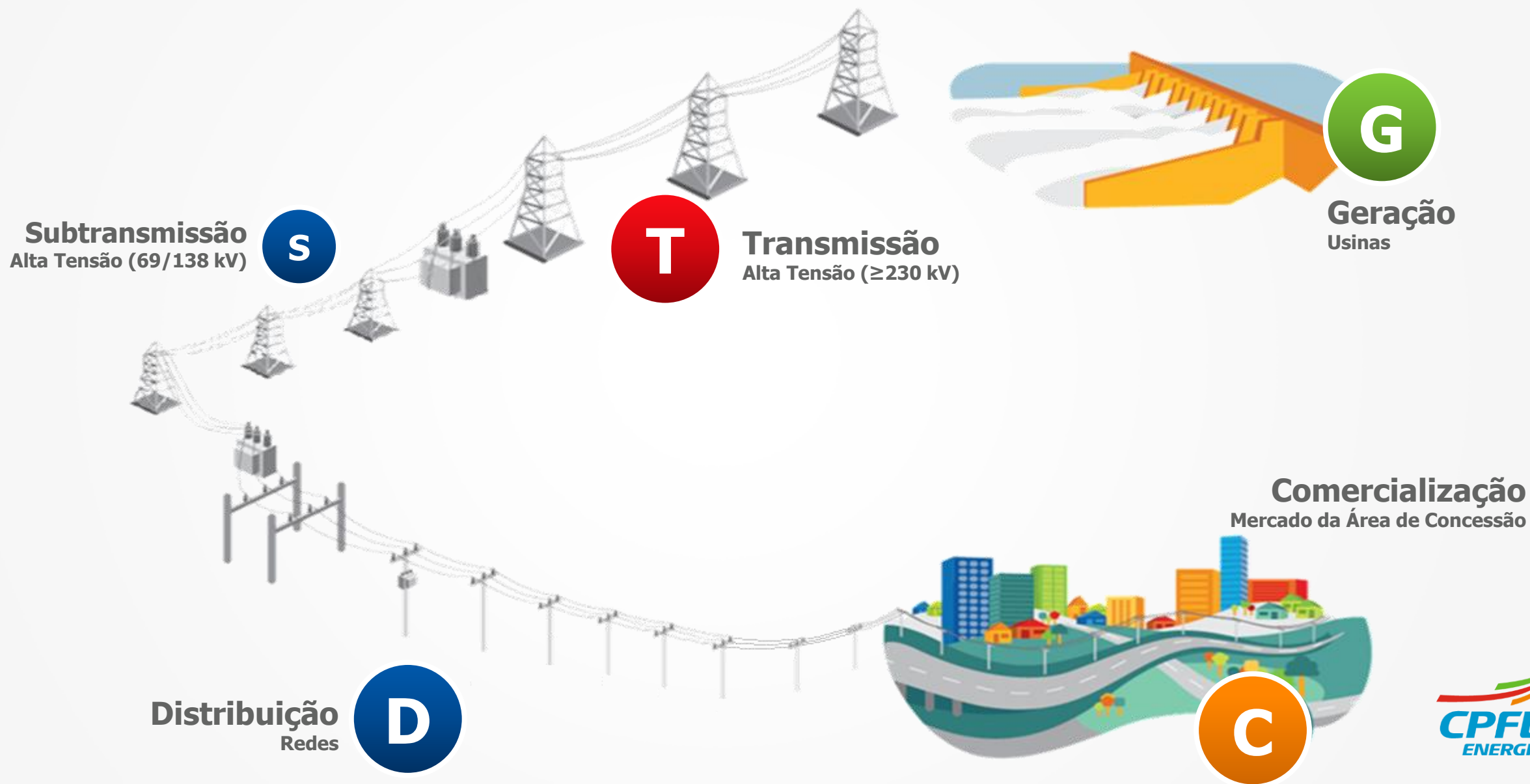


Nota: 1) Conselho Nacional de Política Energética;

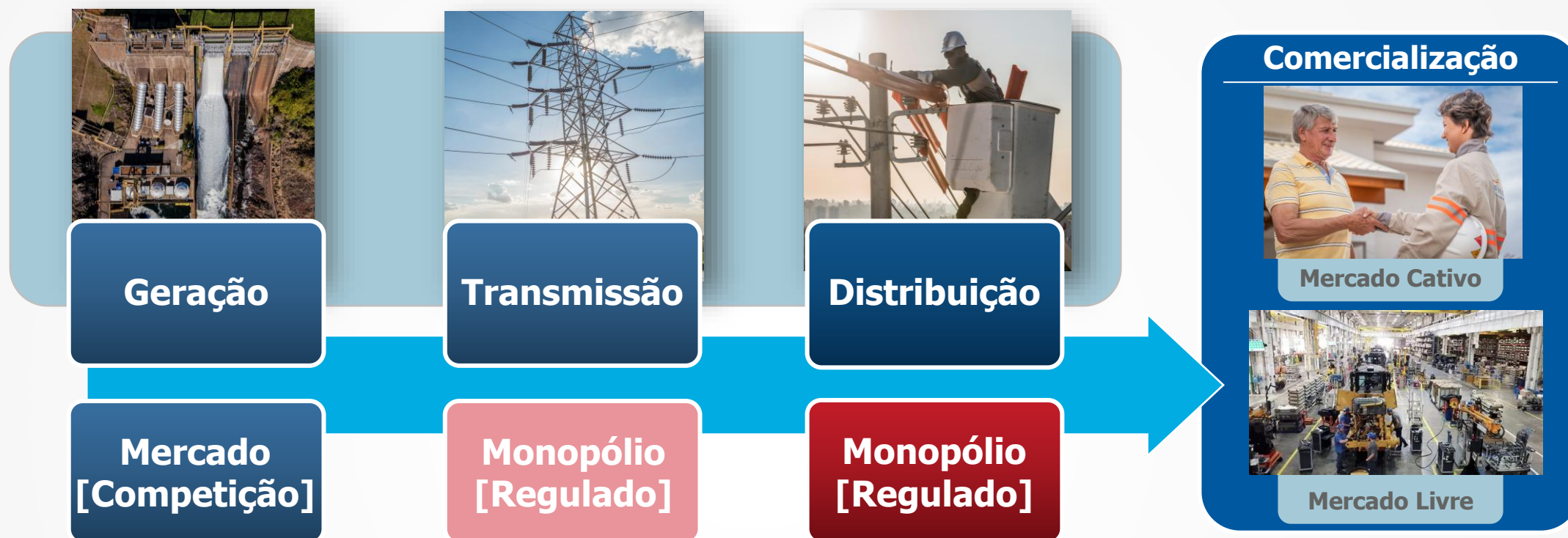
2) Ministério de Minas e Energia;

3) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.

ESTRUTURA DA REDE



SETOR ELÉTRICO NO BRASIL: SEGMENTOS DO NEGÓCIO



O cumprimento do Contrato de Concessão e as atividades desenvolvidas são estritamente reguladas e fiscalizadas pela ANEEL.

A distribuidora opera no regime de Preço Teto (Price Cap), por meio da regulação por incentivos, onde para obter ganhos deve performar melhor que o limite regulatório.

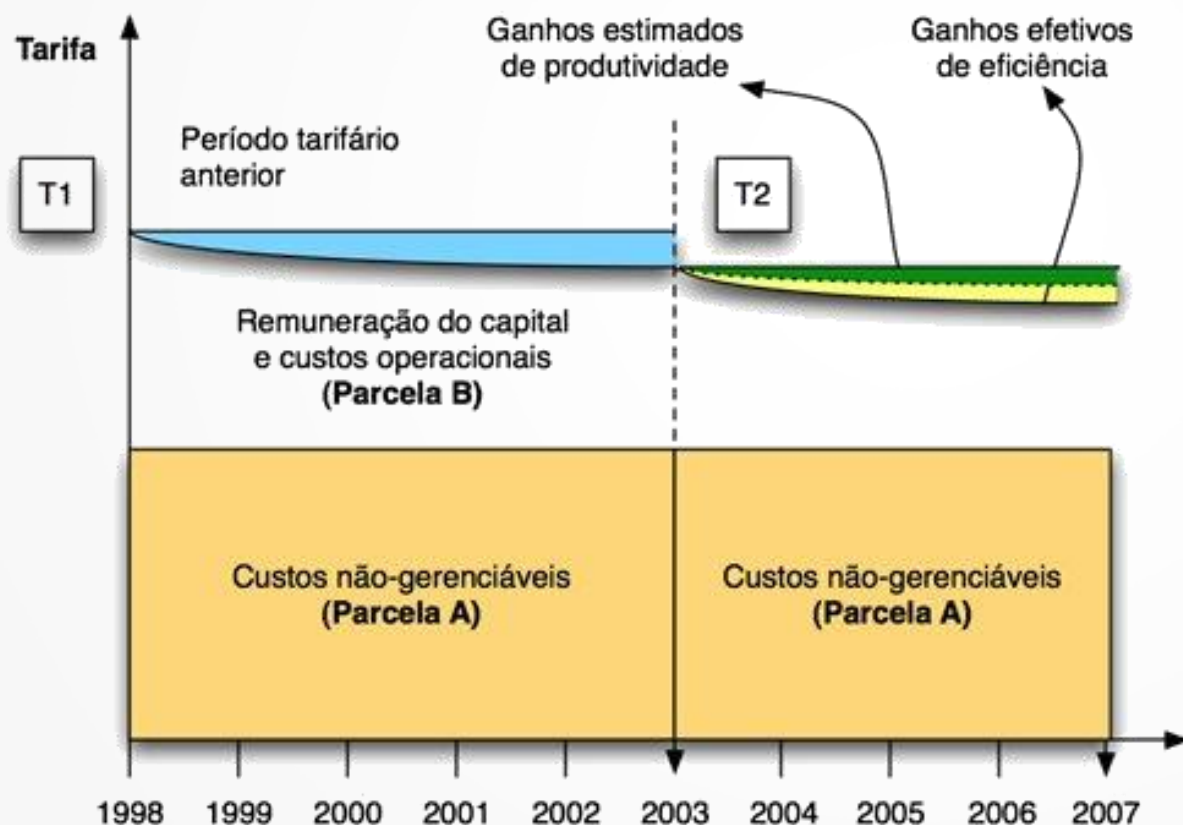
MODELO *PRICE CAP*

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*).

COMPONENTES DO FATOR X

Componentes do Fator X:



Componente Pd: Razão entre a evolução dos **produtos** (Mercado Faturado) e a variação dos **insumos** (TOTEX).

Componente Q: Considera o cumprimento do limite do **DEC global e dos conjuntos**, bem como o resultado do Indicador de Serviços Realizados Fora do Prazo (**ISFP**).

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

Componente S: Satisfação do consumidor com os serviços prestados pela distribuidora, avaliada por meio do IASC, ICA_{SGO} e IS_{gov}

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

Agenda



- 01. Setor elétrico brasileiro
- 02. Contrato de distribuição**
- 03. A lógica da construção das tarifas
- 04. Análise Financeira
- 05. Composição da Tarifa

O CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

CONCESSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS

Contrato administrativo pelo qual a **administração pública**, por meio de inspeção e controle, **delega a execução do serviço público** para atuar em seu próprio nome, por sua conta e risco.

A **remuneração** ocorre através de uma tarifa **paga pelo usuário**.



O Contrato de Concessão é temporário, condicionado a regulamentos e leis estabelecidas pelo poder concedente.



CARACTERÍSTICAS DO CONTRATO

CLÁUSULAS REGULATÓRIAS

Existem cláusulas definidas para garantir os serviços de energia, que podem ser corrigidas e alteradas de acordo com o interesse do coletivo.

CLÁUSULAS ECONÔMICAS

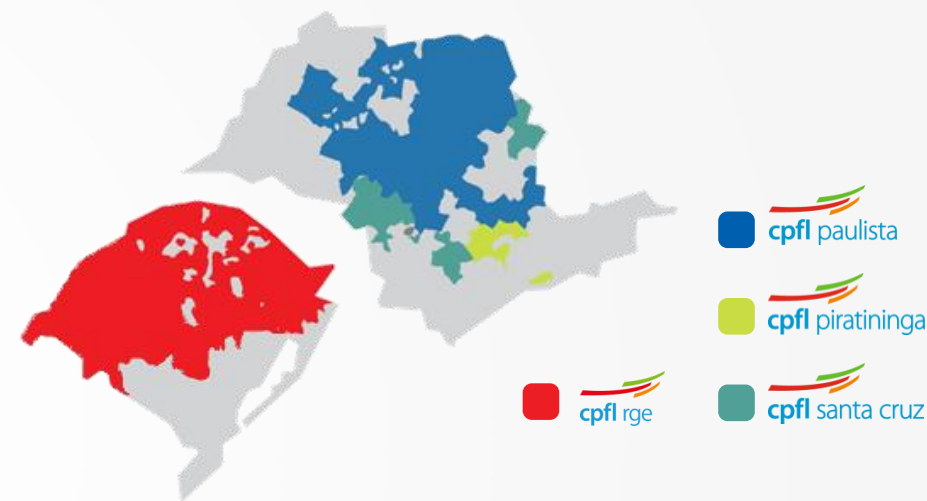
Existem cláusulas de interesse privado da concessionária. Dependem do acordo mútuo entre as partes a serem modificadas.

O CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

Os direitos e obrigações das empresas da distribuição estão estabelecidos no contrato de concessão



Em 2015, os contratos da CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista foram prorrogados até 2045. Em 2018, estas concessões foram agrupadas na CPFL Santa Cruz.



Principais Atribuições

Qualidade	Continuidade	Segurança
Eficiência	Generalidade	Modicidade
Atualidade	Regularidade	Universalização

► Vencimento das Concessões

2057	2058	2045
		

Em 2026, os contratos da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL RGE foram prorrogados por mais 30 anos, contados a partir da data prevista para o término de cada contrato.

O CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

Principais diferenças entre contratos antigos e contratos renovados a partir de 2026

	Contrato Antigo	Contrato Novo
 Reajuste da Parcela B no RTA	IGP-M (-) Fator X	IPCA (-) Fator X
 Neutralidade da Parcela A	Apenas Encargos Setoriais	Toda a Parcela A
 Cobertura de Receitas Irrecuperáveis	Compõe a Parcela B	Compõe a Parcela A
 KPIs de qualidade e econômico-financeiro	Não previsto em contrato	Previsto no Contrato



KPIS ANEEL DE QUALIDADE E ECONÔMICO-FINANCEIROS

Os contratos novos trouxeram cláusulas de cumprimento de indicadores de eficiência relacionados à continuidade dos serviços e à Gestão Econômico-Financeira das distribuidoras conforme já estava estabelecido na **Resolução Normativa 948/2021**.

O descumprimento dos indicadores pode acarretar restrições regulatórias à distribuidora, incluindo a limitação da distribuição de dividendos e JCP, além de restrições à realização de novos negócios com partes relacionadas

Indicador de Qualidade

DEC e FEC

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

Agenda



- 01. Setor elétrico brasileiro
- 02. Contrato de distribuição
- 03. A lógica da construção das tarifas**
- 04. Análise Financeira
- 05. Composição da Tarifa

A RECEITA DAS DISTRIBUIDORAS DEVE COBRIR A PARCELA A E A PARCELA B



Custos Gerenciáveis

- Custos Operacionais
- Remuneração e Depreciação



Custos Não Gerenciáveis

- Compra de Energia
- Encargos e Transmissão



Liquidação de Débitos e Créditos

- Conta de Compensação de Variação da Parcela A (CVA)

Reajuste Anual RTA

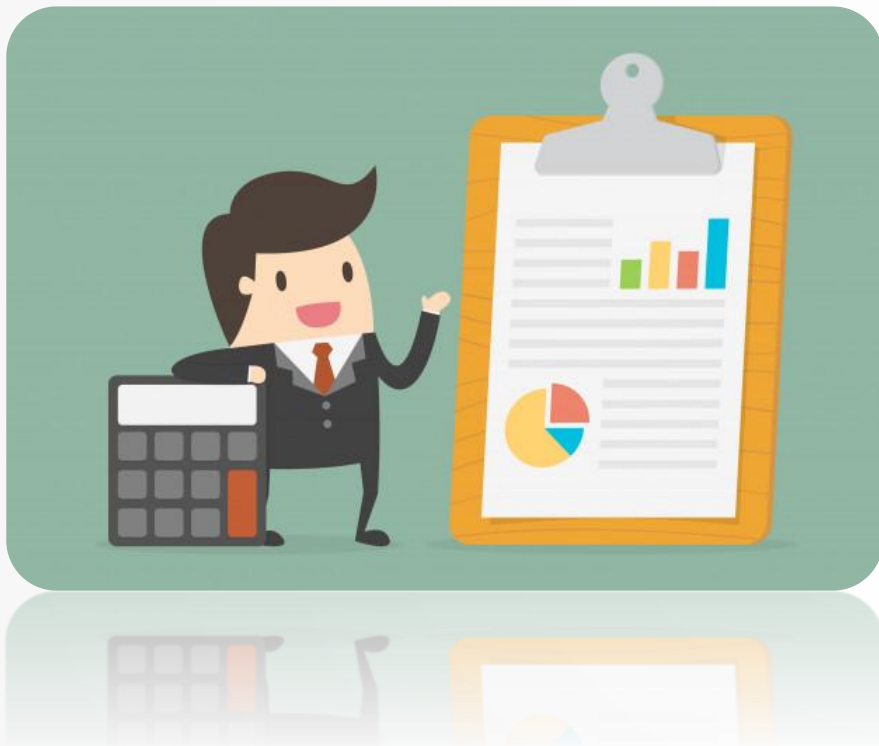
Ajustada por inflação (-) Fator X

Revisão Periódica RTP

Compartilhamento de ganhos com os consumidores e incentivo às concessionárias a aumentarem os níveis de eficiência. Ocorre periodicamente a cada 4 ou 5 anos.

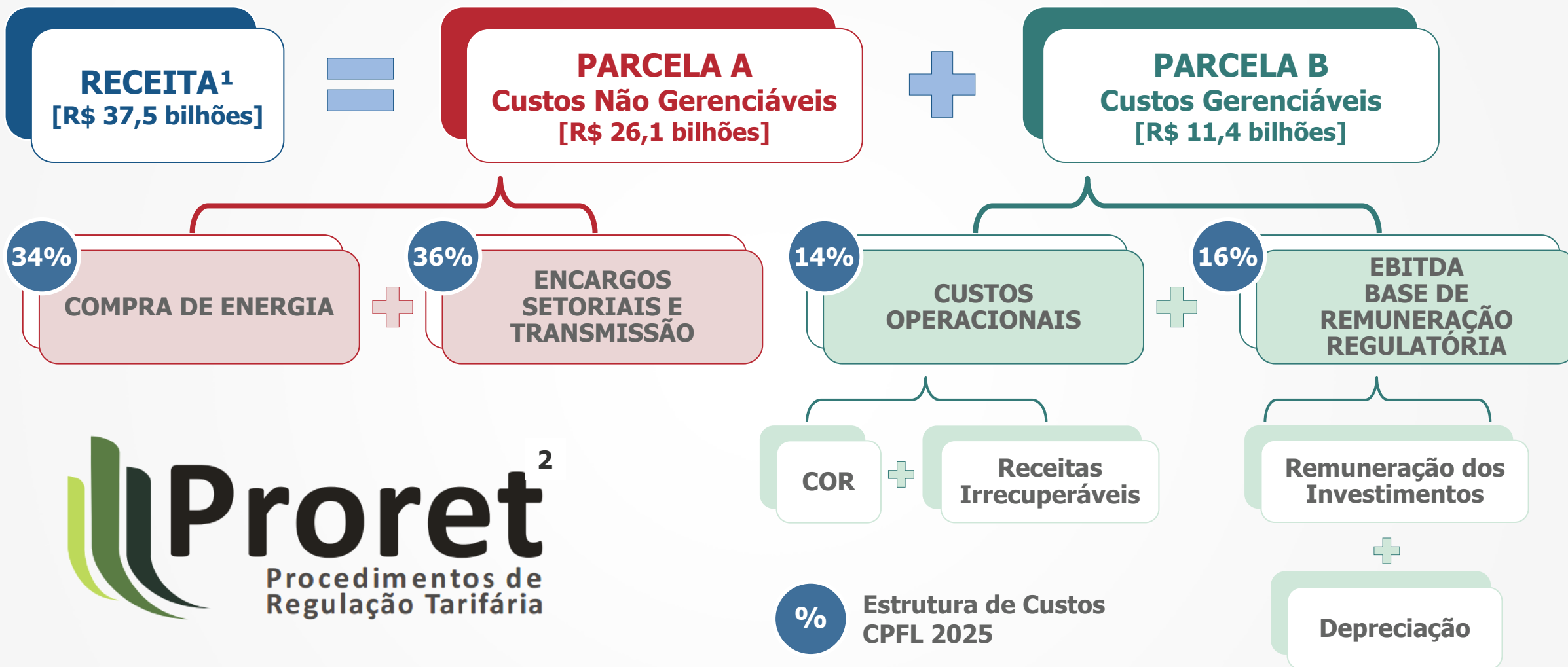
Recalculado todos os anos para compensar alguns efeitos da inflação nas tarifas e repassar aos consumidores certas mudanças na estrutura de custos das distribuidoras que estão fora de seu controle, como custos de compra de energia e certos encargos setoriais

CRITÉRIOS GERAIS PARA A CONSTRUÇÃO DE TARIFAS NÍVEL E ESTRUTURA



NÍVEL TARIFÁRIO é o processo de definição da **receita requerida** das distribuidoras. É onde você obtém os custos regulatórios unitários médios.

COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA



Nota: 1) Receita Regulatória 2025 (Dez/25). | 2) Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) são regulamentos de caráter normativo e consolidam as regras sobre os processos tarifários.

COMPRA DE ENERGIA

Energia



Contratos Regulados
(Contratos Bilaterais e Leilões)



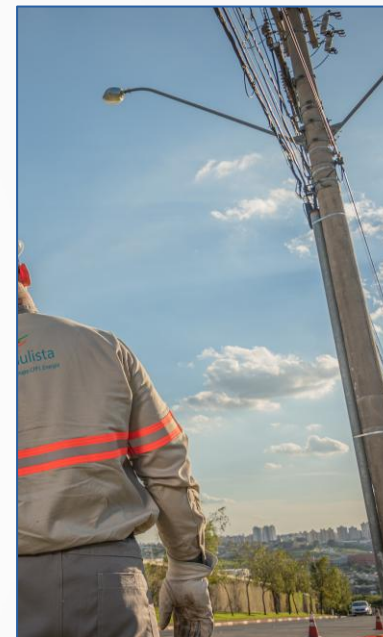
Quotas de Usinas Renovadas
(Lei nº 12.783/2013)



Quotas de Angra



Quotas de Itaipu



Perdas de Energia²

Nota: 1) A compra de energia inclui perdas na rede básica e na rede de distribuição (técnica e não técnica).

CRITÉRIOS GERAIS PARA A CONSTRUÇÃO DE TARIFAS MECANISMO DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS



VERDE

Condições favoráveis de geração de energia.
A tarifa não está sujeita a qualquer aumento.



AMARELA

Condições de geração menos favoráveis.
Consumidor pagará R\$ 1,885 extra por cada 100 kWh consumidos.



VERMELHA

Condições de geração mais dispendiosas.
Consumidor pagará R\$ 4,463 extras por cada 100 kWh consumidos.

Condições de geração ainda mais caras.
Consumidor pagará R\$ 7,877 extras por cada 100 kWh consumidos.

PERDAS DE ENERGIA



ENCARGOS SETORIAIS E TRANSMISSÃO

► ENCARGOS SETORIAIS

25,5%

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

19,6%

Encargo de Serviço dos Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER) e Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP)

2,6%

Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA)

2,4%

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

0,8%

Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica (TFSEE)

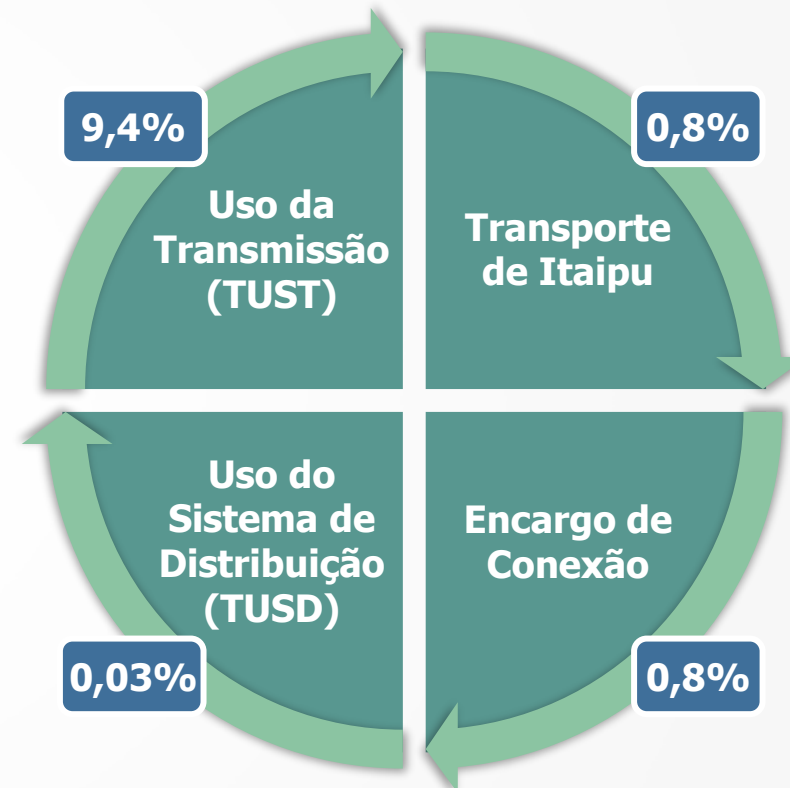
0,1%

Operador Nacional do Sistema (ONS)

0,003%

► TRANSMISSÃO

11,4%



RECEITAS IRRECUPERÁVEIS



Receitas Irrecuperáveis destinam-se a cobrir receitas que não serão recuperadas pela distribuidora. São definidas com base na análise da recuperação histórica das receitas.

Mediana dos faturamentos não recebidos da janela (49 – 60 meses), por classe de consumo, de 4 anos



Ranking: empresas pelo tamanho e índice de complexidade



Comparação/ mediana: números da empresa com as 10 acima e 10 abaixo de acordo com o ranking



Definição de um percentual por classe

COMPONENTES FINANCEIROS

O saldo da CVA é a soma das diferenças entre o valor estimado na data do último reajuste tarifário e o valor do item na data do pagamento mais a remuneração financeira (taxa SELIC), por exemplo: Dólar de Itaipu.



- 1 Conta de Variação de Parcela A (CVA)**
- 2 Neutralidade de Encargos Setoriais, de Transmissão e Compra de energia**
- 3 Sobrecontratação**
- 4 Outros**

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)
Energia	Energia + Perdas	✓	✗	✓
	Rede Básica	✓	✗	✓
Encargos de Transmissão	Conexão	✗	✗	✓
	Transporte	✓	✗	✓
	TUSD	✗	✗	✓
	CDE	✓	✓	✓
Encargos Setoriais	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

SOBRECONTRATAÇÃO

Exposição

1000 kWh	1030 kWh
Contratado	Necessidade de Energia
Contrato A	Mercado Cativo AT
Contrato B	Mercado Cativo BT
Contrato C	Perda Real

Sobras

1000 kWh	970 kWh
Contratado	Necessidade de Energia
Contrato A	Mercado AT
Contrato B	Mercado BT
Contrato C	Perda Real

A sobrecontratação ocorre quando o montante há sobras ou déficits de energia(mercado cativo + perdas)

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

COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA | CUSTOS OPERACIONAIS

Custo Operacional Regulatório (COR) é definido pela aplicação de um método que calcula a eficiência da distribuidora comparando a quantidade de insumo utilizada com a quantidade ideal para produzir os mesmos produtos (outputs).



MODELO DEA | RANKING DE EFICIÊNCIA | CÁLCULO

Na metodologia, o modelo DEA é utilizado para medir a eficiência das distribuidoras



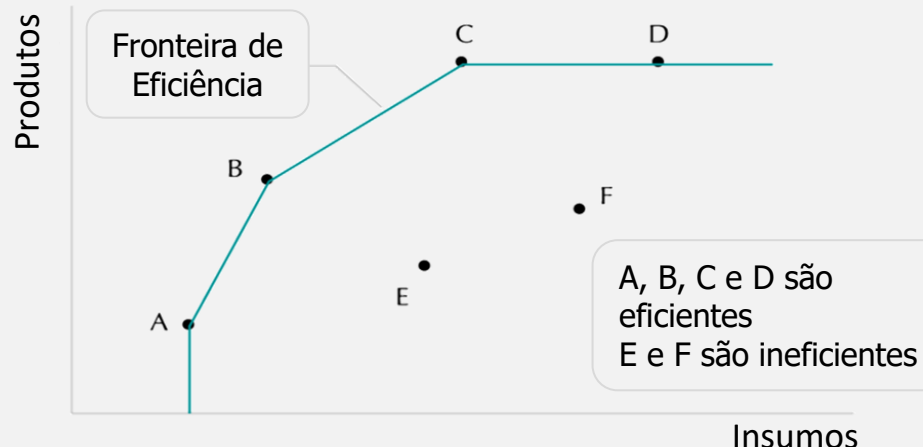
No modelo DEA, as distribuidoras são comparadas entre si, considerando insumo e seus produtos



Distribuidoras eficientes são aquelas que possuem menores relações de insumos e produtos em comparação com as demais



Distribuidoras 100% eficientes compõem a fronteira de eficiência do setor



O modelo de benchmarking resulta na eficiência das distribuidoras, nos limites superiores e inferiores e na eficiência de referência do setor

Esses valores são utilizados para determinar a receita de custos operacionais da distribuidora

Fluxograma Simplificado do Modelo DEA



Insumos

Média do OPEX nos anos
A-5, A-4 e A-3, que A é o ano de RTP



Produtos

Rede Urbana, Rede Rural, Mercado
Ponderado e Nº de Consumidores

Benchmarking via modelo DEA

sem restrições aos pesos

Cálculo dos pesos
dos produtos

Bootstrap

2.000 simulações

Cálculo das restrições
aos pesos

Benchmarking via modelo DEA

com restrições aos pesos

Limites inferiores
de eficiência

Eficiência das
distribuidoras

Limites superiores
de eficiência

Eficiência de referência do setor
(mediana das eficiências)

Fonte: [PRORET 2.2](#)

MODELO DEA | RANKING DE EFICIÊNCIA | INSUMOS

Embora a metodologia contemple boa parte dos custos operacionais, existem custos que não são reconhecidos

Insumos (OPEX ou PMSO)

Pessoal

Material

Serviços de
Terceiros

Outras
Despesas

Mas, nem todo custo
é reconhecido na
metodologia de
custos operacionais

Os custos com **alienação e desativação de bens reversíveis** são reconhecidos na metodologia de custos operacionais

Exemplos de custos que
não são reconhecidos na metodologia?

1

Condenações cíveis

2

Condenações trabalhistas

3

Penalidades e compensações

4

Aluguéis¹

5

Programa de Demissão Voluntária

6

...entre outros

(1) São custos reconhecidos na Base de Anuência Regulatória (BAR)

MODELO DEA | RANKING DE EFICIÊNCIA | PRODUTOS

Quatro produtos compõem o estudo de benchmarking para definição das eficiências das distribuidoras

PRODUTOS



Rede Urbana

(Extensão em km)



Rede Não Urbana

(Extensão em km)



Mercado Ponderado

(MWh)

Componentes AT, MT e BT

Energia Compensada SCEE

Perdas Não Técnicas



Nº de Unidades Consumidoras

OBSERVAÇÕES



Não há um critério padronizado entre as distribuidoras para segregação das redes de distribuição em Urbana e Não Urbana



ANEEL ainda não abriu a discussão sobre **critérios de padronização das redes Urbana e Não Urbana**



Mercado Ponderado possui componentes em **AT, MT e BT**



Energia Compensada por MMGD deve ser acrescida ao **mercado faturado** em cada nível de tensão

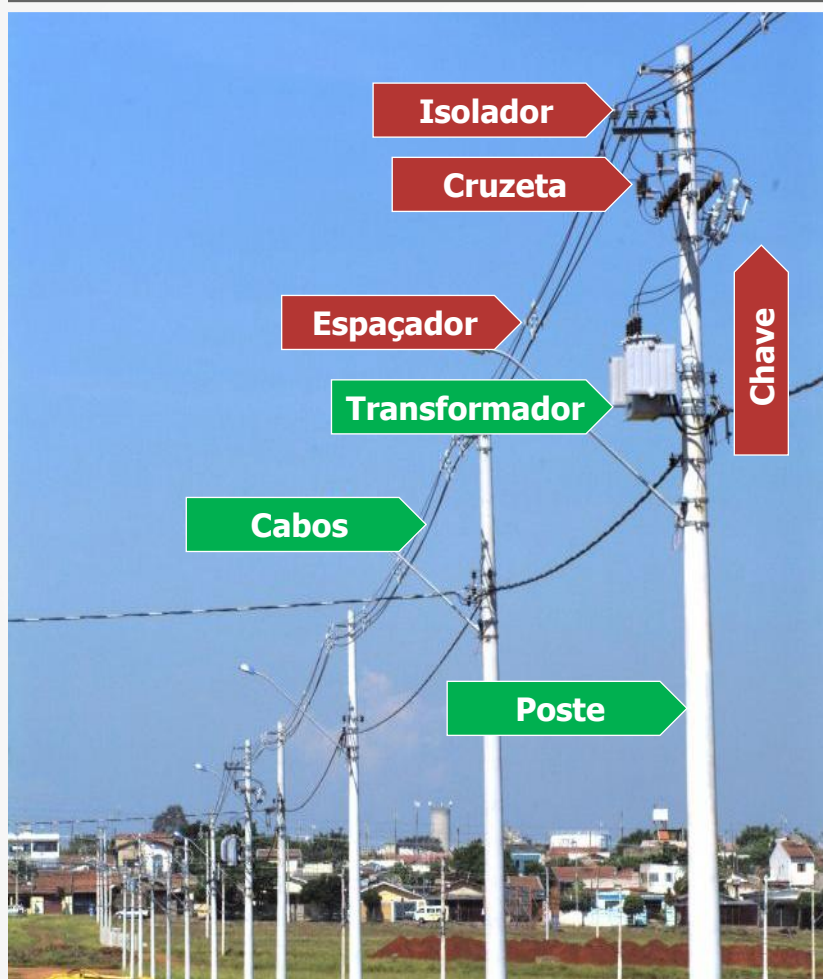
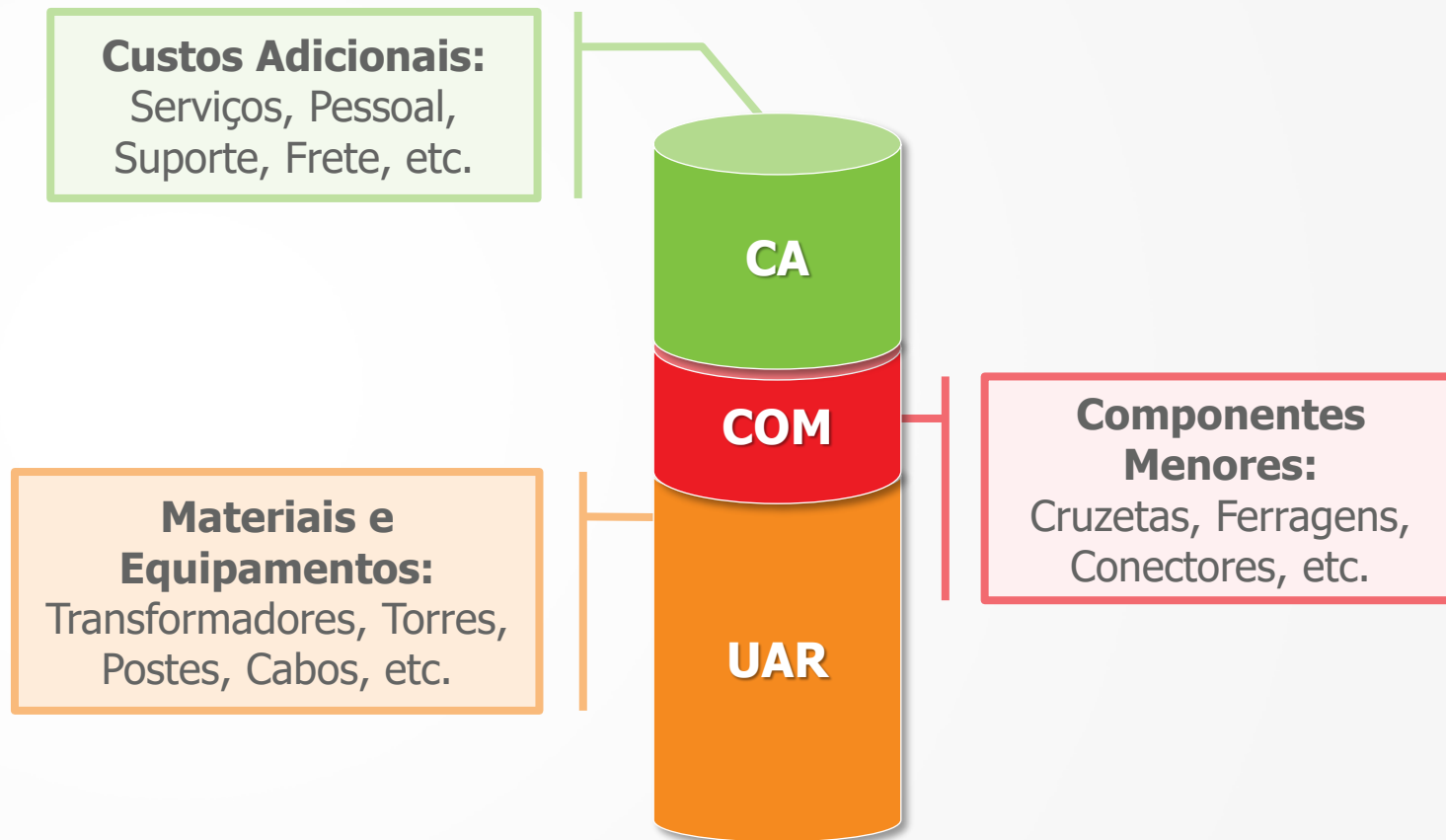


55% das Perdas Não Técnicas deve ser acrescida ao **mercado medido** da BT

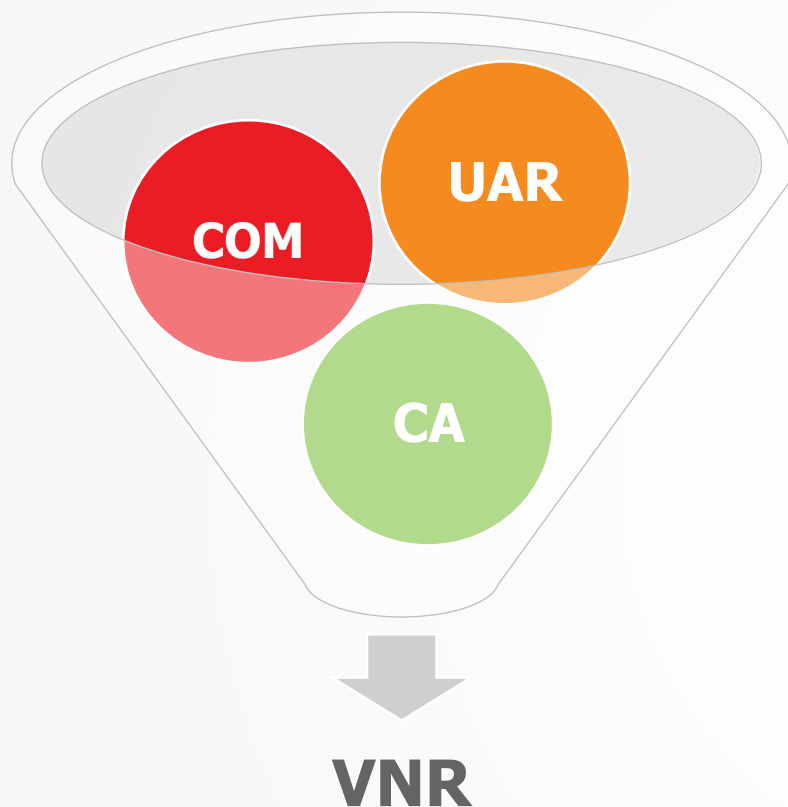
Nota: Os produtos rede urbana e rede não urbana são extraídos da BDGD, enquanto o nº de UCs e os dados para composição do mercado ponderado são extraídos do SAMP | Fonte: [PRORET 2.2](#)

COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA | EBTIDA

Exemplo – Rede Compacta:



COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA | EBTIDA



 Banco de Preços da Distribuidora ¹

 Banco de Preços de Referência

Base de Remuneração Regulatória é o ativo elétrico em serviço, considerado prudente, valorado a preços de mercado.

VNR

• Valor Novo de Reposição

(-)

• Ativos 100% depreciados

BRR_B

• Base de Remuneração Bruta

(-)

• Depreciação Acumulada
[Exceto Ativos Totalmente Depreciados]

BRR_L

• Base de Remuneração
Líquida

Nota: 1) Equipamento principal avaliado pela média ponderada dos preços de aquisição do equipamento, ocorrido no ciclo tarifário.

Remuneração do Capital é a parcela destinada a cobrir a remuneração do acionista pelo capital investido na concessão.



Remuneração
do Capital

EBITDA
Regulatório

Quota de
Depreciação

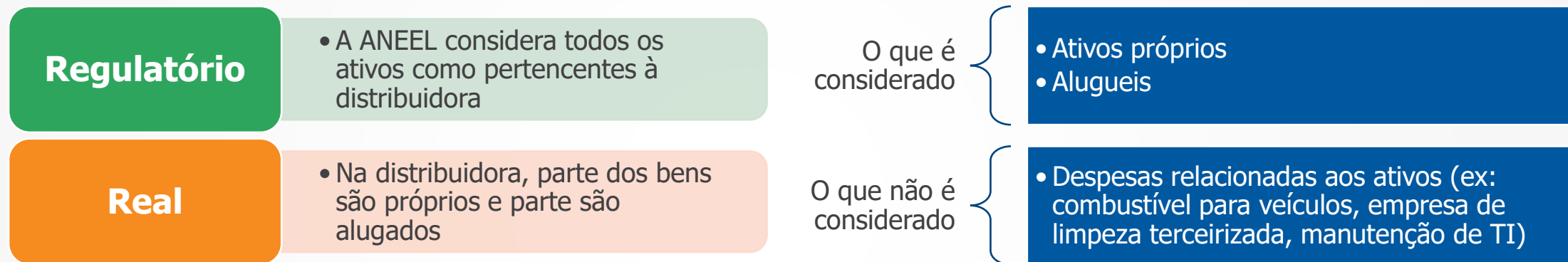


Quota de Depreciação
considera a depreciação e
amortização dos investimentos
ao longo da sua vida útil.

BAR – BASE DE ANUIDADES REGULATÓRIAS

BAR é uma fotografia do estoque do ativo, que a ANEEL calcula na data da revisão tarifária. Essa fotografia pode ser atualizada anualmente para ser comparada com o ativo real

▶ **O QUE É CONSIDERADO NO CÁLCULO?** É importante entender a formação do BAR para realizar uma comparação correta



Após a definição da BAR, é realizada uma segregação entre os Grupos de Ativos:



Informática

43%

$$BAR_I = BAR * \text{Sistemas } (\%)$$



Veículos

12%

$$BAR_V = BAR * \text{Veículos } (\%)$$



Infraestrutura

45%

$$BAR_A = BAR * \text{Alugueis } (\%)$$

**Remuneração
do Capital**



RETURN OF INVESTMENT

Remuneração do Capital

é a parcela destinada a cobrir a remuneração dos acionistas e credores pelo capital investido na concessão.

**REMUNERAÇÃO
DO CAPITAL**

=

**WACC
REGULATÓRIO¹
[8.12%]**

×

BRR LÍQUIDA

1) WACC regulatório depois dos impostos vigente em 2026. Valores atualizados anualmente, de acordo com a metodologia PRORET 2.4



Quota de Depreciação

considera a depreciação e amortização dos investimentos ao longo de sua vida útil.

**QUOTA DE
DEPRECIAÇÃO**



**TAXA DE
DEPRECIAÇÃO**



BRR BRUTA

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



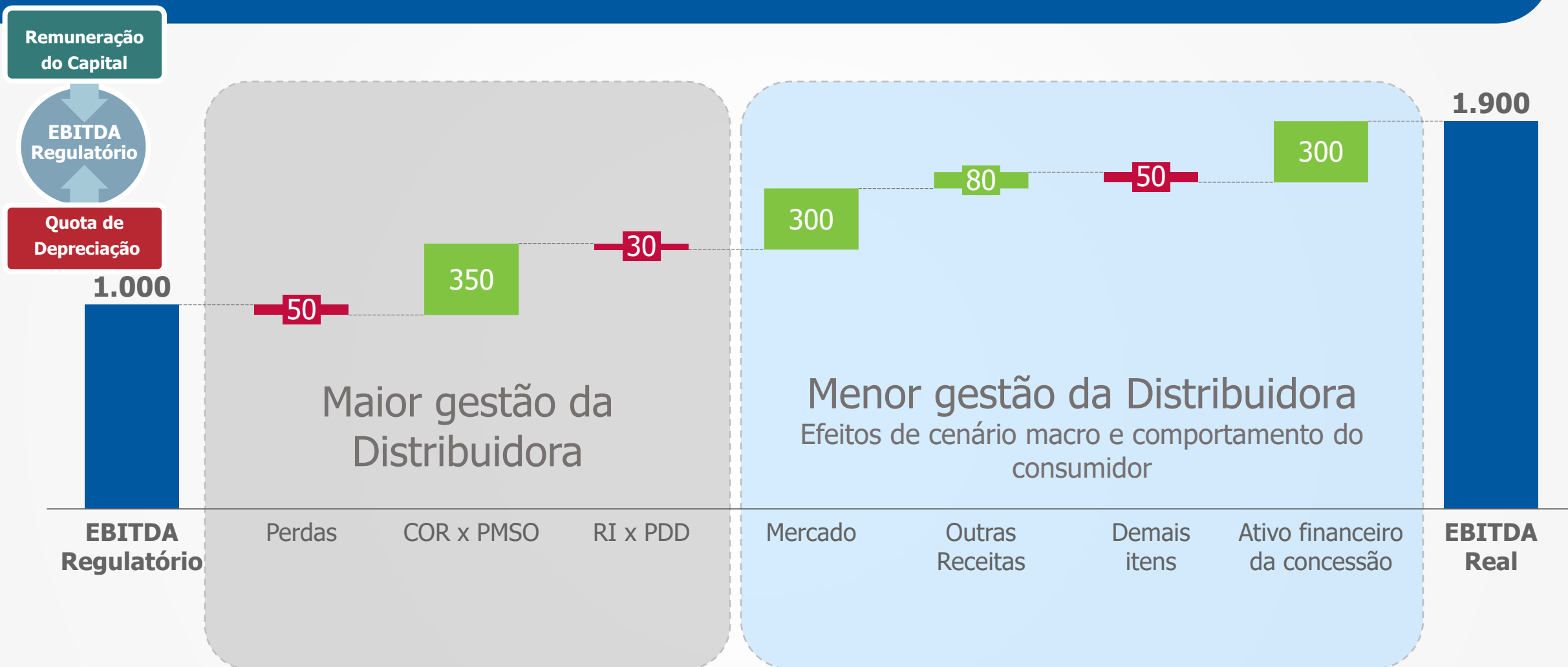
03

Agenda



- 01.** Setor elétrico brasileiro
- 02.** Contrato de distribuição
- 03.** A lógica da construção das tarifas
- 04.** Análise Financeira
- 05.** Composição da Tarifa

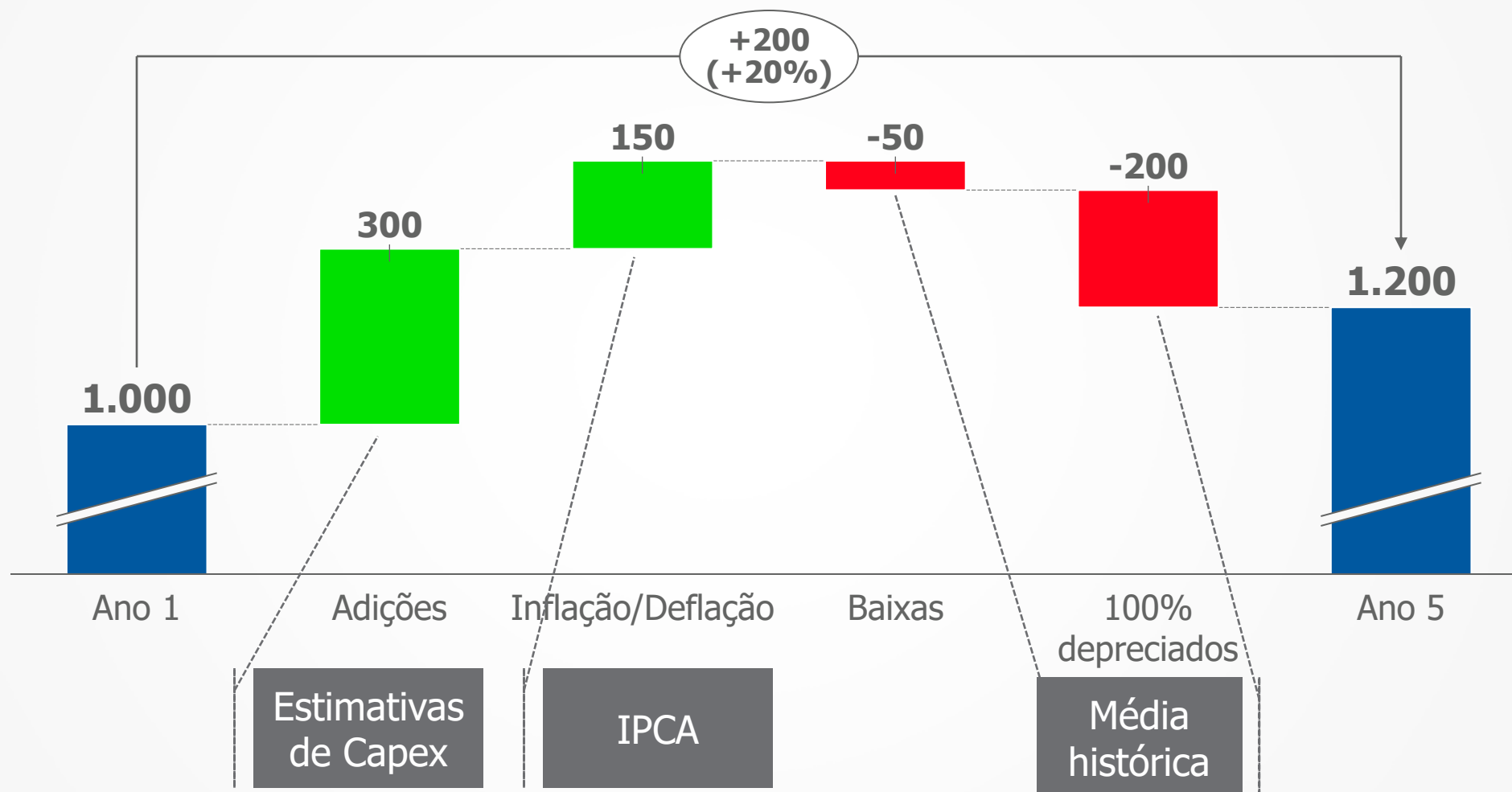
EBITDA REAL *VERSUS* REGULATÓRIO – EXEMPLO TEÓRICO



1) Demais itens: Multas compensatórias, ajustes de impostos operacionais, etc.

EBITDA REGULATÓRIO – COMPOSIÇÃO

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

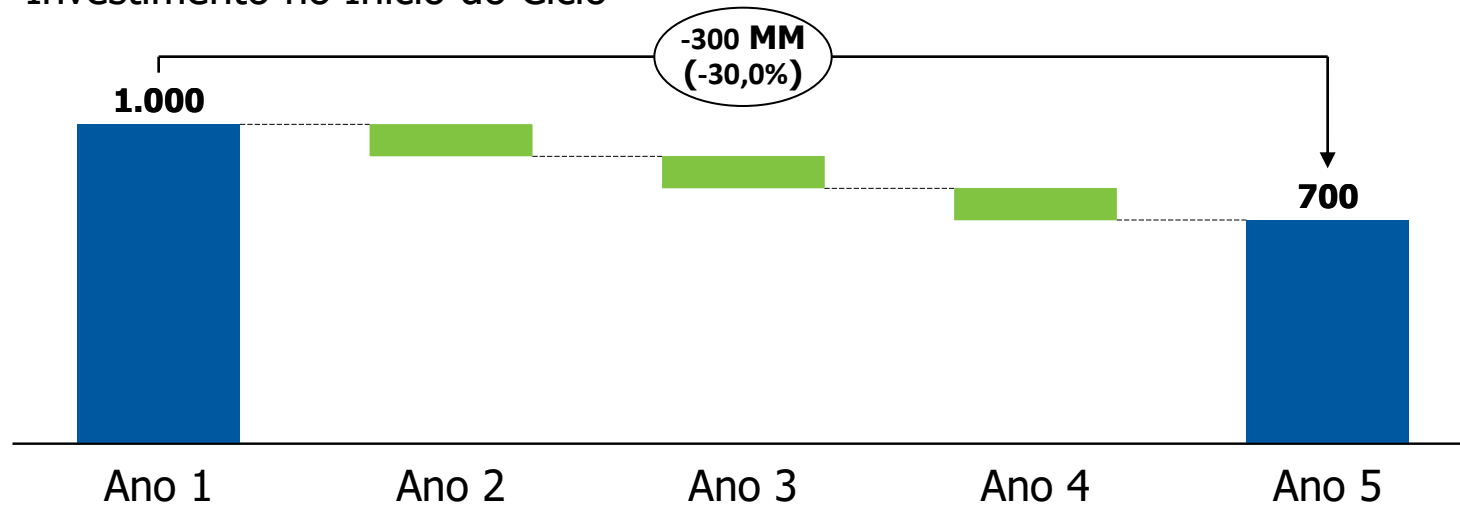


EBITDA REGULATÓRIO – BRR

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



- Investimento no Início do Ciclo

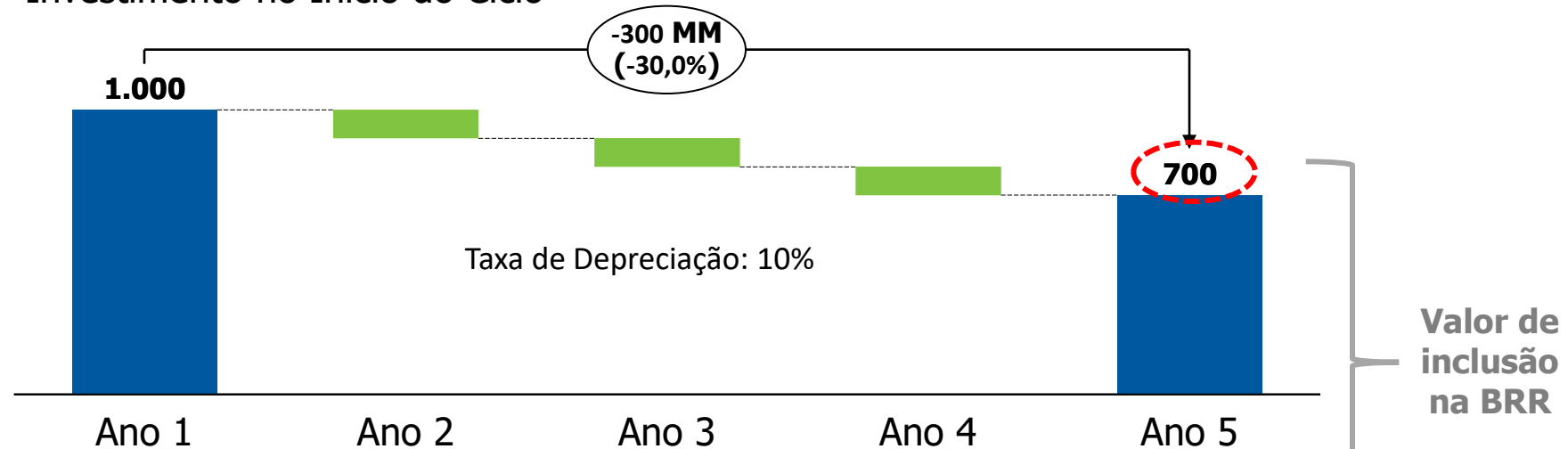


EBITDA REGULATÓRIO – BRR

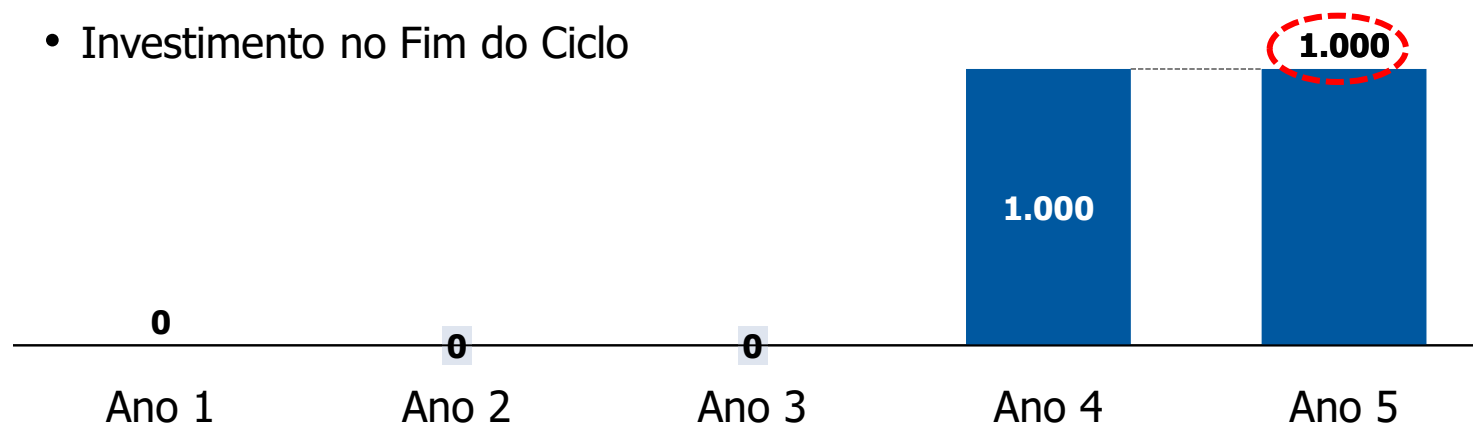
Para bens de vida útil curta, cabe atentar para o momento em que o Capex é realizado



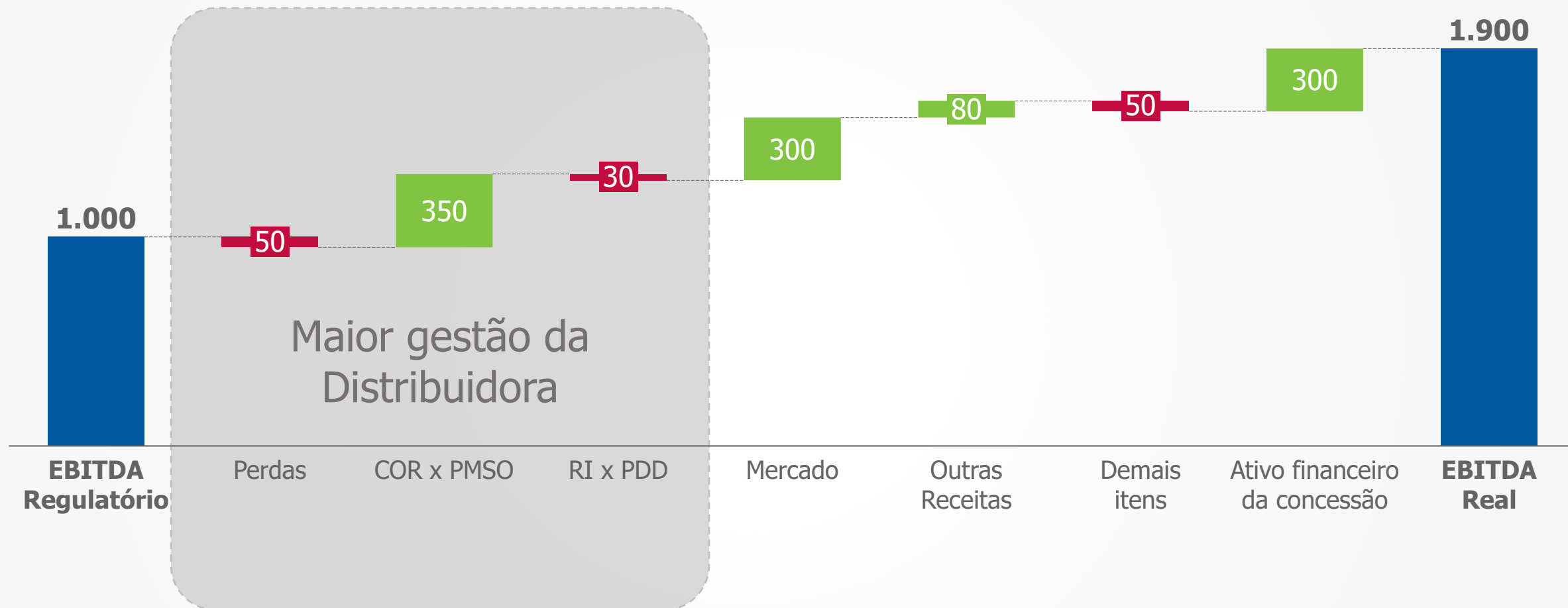
- Investimento no Início do Ciclo



- Investimento no Fim do Ciclo



EBITDA REAL *VERSUS* REGULATÓRIO – EXEMPLO TEÓRICO



PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO – EXEMPLO TEÓRICO

Impacto Perdas (GWh) = (% Perda regulatória - % Perda real) * Carga na Concessão

			Regulatório	Real
GWh	A	Carga na Concessão	1.000	900
	B	Perdas na Distribuição	100	99
Percentual Perdas	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

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

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

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

			Regulatório	Real
GWh	A	Carga Cativa	600	550
	B	Perdas na Rede Básica	15,0	12,1
Percentual Perdas	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

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

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.

Cobertura para Receitas Irrecuperáveis

DISTRIBUIDORAS	 abr-26	
	RESULTADOS	R\$ MM %
1. RECEITA REQUERIDA TOTAL	16.761,2	100%
3. PARCELA B - VPB	4.648,7	27,7%
3.1 - Remuneração do Capital (RC) ¹	1.552,6	33,4%
3.2 - Quota de Reintegração Regulatória (QRR) ¹	736,0	15,8%
3.3 - Custos Operacionais (CO)	2.217,2	47,7%
3.4 - Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	29,0	0,6%
3.5 - Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	74,1	1,6%

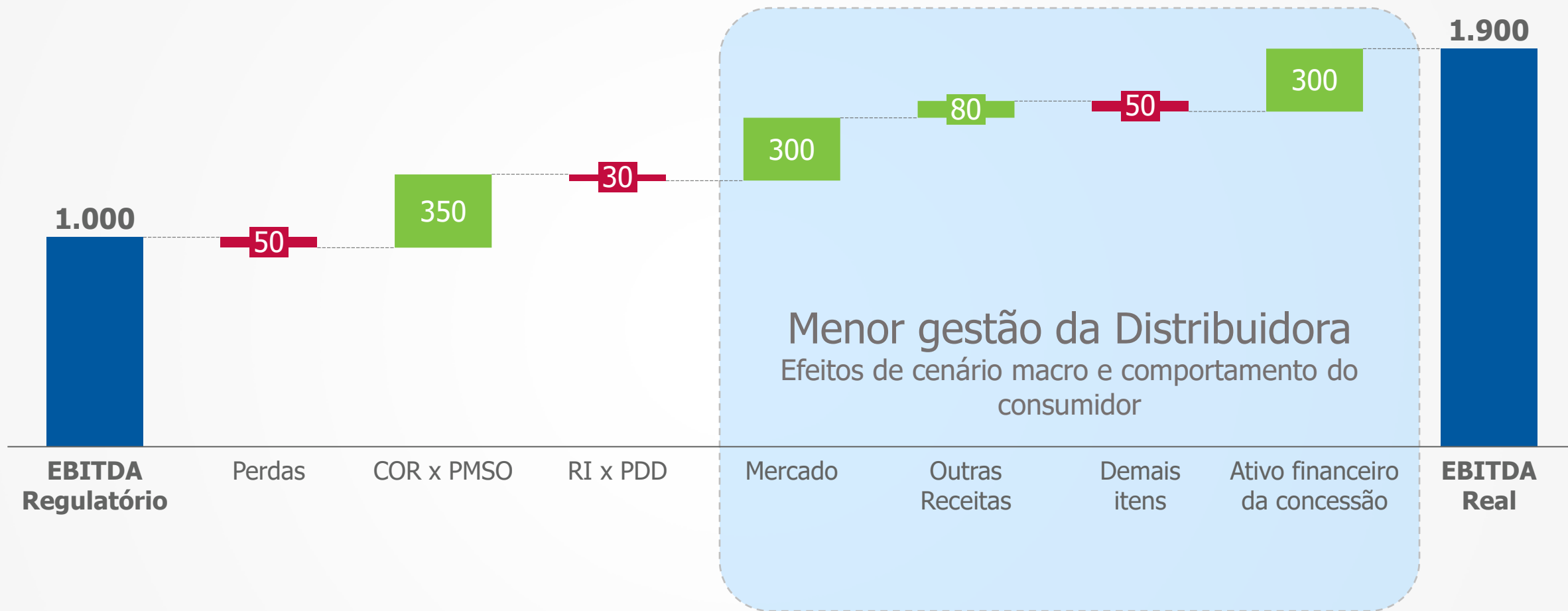
DRE CPFL Paulista

CPFL Paulista

2T26

Receita de Fornecimento	3.677.517
PDD	37.506
%PDD/Receita de Fornecimento	1,02%

EBITDA REAL *VERSUS* REGULATÓRIO – EXEMPLO TEÓRICO

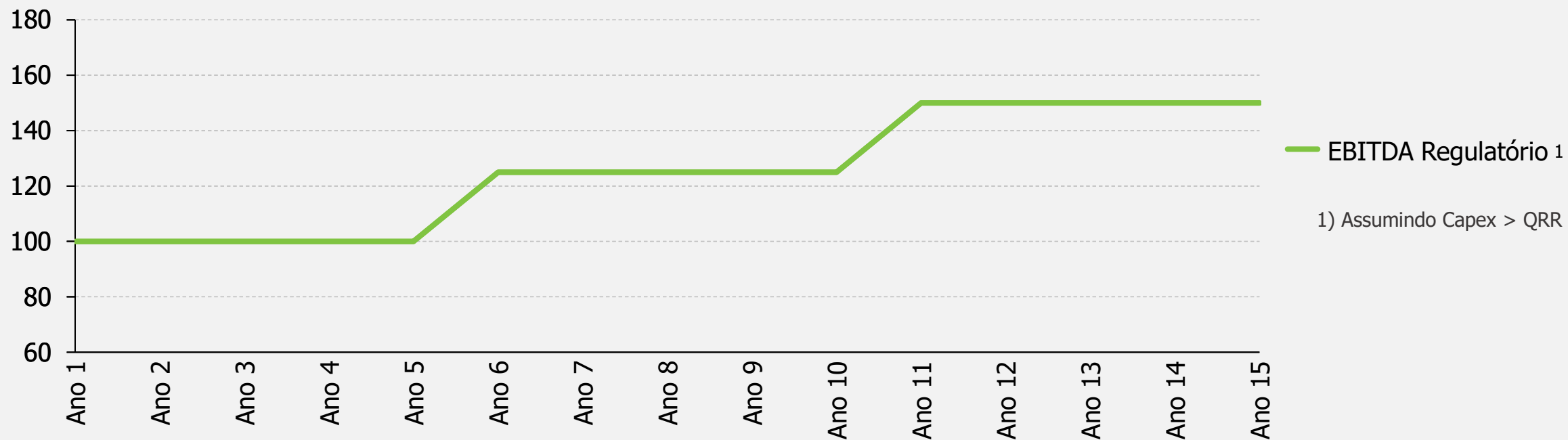


1) Demais itens: Multas compensatórias, ajustes de impostos operacionais, etc.

MERCADO

Como o mercado afeta o EBITDA ao longo do tempo?

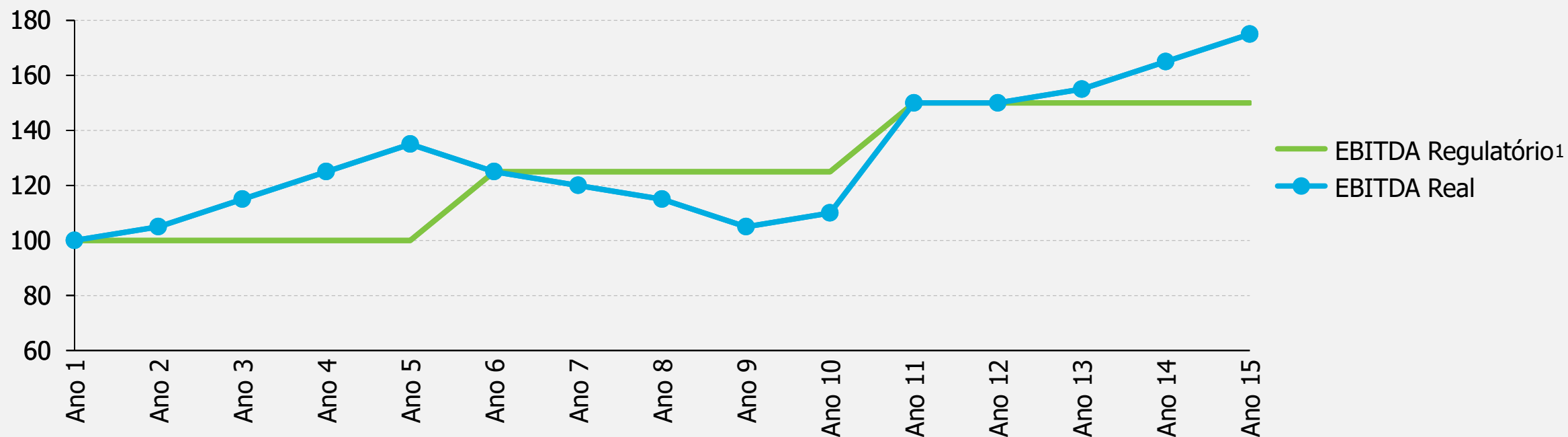
Exemplo teórico:



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

OUTRAS RECEITAS

Exemplo – ITR 1T26 da CPFL Paulista

(21) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/03/2026	31/03/2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	4.764.431	4.681.212	2.896	3.024	2.432.033	2.623.577
Industrial	23.751	23.467	143	196	130.605	182.140
Comercial	261.251	250.435	626	745	572.063	689.493
Rural	69.074	70.239	169	180	125.654	135.830
Poderes públicos	33.257	32.730	184	205	147.747	167.382
Iluminação pública	8.113	7.610	194	217	95.910	110.125
Serviço público	5.865	5.668	177	240	134.711	186.703
Fornecimento faturado	5.165.742	5.071.361	4.389	4.806	3.638.723	4.095.250
Consumo próprio	495	481	5	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)					104.911	121.125
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.079.788)	(2.169.281)
Fornecimento de energia elétrica	5.166.237	5.071.842	4.395	4.812	1.663.846	2.047.094
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			-	17	2.059	10.722
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.036)	(4.844)
Energia elétrica de curto prazo			25	(99)	3.353	(6.028)
Suprimento de energia elétrica			25	(82)	3.376	(150)
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					2.081.824	2.174.125
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					965.324	884.848
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(15.668)	(12.758)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					441.772	377.993
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					711.600	(117.743)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					165.541	206.661
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários					348.260	309.911
Outras receitas e rendas					110.936	90.822
Outras receitas operacionais					4.809.589	3.913.859
Total da receita operacional bruta					6.476.811	5.960.804
Deduções da receita operacional						
ICMS					(814.484)	(866.589)
PIS					(82.052)	(73.338)
COFINS					(377.936)	(337.799)
ISS					(81)	(74)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.016.443)	(749.712)
Programa de P & D e eficiência energética					(34.949)	(32.869)
PROINFA					(48.168)	(37.010)
Bandeiras tarifárias e outros					(5.943)	-
Outros					(5.169)	(4.609)
					(2.385.225)	(2.102.000)
Receita operacional líquida					4.091.587	3.858.803

OUTRAS RECEITAS

Exemplo – ITR 1T26 da CPFL Paulista

(21) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/03/2026	31/03/2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	4.764.431	4.681.212	2.896	3.024	2.432.033	2.623.577
Industrial	23.751	23.467	143	196	130.605	182.140
Comercial	261.251	250.435	626	745	572.063	689.493
Rural	69.074	70.239	169	180	125.654	135.830
Poderes públicos	33.257	32.730	184	205	147.747	167.382
Iluminação pública	8.113	7.610	194	217	95.910	110.125
Serviço público	5.865	5.668	177	240	134.711	186.703
Fornecimento faturado	5.165.742	5.071.361	4.389	4.806	3.638.723	4.095.250
Consumo próprio	495	481	5	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)					104.911	121.125
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.079.788)	(2.169.281)
Fornecimento de energia elétrica	5.166.237	5.071.842	4.395	4.812	1.663.846	2.047.094
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			-	17	2.059	10.722
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.036)	(4.844)
Energia elétrica de curto prazo			25	(99)	3.353	(6.028)
Suprimento de energia elétrica			25	(82)	3.376	(150)
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					2.081.824	2.174.125
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					965.324	884.848
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(15.668)	(12.758)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					441.772	377.993
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					711.600	(117.743)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					165.541	206.661
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários					348.260	309.911
Outras receitas e rendas					110.936	90.822

Outras receitas e rendas

110.936

90.822

Imposto de Renda	(614.464)	(600.365)
PIS	(82.052)	(73.338)
COFINS	(377.936)	(337.799)
ISS	(81)	(74)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(1.016.443)	(749.712)
Programa de P & D e eficiência energética	(34.949)	(32.869)
PROINFA	(48.168)	(37.010)
Bandeiras tarifárias e outros	(5.943)	-
Outros	(5.169)	(4.609)
	(2.385.225)	(2.102.000)
Receita operacional líquida	4.091.587	3.858.803

OUTRAS RECEITAS

Exemplos:

- ✓ Aluguel de postes
- ✓ Renda de Prestação de Serviço
- ✓ Arrendamentos e Alugueis
- ✓ 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 (RTA ou RTP)
- Captura: Receita dos últimos 12 meses (contrato novo)

**Efeito no
resultado em
um período
determinado**

Exemplo teórico

Receita	1.000
Pis/Cofins (não neutro)	-93
P&D	-10
EBITDA	898
IR/CS	-305
Lucro Líquido	592

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
Outras Receitas	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Parcela B - modicidade		-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600	-600
Receita Bruta	1.000	400	400	400	400	400	400	400	400	400
PIS/Cofins (não neutro)	-93	-37	-37	-37	-37	-37	-37	-37	-37	-37
P&D	-10	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
EBITDA	898	359	359	359	359	359	359	359	359	359
IR/CS	-305	-122	-122	-122	-122	-122	-122	-122	-122	-122
Lucro Líquido	592	237	237	237	237	237	237	237	237	237

MULTAS COMPENSATÓRIAS

Exemplo – ITR 1T26 da CPFL Paulista

(21) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/03/2026	31/03/2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	4.764.431	4.681.212	2.896	3.024	2.432.033	2.623.577
Industrial	23.751	23.467	143	196	130.605	182.140
Comercial	261.251	250.435	626	745	572.063	689.493
Rural	69.074	70.239	169	180	125.654	135.830
Poderes públicos	33.257	32.730	184	205	147.747	167.382
Iluminação pública	8.113	7.610	194	217	95.910	110.125
Serviço público	5.865	5.668	177	240	134.711	186.703
Fornecimento faturado	5.165.742	5.071.361	4.389	4.806	3.638.723	4.095.250
Consumo próprio	495	481	5	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)					104.911	121.125
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.079.788)	(2.169.281)
Fornecimento de energia elétrica	5.166.237	5.071.842	4.395	4.812	1.663.846	2.047.094
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			-	17	2.059	10.722
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.036)	(4.844)
Energia elétrica de curto prazo			25	(99)	3.353	(6.028)
Suprimento de energia elétrica			25	(82)	3.376	(150)
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					2.081.824	2.174.125
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					965.324	884.848
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(15.668)	(12.758)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					441.772	377.993
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					711.600	(117.743)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					165.541	206.661
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários					348.260	309.911
Outras receitas e rendas					110.936	90.822
Outras receitas operacionais					4.809.589	3.913.859
Total da receita operacional bruta					6.476.811	5.960.804
Deduções da receita operacional						
ICMS					(814.484)	(866.589)
PIS					(82.052)	(73.338)
COFINS					(377.936)	(337.799)
ISS					(81)	(74)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.016.443)	(749.712)
Programa de P & D e eficiência energética					(34.949)	(32.869)
PROINFA					(48.168)	(37.010)
Bandeiras tarifárias e outros					(5.943)	-
Outros					(5.169)	(4.609)
					(2.385.225)	(2.102.000)
Receita operacional líquida					4.091.587	3.858.803

MULTAS COMPENSATÓRIAS

Exemplo – ITR 1T26 da CPFL Paulista

(21) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/03/2026	31/03/2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	4.764.431	4.681.212	2.896	3.024	2.432.033	2.623.577
Industrial	23.751	23.467	143	196	130.605	182.140
Comercial	261.251	250.435	626	745	572.063	689.493
Rural	69.074	70.239	169	180	125.654	135.830
Poderes públicos	33.257	32.730	184	205	147.747	167.382
Iluminação pública	8.113	7.610	194	217	95.910	110.125
Serviço público	5.865	5.668	177	240	134.711	186.703
Fornecimento faturado	5.165.742	5.071.361	4.389	4.806	3.638.723	4.095.250
Consumo próprio	495	481	5	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)					104.911	121.125
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.079.788)	(2.169.281)
Fornecimento de energia elétrica	5.166.237	5.071.842	4.395	4.812	1.663.846	2.047.094
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			-	17	2.059	10.722
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.036)	(4.844)
Energia elétrica de curto prazo			25	(99)	3.353	(6.028)
Suprimento de energia elétrica			25	(82)	3.376	(150)

(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos

(15.668)

(12.758)

(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	(15.668)	(12.758)
Receita de construção da infraestrutura de concessão	441.772	377.993
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)	711.600	(117.743)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)	165.541	206.661
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários	348.260	309.911
Outras receitas e rendas	110.936	90.822
Outras receitas operacionais	4.809.589	3.913.859
Total da receita operacional bruta	6.476.811	5.960.804
Deduções da receita operacional		
ICMS	(814.484)	(866.589)
PIS	(82.052)	(73.338)
COFINS	(377.936)	(337.799)
ISS	(81)	(74)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(1.016.443)	(749.712)
Programa de P & D e eficiência energética	(34.949)	(32.869)
PROINFA	(48.168)	(37.010)
Bandeiras tarifárias e outros	(5.943)	-
Outros	(5.169)	(4.609)
	(2.385.225)	(2.102.000)
Receita operacional líquida	4.091.587	3.858.803

MULTAS COMPENSATÓRIAS

Exemplo – ITR 1T26 da CPFL Paulista

(21) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/03/2026	31/03/2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025	1º Trimestre 2026	1º Trimestre 2025
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	4.764.431	4.681.212	2.896	3.024	2.432.033	2.623.577
Industrial	23.751	23.467	143	196	130.605	182.140
Comercial	261.251	250.435	626	745	572.063	689.493
Rural	69.074	70.239	169	180	125.654	135.830
Poderes públicos	33.257	32.730	184	205	147.747	167.382
Iluminação pública	8.113	7.610	194	217	95.910	110.125
Serviço público	5.865	5.668	177	240	134.711	186.703
Fornecimento faturado	5.165.742	5.071.361	4.389	4.806	3.638.723	4.095.250
Consumo próprio	495	481	5	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)					104.911	121.125
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.079.788)	(2.169.281)
Fornecimento de energia elétrica	5.166.237	5.071.842	4.395	4.812	1.663.846	2.047.094
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			-	17	2.059	10.722
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(2.036)	(4.844)
Energia elétrica de curto prazo			25	(99)	3.353	(6.028)
Suprimento de energia elétrica			25	(82)	3.376	(150)
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					2.081.824	2.174.125
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					965.324	884.848
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(15.668)	(12.758)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					441.772	377.993
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					711.600	(117.743)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					165.541	206.661
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários					348.260	309.911
Outras receitas e rendas					110.936	90.822
Outras receitas operacionais					4.809.589	3.913.859
Total da receita operacional bruta					6.476.811	5.960.804
Deduções da receita operacional						
ICMS					(814.484)	(866.589)
PIS					(82.052)	(73.338)
COFINS					(377.936)	(337.799)
ISS					(81)	(74)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.016.443)	(749.712)
Programa de P & D e eficiência energética					(34.949)	(32.869)
PROINFA					(48.168)	(37.010)
Bandeiras tarifárias e outros					(5.943)	-
Outros					(5.169)	(4.609)
					(2.385.225)	(2.102.000)
Receita operacional líquida					4.091.587	3.858.803

Premissa para projeção:

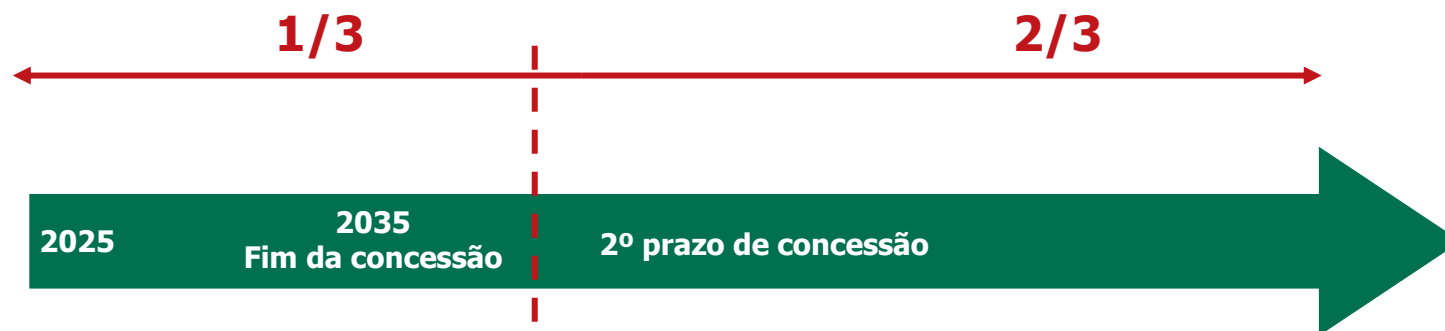
Média histórica + % RTA (Fio B)

ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

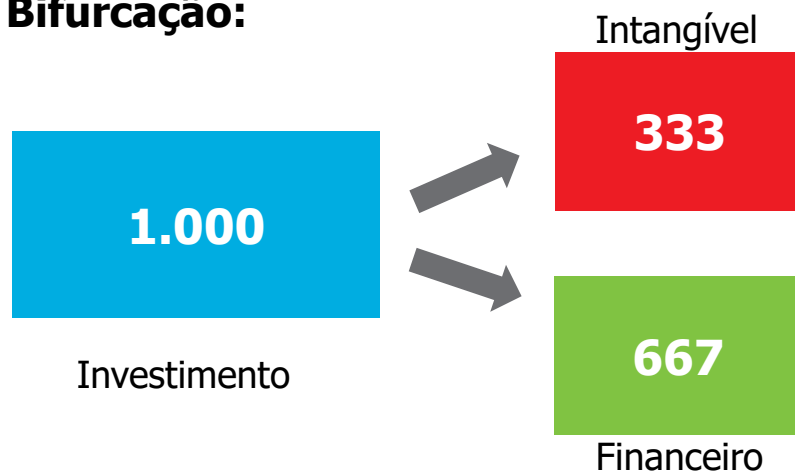
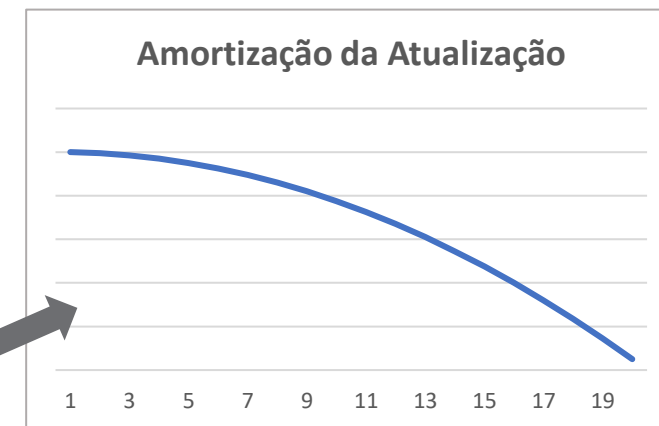
- É a parcela do investimento que não pode ser amortizada dentro do período da concessão
- Serve como uma *proxy* da indenização a ser recebida pelo acionista ao final da concessão, pelos ativos não amortizados
- A **atualização monetária** desse ativo é contabilizada na receita operacional
- Trata-se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



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.**

Efeitos no resultado financeiro - R\$ milhões	2T26	2T25	1S26	1S25
Acréscimos e multas moratórias	148	119	267	242
Paulista	69	59	121	122
Piratininga	23	22	45	42
RGE	48	31	85	64
Santa Cruz	7	6	13	13
Demais empresas	0	1	2	1

Agenda



- 01.** Setor elétrico brasileiro
- 02.** Contrato de distribuição
- 03.** A lógica da construção das tarifas
- 04.** Análise Financeira
- 05.** Composição da Tarifa

CRITÉRIOS GERAIS PARA A CONSTRUÇÃO DE TARIFAS NÍVEL E ESTRUTURA

Como dividir a Receita Requerida da Distribuição entre os consumidores?

é como a tarifa aplicada ao mercado reflete a diferenciação relativa dos custos entre os subgrupos, classes e subclasses de tarifas, de acordo com as modalidades e postos tarifários.



**RECEITA
REQUERIDA**

RECEITA REQUERIDA
CONSUMIDORES
RECEITA REQUERIDA

A

B

C

D

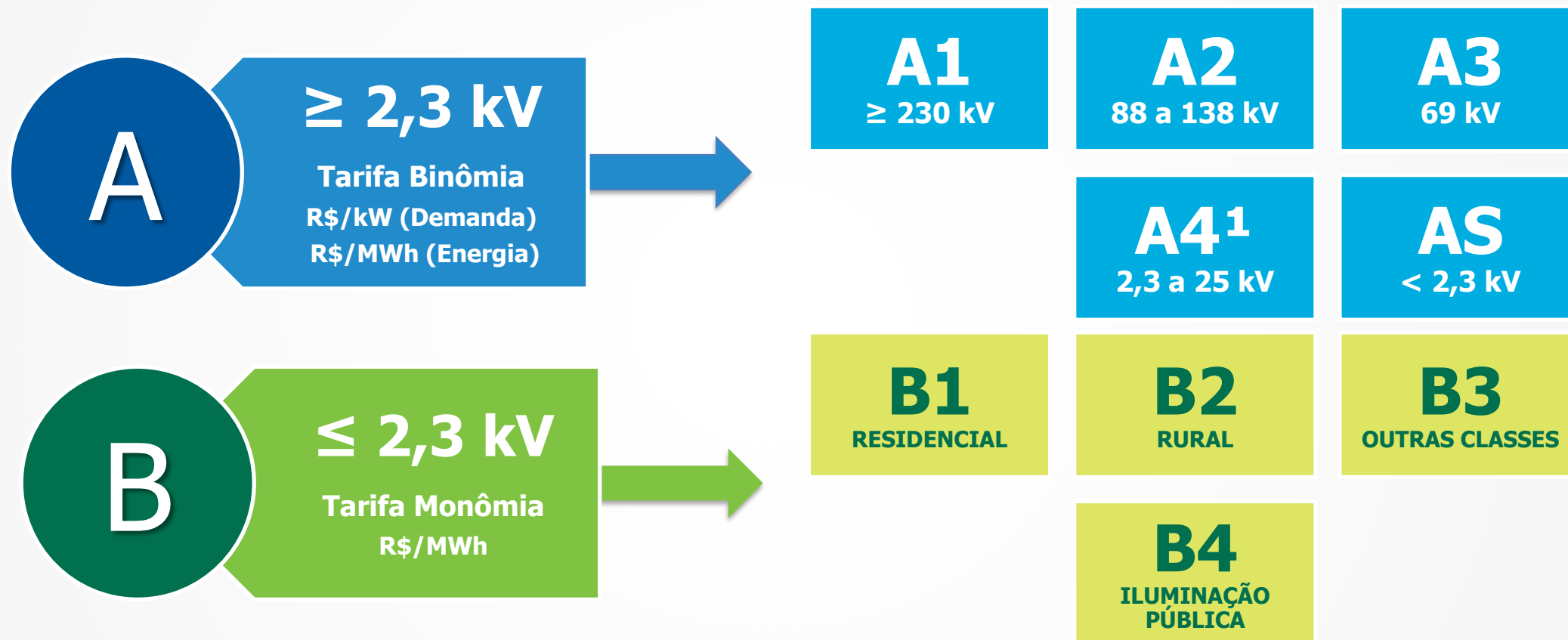


COMPOSIÇÃO DA TARIFA – ABERTURA POR CLASSE



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 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)



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)

Compra de
Energia¹

Transmissão

Perdas

Encargos
Setoriais

Outros

Transporte ITAIPU

Rede Básica
ITAIPU

Rede Básica S/
Cativo

CDE

CFURRH

P&D_EE

ESS/EER

Subsídio

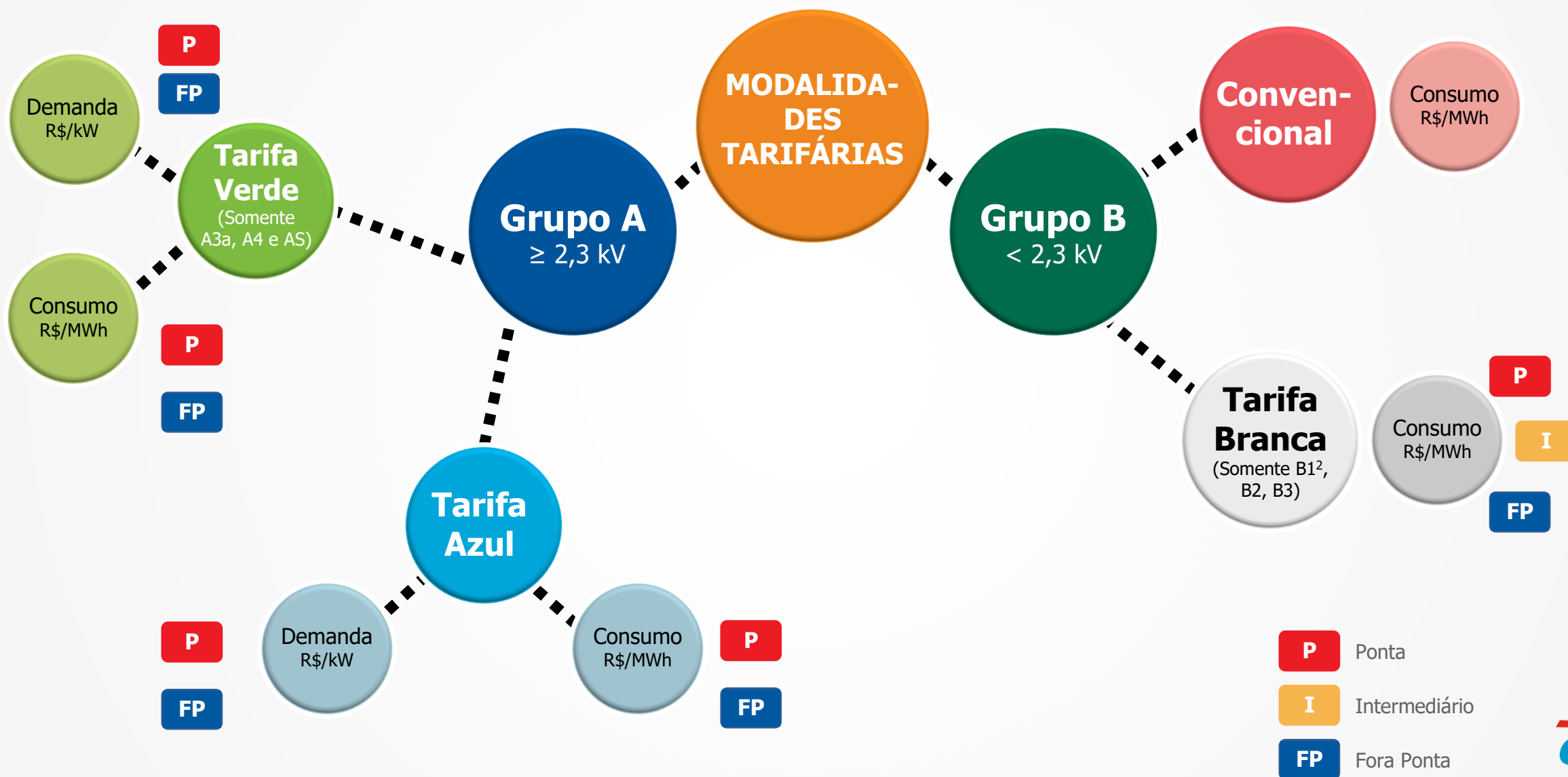
Outros

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 TUSD permanece após a migração.

COMPOSIÇÃO DA TARIFA – MODALIDADES TARIFÁRIAS

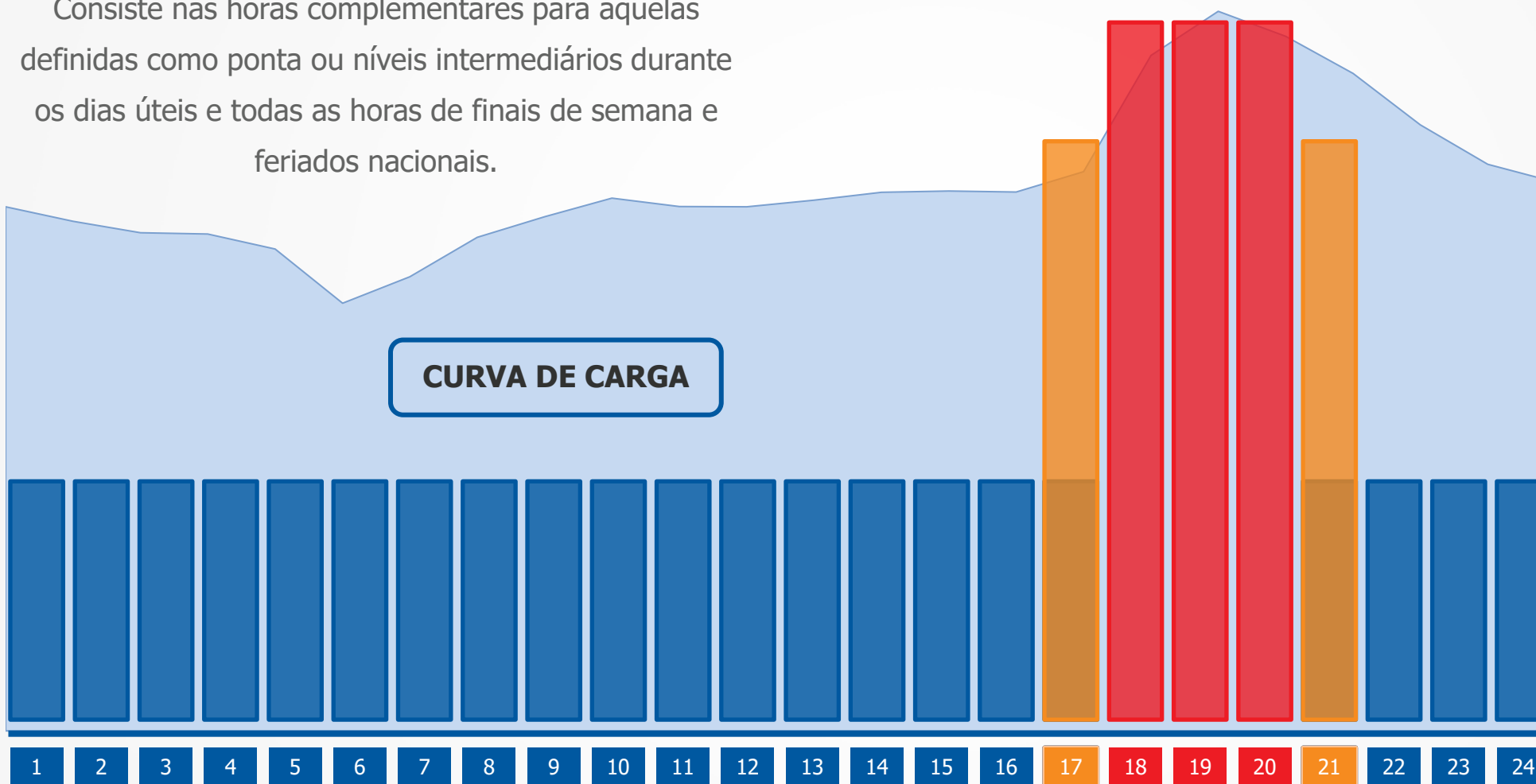


COMPOSIÇÃO DA TARIFA – NÍVEL TARIFÁRIO

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.

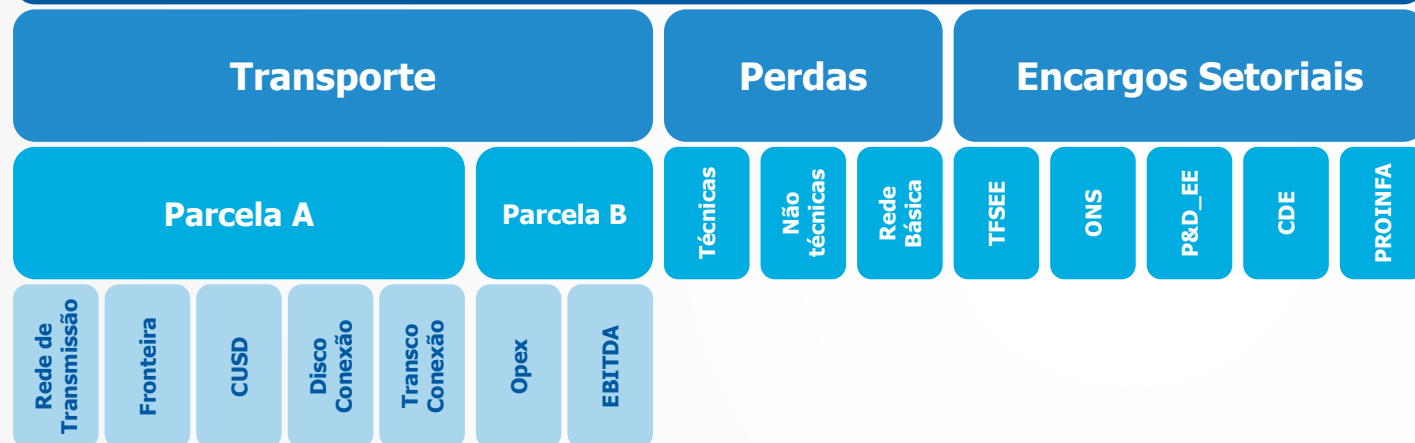
INTERMEDIÁRIO (I)

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

COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA – CONSUMIDOR MMGD

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: mesma tarifa aplicada aos consumidores do nível

Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)



Tarifa de Energia: não incidência de custos de Energia e Transporte

Tarifa de Energia (TE)

[R\$/MWh]



A tarifa é a mesma para MMGD 1, 2 e 3, com diferenciação com relação ao desconto aplicado conforme Lei 14.300 de 2022.

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



Fale com o RI

ri@cpfl.com.br