



i | ABRAD E E
INSTITUTO ABRAD E E DA EN E R G I A

PROJETO COOPERADO DE P&D DE
**MODERNIZAÇÃO
DAS TARIFAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**



DESAFIOS

PARA A DISTRIBUIÇÃO



Tecnologia



Comportamento
consumidor



Modelo de negócios



SUBPROJETO 2
Metodologias de
desenho de tarifa fio

Proposição de novas
modalidades tarifárias
para o SEB



SUBPROJETO 1
Visão Estratégica
Setorial

Cenários de difusão de REDs
Desafios para as distribuidoras
no futuro



SUBPROJETO 3
Avaliação
de impacto

Avaliação dos custos
e benefícios da proposta
de estrutura tarifária

Pesquisa com consumidor

CENÁRIO ATUAL:

TARIFA VOLUMÉTRICA



Tendência de aumento de tarifas monômias volumétricas



Maximiza os efeitos do subsídio cruzado implícito entre consumidores e prosumidores



Penaliza relativamente mais os consumidores com **menor capacidade de pagamento**

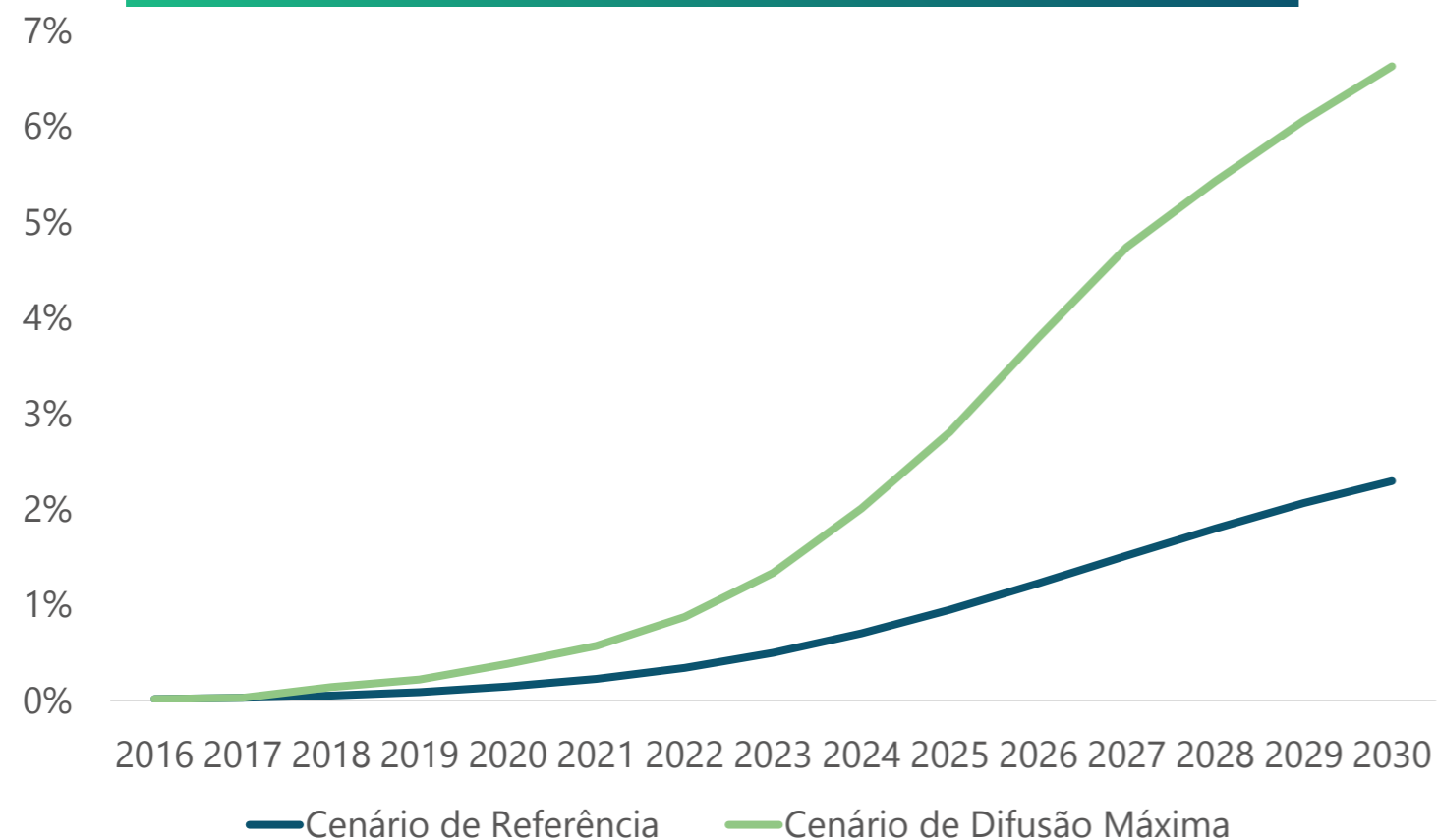


Desincentiva ações de eficiência energética

CENÁRIOS DE DIFUSÃO DE REDs

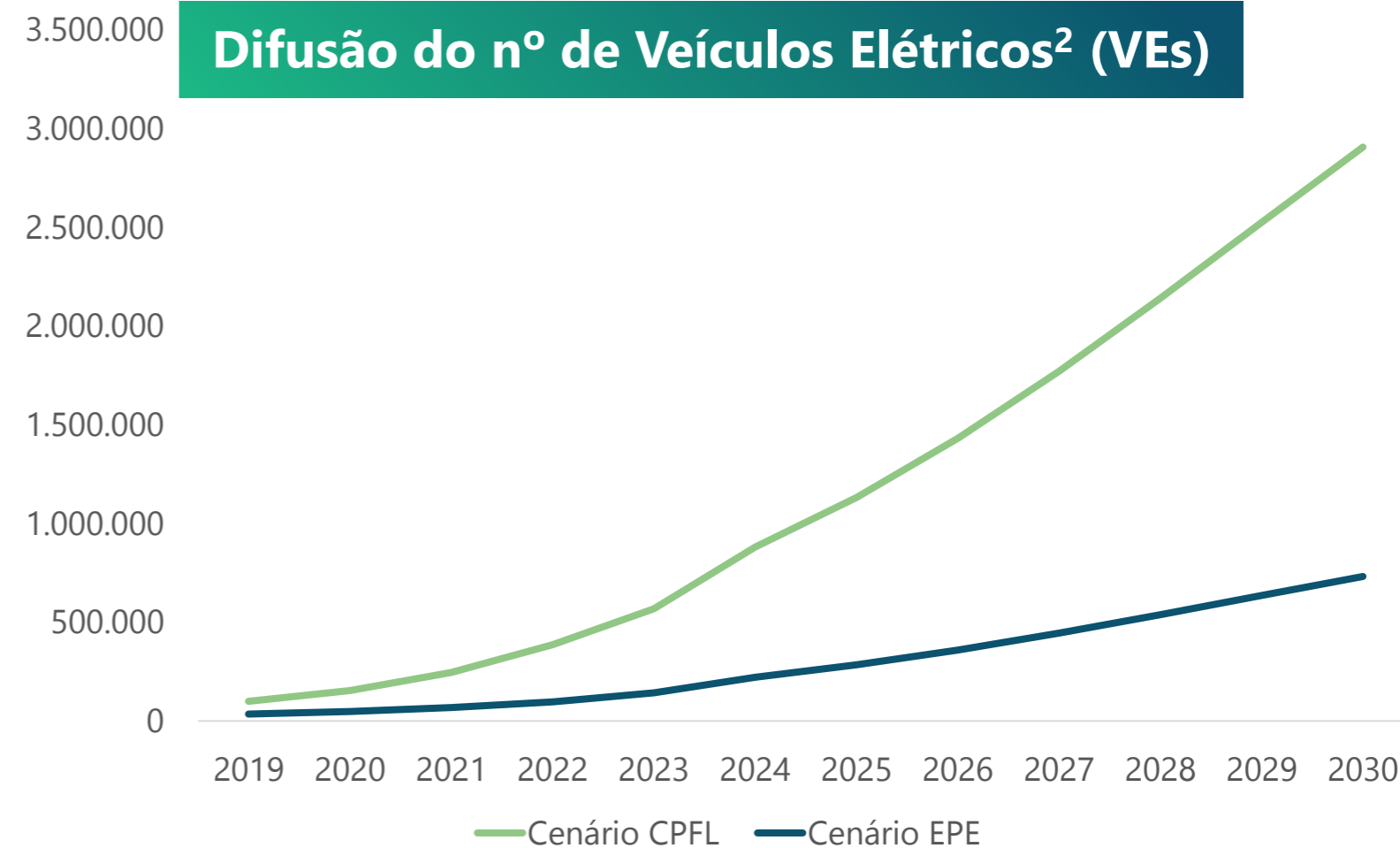
Tendência de crescimento acentuado de MMGD no curto prazo, com potencial de inserção de demais REDs no médio prazo

Difusão GD¹ - % carga em relação ao SIN



1 Projeto Ecosud

Difusão do nº de Veículos Elétricos² (VEs)



2 EPE, PDE 2026; Estudo EMOTIVE CPFL

Aumento de Difusão de RED

Referência (GWp em 2030)

14,4

Difusão Máxima (GWp em 2030)

41,1

Cenário EPE

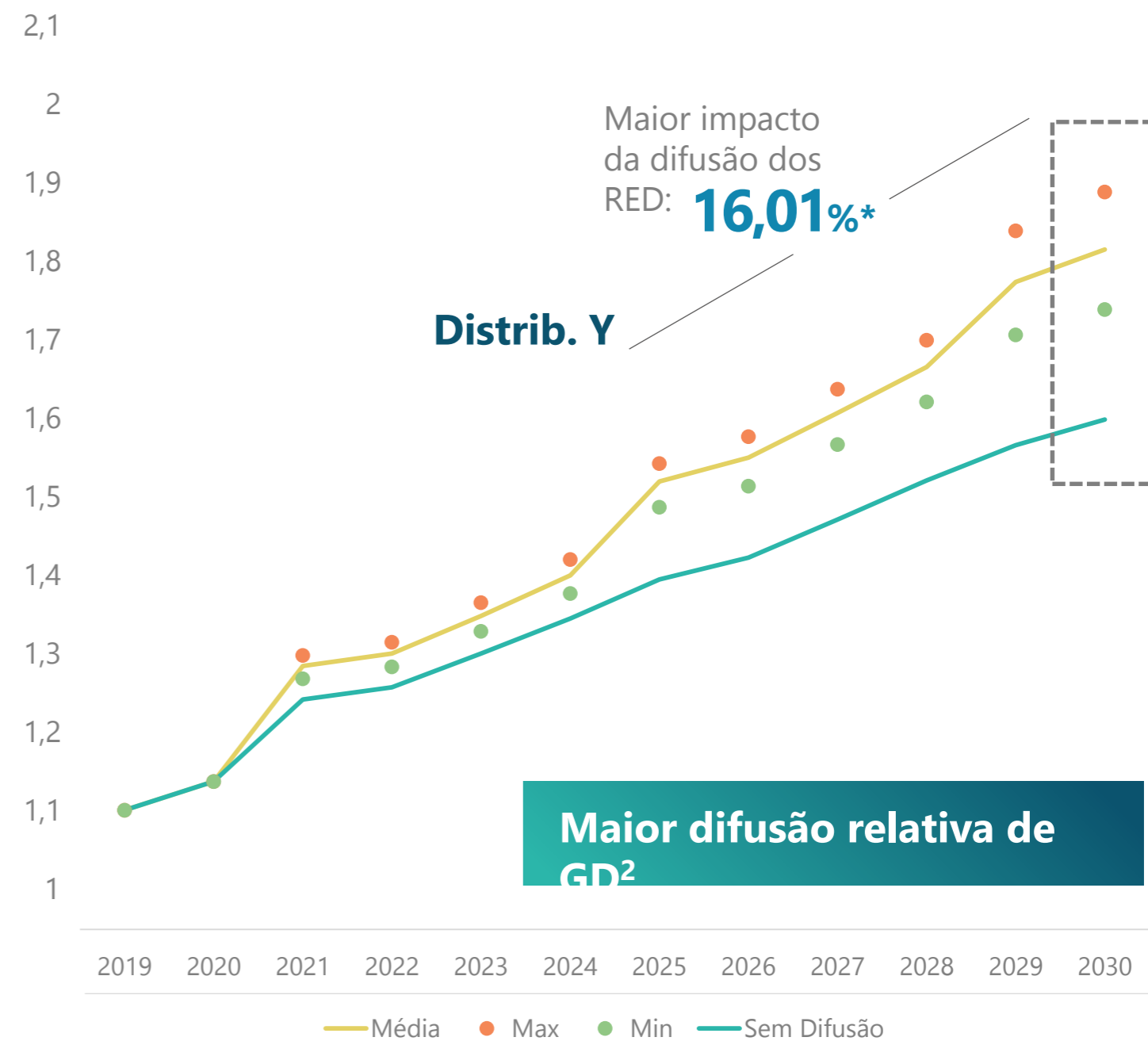
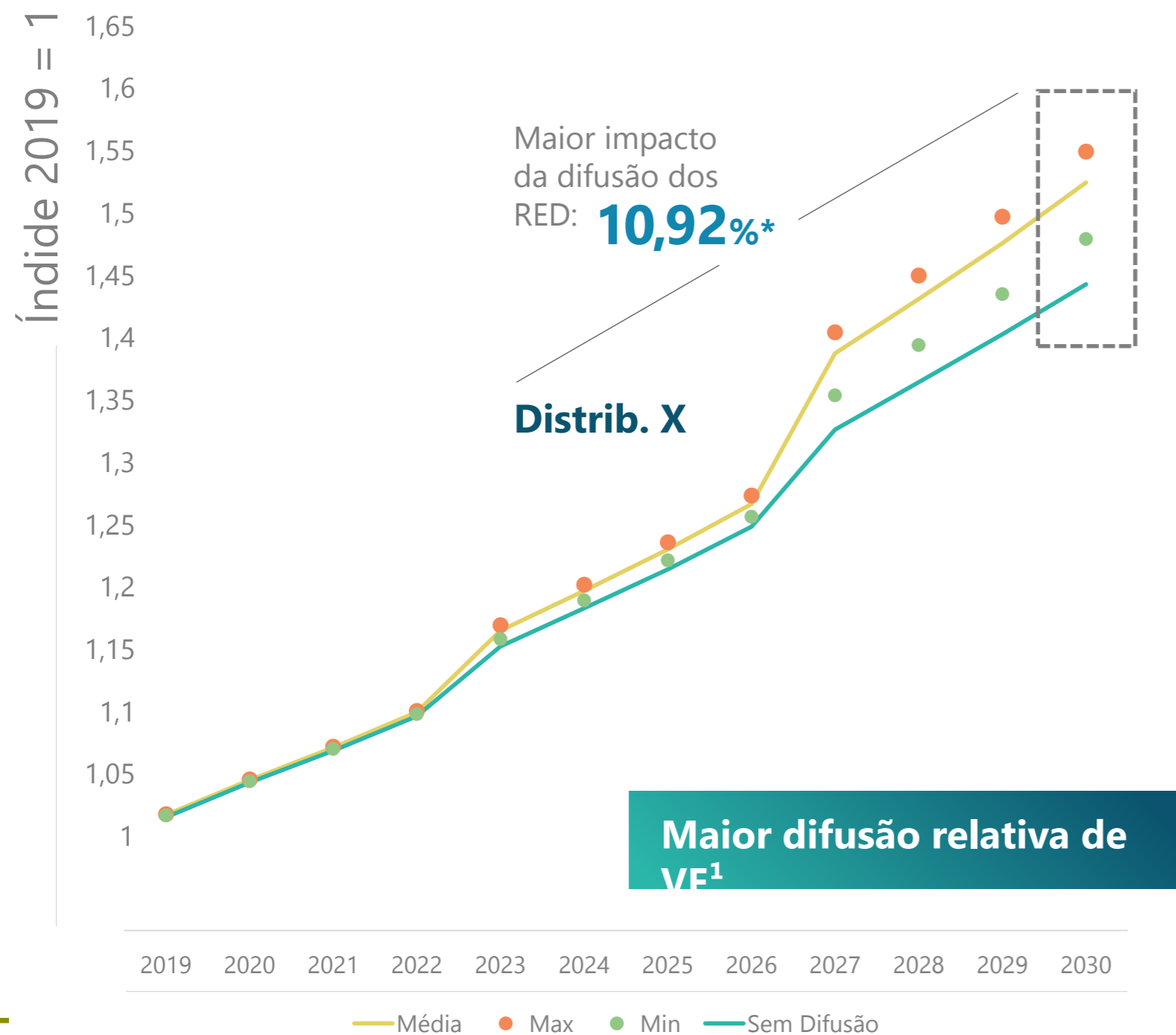
VE 726.039

Cenário CPFL

2.850.000

IMPACTO NAS TARIFAS

A difusão dos RED tende a aumentar os valores das tarifas monômias cobradas atualmente



PROJETO TARIFA MODERNA:

ALTERNATIVAS

DE TARIFAÇÃO



Forte **fundamentação** técnica



Eficiência alocativa



Sinais de preço incentivam **modulação de carga**

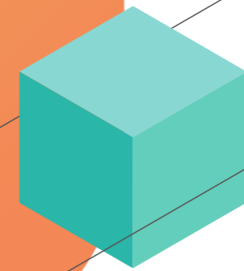


Promover **tarifas justas** e estáveis



Eficiência **distributiva e olhar social** da capacidade de pagamento

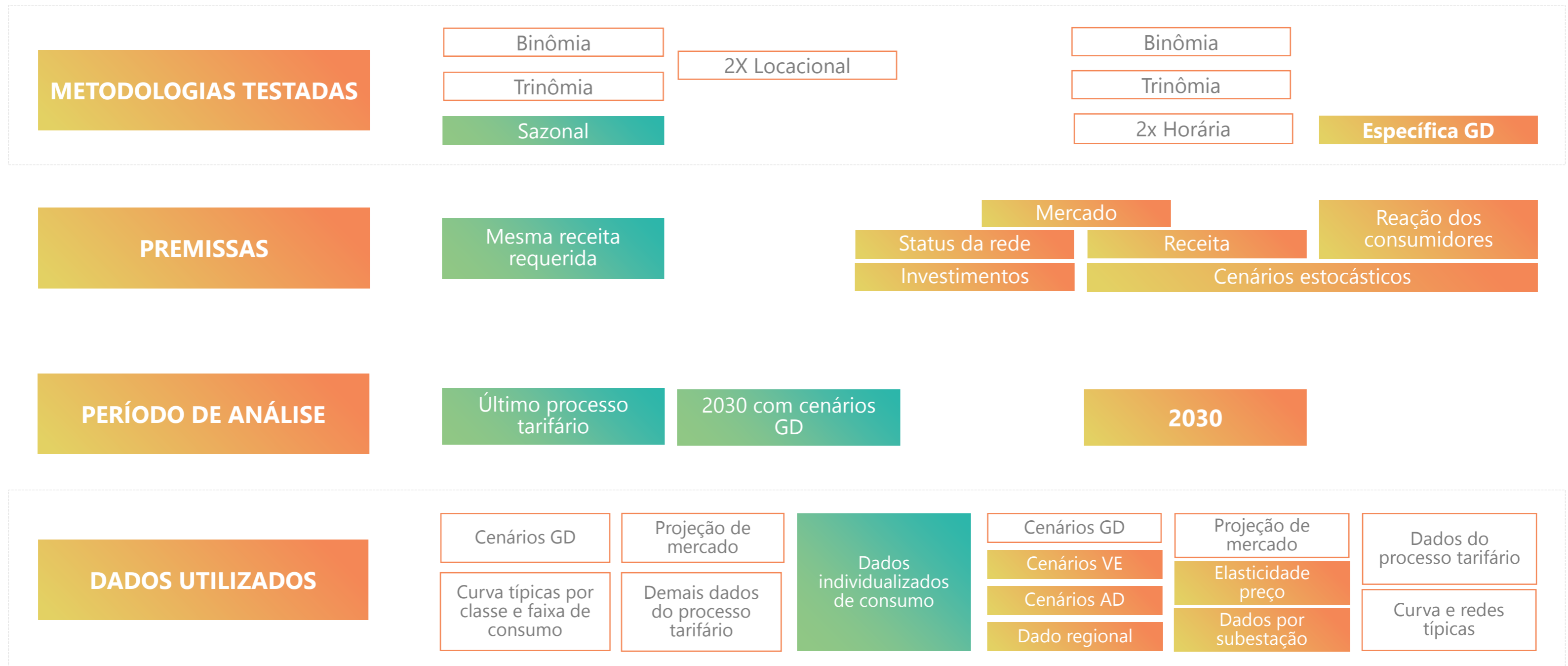
METODOLOGIAS TARIFÁRIAS AVALIADAS

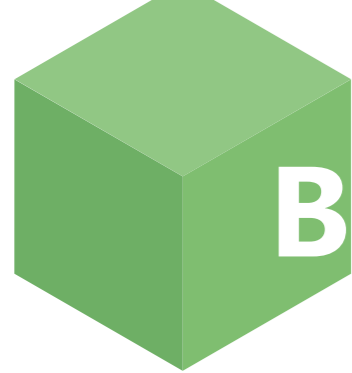


Simulações em
7 áreas de concessão

> **Sem troca de medidor** ("curto prazo")

> **Com substituição de medidor** ("longo prazo")





BINÔMIA SEM TROCA MEDIDOR

EFEITO MÉDIO CONSUMIDOR



Fio A R\$/kW

Fio B R\$/kW

Perdas e encargos R\$/MWh

Demanda estimada por fator de carga, por faixa de consumo

Demanda flat

Classe	Faixa consumo	COELBA		COPEL		CELESC		CPFL PTA		EDP ES	
B1	0-100 kWh	-5,1%		-5,1%		-4,7%		-7,2%		-2,4%	
	101-220 kWh	-1,6%		-2,3%		-3,9%		-1,2%		-4,8%	
	221-500 kWh	0,1%	-2,2%	0,0%	-1,6%	-0,3%	-0,3%	0,0%	-0,9%	0,0%	-0,3%
	501-1000 kWh	0,5%		0,6%		0,7%		0,5%		1,1%	
	> 1000 kWh	3,3%		2,4%		3,8%		3,5%		4,9%	
B2	0-300 kWh	0,7%		-4,9%		-1,1%		-9,3%		-1,0%	
	301-1000 kWh	1,3%	1,6%	-2,6%	-1,7%	0,7%	0,4%	-0,1%	-0,4%	1,3%	0,5%
	1001-5000 kWh	2,6%		-0,7%		2,8%		1,1%		3,2%	
	> 5000 kWh	1,9%		-1,0%		1,7%		1,0%		2,4%	
B3	0-2500 kWh	10,3%		4,1%		2,0%		6,0%		2,5%	
	2501-5000 kWh	-1,4%	5,7%	1,7%	3,4%	0,8%	1,8%	-0,5%	2,6%	1,1%	2,3%
	5001-10000 kWh	-1,8%		1,6%		0,7%		-0,7%		1,2%	
	> 10000 kWh	-1,3%		3,3%		0,6%		-0,6%		1,5%	
B1 + B2 + B3			0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%



TRINÔMIA SEM TROCA DE MEDIDOR

EFEITO MÉDIO CONSUMIDOR



Idem binômia

Fio B dividido:
Comercial R\$/UC
Demais R\$/kW

**Parcela fixa impacta
fatura dos consumidores
de menor consumo**

Classe	Faixa consumo	COELBA	COPEL	CELESC	CPFL PTA	EDP ES
B1	0-100 kWh	2,8%	2,2%	5,8%	3,0%	5,0%
	101-220 kWh	-1,5%	-1,0%	-1,9%	0,8%	-3,8%
	221-500 kWh	-2,7%	-0,7%	-0,7%	-0,6%	-1,0%
	501-1000 kWh	-3,7%	-1,4%	-1,1%	-1,7%	-1,1%
	> 1000 kWh	-1,9%	-0,4%	0,7%	0,0%	1,7%
B2	0-300 kWh	6,6%	-1,7%	3,3%	-4,6%	3,0%
	301-1000 kWh	-2,4%	-3,9%	0,3%	-1,3%	0,1%
	1001-5000 kWh	-2,7%	-3,6%	0,1%	-2,1%	0,4%
	> 5000 kWh	-3,7%	-4,2%	-1,3%	-2,7%	-0,6%
B3	0-2500 kWh	6,1%	2,8%	2,1%	3,4%	2,6%
	2501-5000 kWh	-6,4%	-1,2%	-1,9%	-3,7%	-1,8%
	5001-10000 kWh	-6,9%	-1,4%	-2,2%	-4,1%	-1,7%
	> 10000 kWh	-6,5%	0,0%	-2,3%	-4,0%	-1,6%
B1 + B2 + B3		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%



MONÔMIA TOU, BINÔMIA E TRINÔMIA

SUBSTITUIÇÃO DE MEDIDORES



Consumidores

1 De baixo consumo: *o sinal temporal é fundamental para reduzir as faturas, já que estes consumidores têm dificuldade em reduzir demandas máximas.*

Modalidades Tarifárias

Faturas estimadas¹ para UCs Residenciais de Baixo Consumo (100 kWh/mês)

		Distrib. X	Distrib. Y
Monômias Atuais		R\$ 80,40	R\$ 83,32
Monômias 4 postos	(pico fora da ponta)	-14,8%	-16,6%
	(pico na ponta)	+4,4%	+2,3%
Binômias 2 postos	(pico fora da ponta)	-11,6%	-10,6%
	(pico na ponta)	+30,3%	+47,8%
Trinômias 2 postos	(pico fora da ponta)	-5,4%	-3,1%
	(pico na ponta)	+29,9%	+49,7%

2 De médio e alto consumo: *tendem a pagar menos. Migração do pico para fora da ponta junto à aplicação de tarifas binômias/trinômias potencializam as reduções.*

P/FP 8 P/M 10 P / I 4 (TUSD R\$/MWh)	Intermediário Ponta Fora ponta Madrugada
Fio A R\$/kW Fio B R\$/kW Perdas e encargos R\$/MWh Demanda medida Demanda com 2 postos tarifários	Fio B dividido: Comercial R\$/UC Demais R\$/kW



Consumidores

3 Com GD (prosumidores): novas modalidades reduzem subsídios cruzados e incentivam migração de picos para fora da ponta. Redução dos subsídios é maior se tarifas são adotadas tarifas binômias ou trinômias.

Modalidades Tarifárias

Faturas estimadas¹ para UCs Residenciais de Alto Consumo

		Distrib. X	Distrib. Y
Monômias Atuais	sem GD ²	R\$ 485,64	R\$ 503,24
	com GD ³	-83,4%	-83,4%
Monômias 4 postos (com GD)³	(pico fora da ponta)	-77,5%	-77,9%
	(pico na ponta)	-70,3%	-70,9%
Binômias 2 postos (com GD)³	(pico fora da ponta)	-69,8%	-65,7%
	(pico na ponta)	-58,7%	-51,0%
Trinômias 2 postos (com GD)³	(pico fora da ponta)	-70,8%	-66,3%
	(pico na ponta)	-61,2%	-53,0%

P/FP 8
P/M 10
P / I 4
(TUS R\$/MWH)

Intermediário
Ponta
Fora ponta

Fio A R\$/kW
Fio B R\$/kW
Perdas e encargos
R\$/MWh

Demanda medida
Demanda com
2 postos tarifários

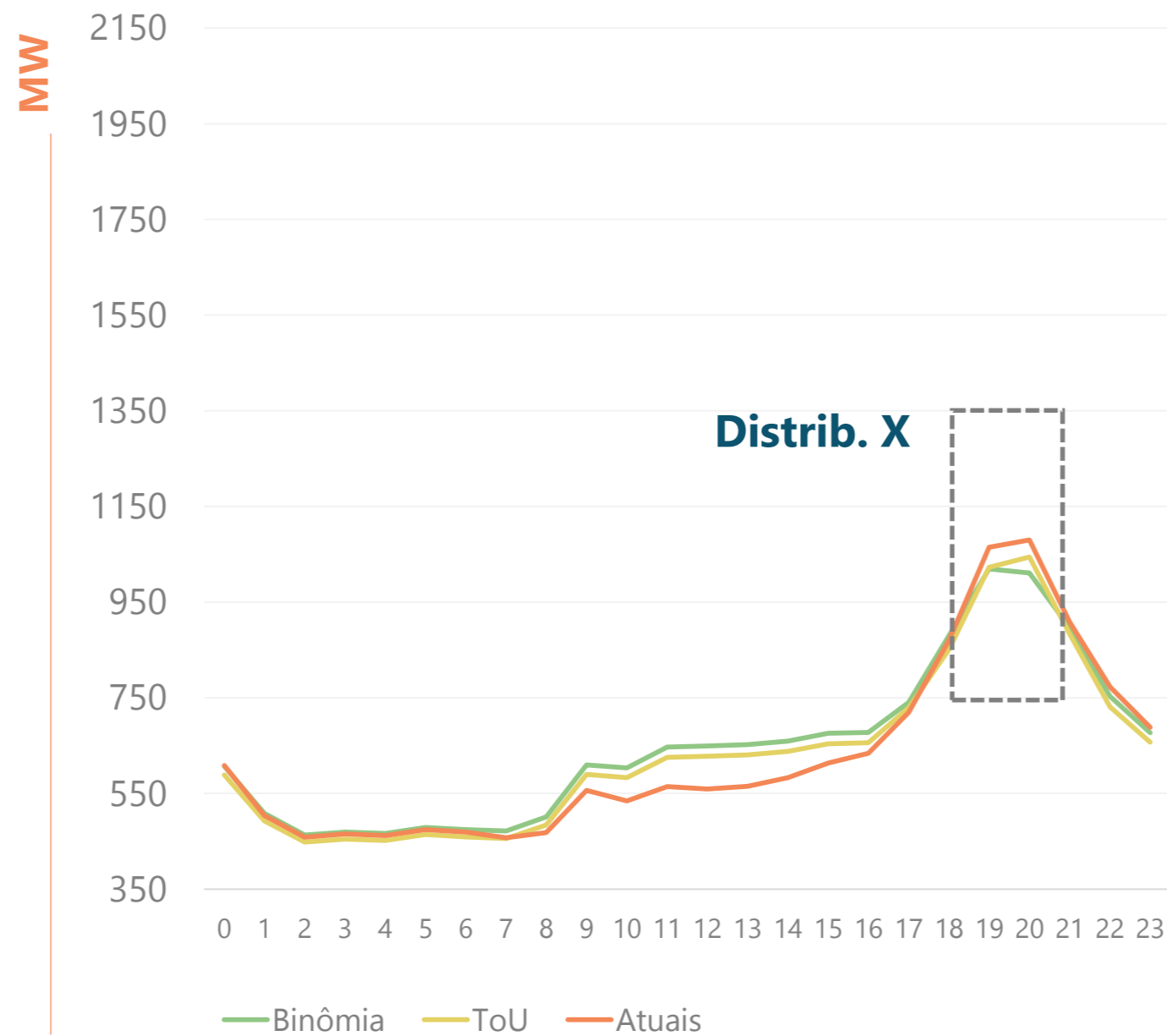
Fio B dividido:
Comercial R\$/UC
Demais R\$/kW

COMPARAÇÃO MONÔMIA TOU, BINÔMIA E TRINÔMIA

SUBSTITUIÇÃO
DE MEDIDORES



Curvas de carga na BT



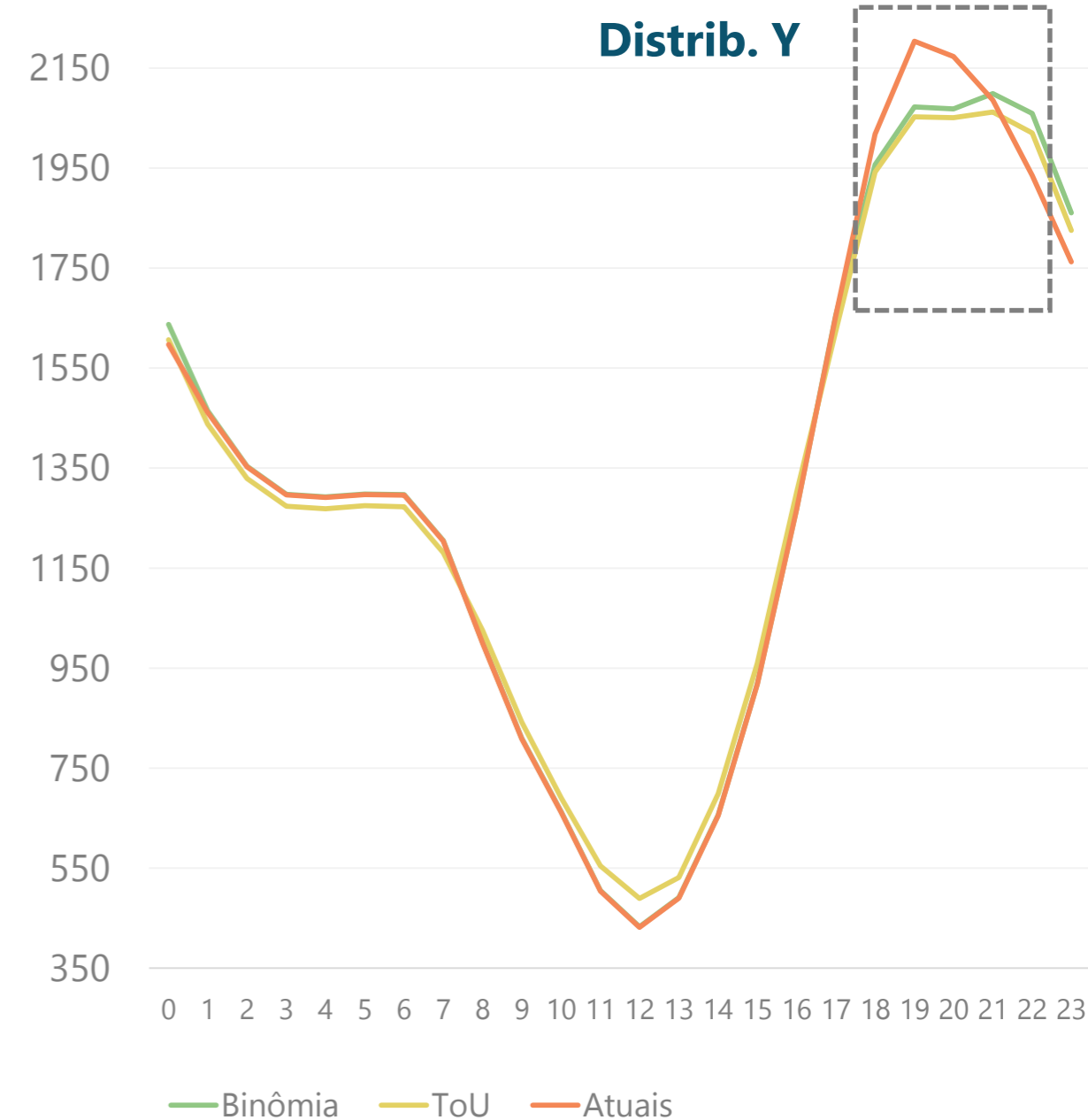
Investimentos postergados para atendimento à ponta:

Monômias com 4 postos: R\$ 123 milhões*

Multipartes com 2 postos: R\$ 149 milhões*

* Resultados para o cenário médio das difusões

Sinais de preços incentivam
modulação de carga



Investimentos postergados para atendimento à ponta:

R\$ 312 milhões

* Resultados para o cenário médio das difusões

TARIFAS LOCACIONAIS

Variabilidade nos custos médios das subestações resultam em **diferenças significativas nas tarifas**

LOCACIONAL

Custos médios por subestação

Tratamento por qualidade

Custos médios por subestação

Agrupamento de subestações com custos médios semelhantes

Agrupamento de subestações por regionais (áreas contíguas)

EFEITO CONSUMIDOR		Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
		TUSD	TUSD	TUSD	TUSD
A2	Azul	-62%	-8%	92%	293%
A3		-50%	18%	143%	423%
MT	Azul ou Verde	-47%	33%	202%	441%
B1	Convencional				
B2					
B3		-59%	3%	123%	277%
B4a					
B4b					
Total		-57%	9%	139%	312%

INSERÇÃO

DE GD E IMPACTOS NA REDE BT

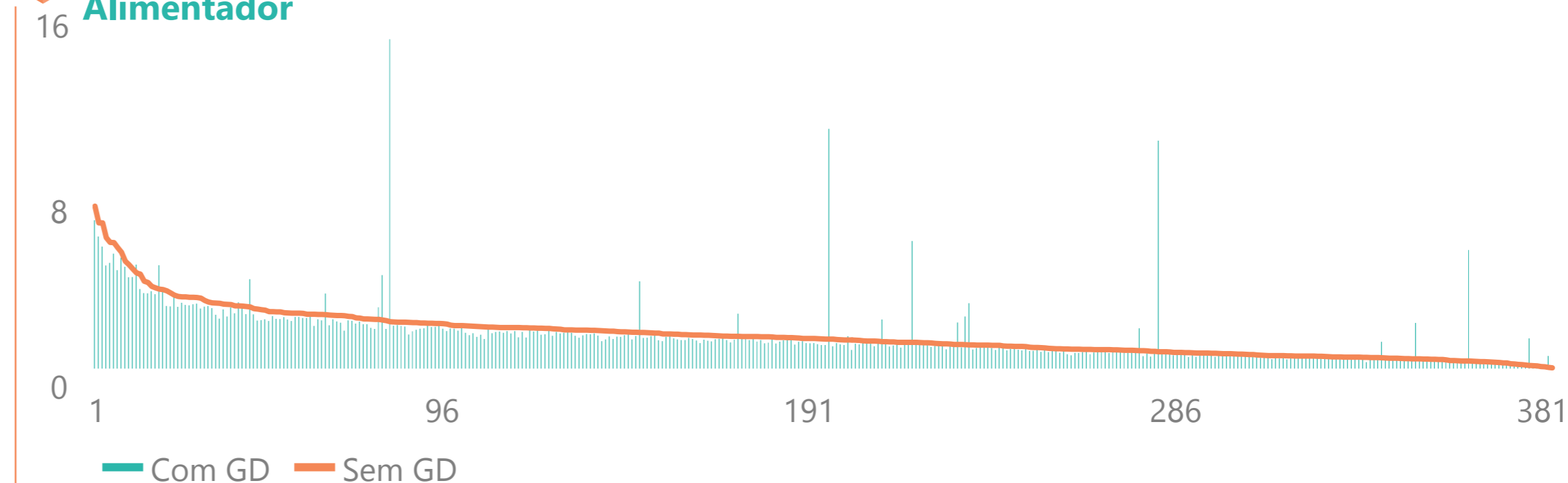


Penetração de GD 10%
"Homogênea"*

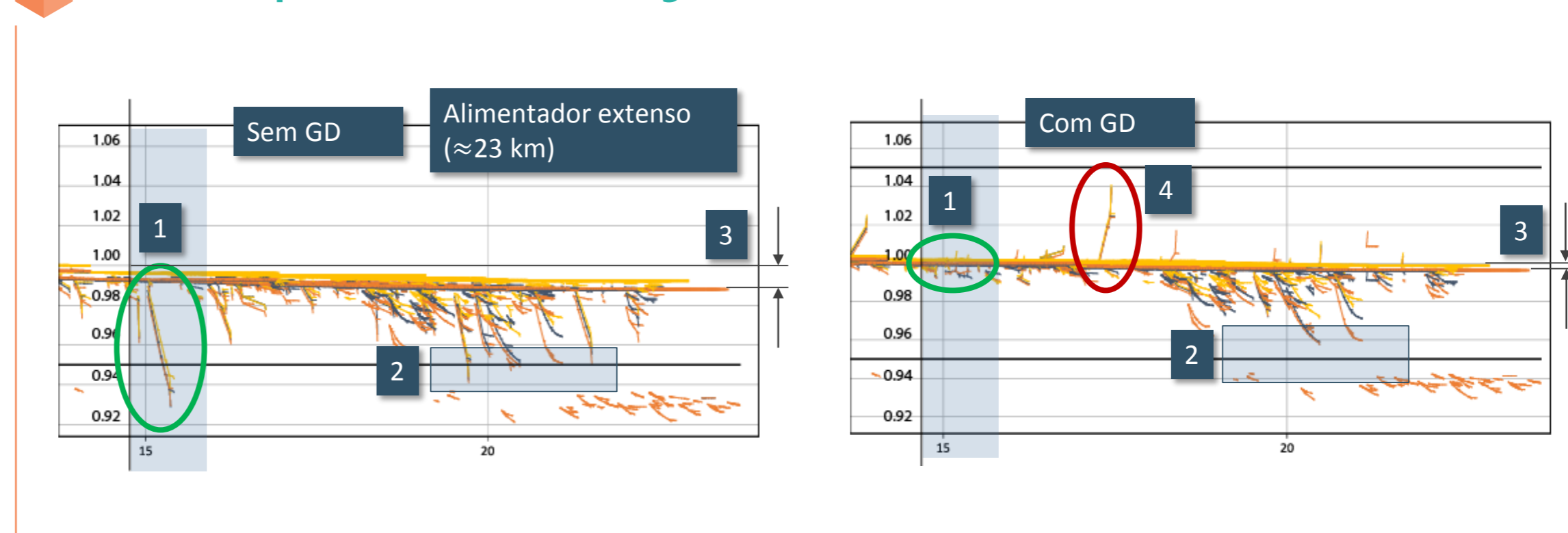
Perdas na rede da BT

> Pouca variação das perdas médias da distribuidora, mas há aumento significativo de perdas para alguns alimentadores

Perdas anuais / Energia injetada (%) x Alimentador



Análise do perfil de tensão ao longo do alimentador 155



1 Redução da **carga líquida** em uma ramificação > soluciona subtensão

2 Redução da carga líquida a montante > melhora perfil de **tensão a jusante**

3 Melhor regulação de tensão > menor queda de tensão no **fim do alimentador**

4 Sobretensão no ponto de **conexão da GD**

INSERÇÃO

DE GD E IMPACTOS
NA REDE BT



Penetração de GD 10%
Concentrada na MT

> Perdas na rede da BT

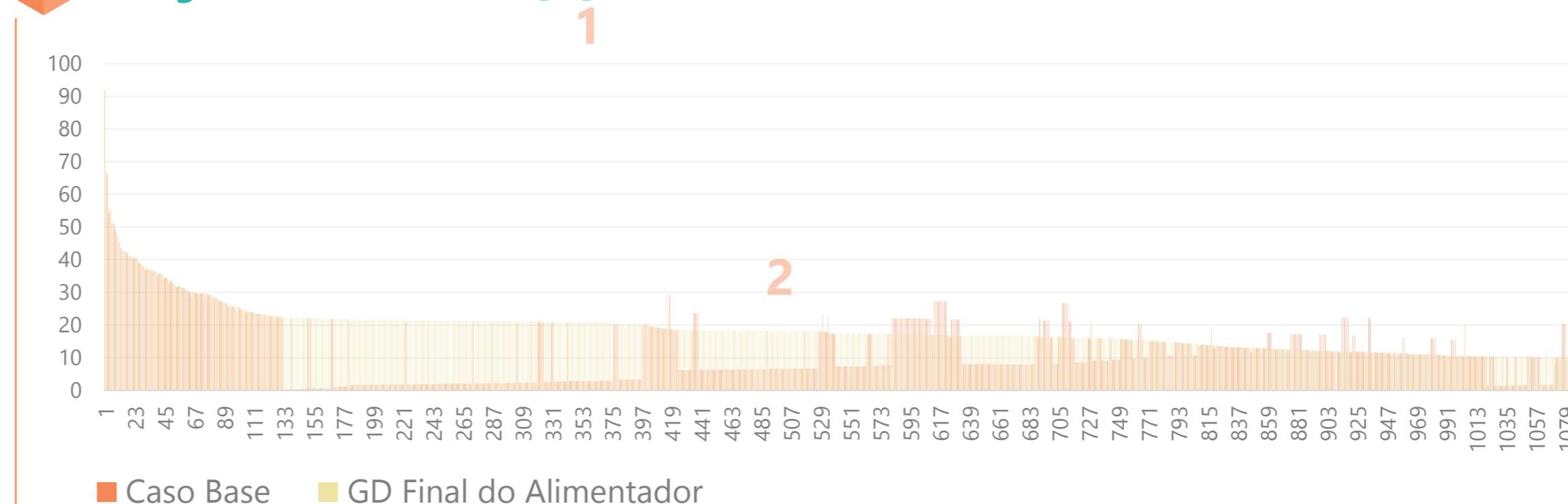
Perdas maiores com GD localizada no final do alimentador devido às características dos condutores e inversão do fluxo para atendimento da carga

Aumento do carregamento em vários circuitos > carregamento médio dos circuitos aumenta de 13% para 19%

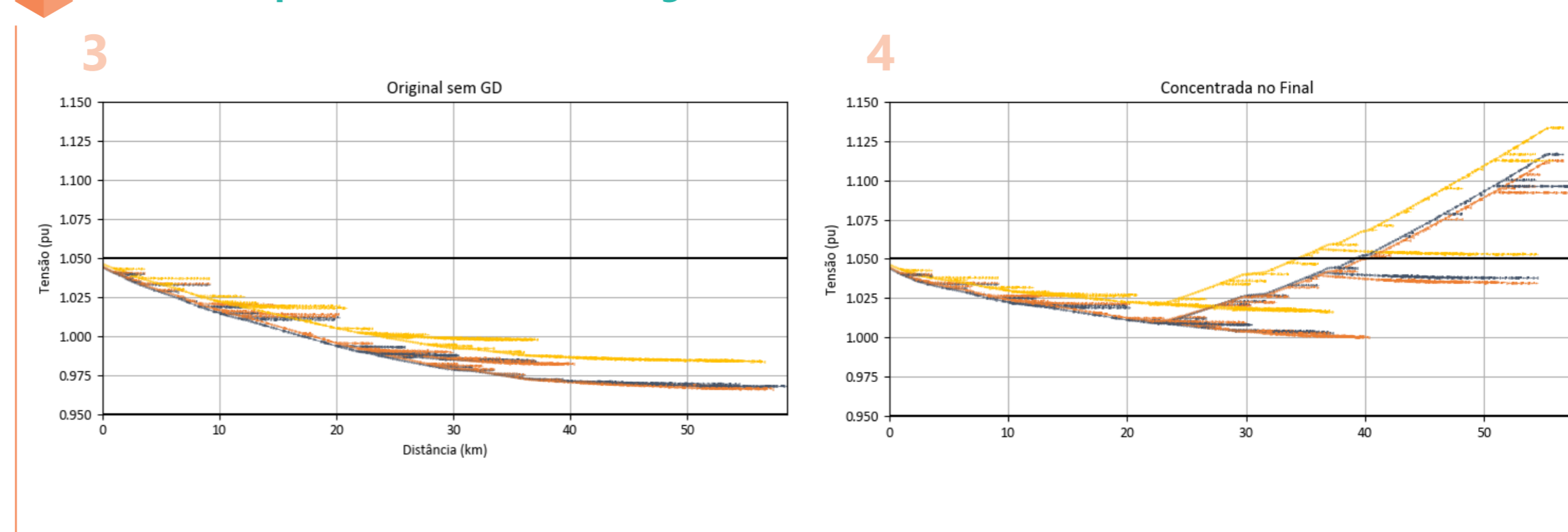
Diminuição do nível de tensão ao longo do alimentador sem GD

Porém aumento da **injeção de potência concentrada no final do alimentador** leva a **sobretensão**


Carregamento do Circuito [%]



Análise do perfil de tensão ao longo do alimentador 53 às 12h



1
2
3
4

 COELBA
3,1%

 CPFL
14,4%

➤ **Mercados em desenvolvimento e com baixa penetração de REDs**

➤ **Mercados maduros**

➤ Tarifa monômnia não inibe ações de **eficiência energética**

➤ **Não possibilitam** ações mais efetivas de eficiência energética

➤ Não se verificam aumentos tarifários significativos para os consumidores com **menor capacidade de pagamento**

➤ Redução no consumo médio pode levar a **impactos tarifários significativos** com a manutenção da tarifa monômnia

ANÁLISE

DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Comparação da necessidade de aumento relativo entre **tarifa monômnia e binômnia** para concessionária representativa de mercado em desenvolvimento e de mercado maduro

—
Desejável opções tarifárias conforme realidade nas áreas de concessão



AIR

Avaliação Qualitativa

Avaliação Quantitativa



Regulamentação / Aspectos financeiros/ Implementação

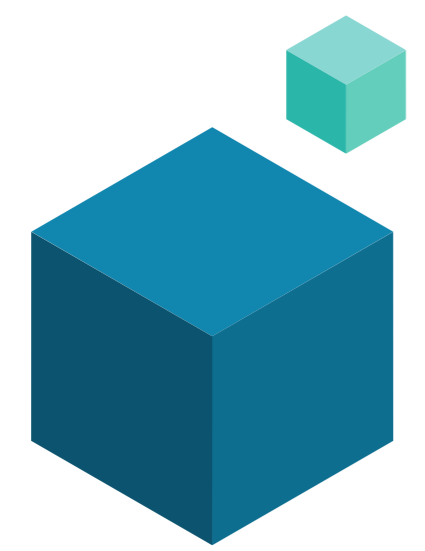
Comparação entre as políticas tarifárias

Sugestões Recomenções Procedimento

/ Resposta da demanda / Geração: atratividade GD
/ Distribuidoras: Impacto na rede, faturamento / **Consumidores: impacto das políticas**

Visão Técnica

ESTUDOS EM ANDAMENTO

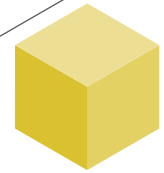


Pesquisa consumidor

Qualitativa
Grupos totais, entrevistas em profundidade

Quantitativa

Visão do consumidor



CONCLUSÕES

DO P&D TARIFA MODERNA



Consumidores e prosumidores:

Tratamento isonômico: tarifas justas, livres de subsídios cruzados implícitos, compatíveis com o uso da rede de distribuição



Distribuidoras:

Desejável opções tarifárias com melhor eficiência alocativa e distributiva, considerando a realidade nas áreas de concessão

> Importante conhecer os consumidores

Tarifas locacionais: custos de atendimento ou de capacidade levam a variações muito elevadas nas tarifas dos consumidores. Necessidade: mais estudos

Tarifas temporais: sinal de preço na ponta relevante para redução de consumo

O sinal temporal pode inicialmente elevar fatura do consumidor com carga concentrada no horário de ponta

Redução da ponta diminui FUS, gerando desafio regulatório no reconhecimento de investimentos

Tarifas multipartes: redução da ponta da curva de carga das distribuidoras onde se aplicam as modalidades

A segregação dos custos administrativos resulta em elevados impactos sobre a fatura média dos consumidores residenciais de menor consumo