

www.daimon.com.br



Daimon
ESPECIALISTAS EM ENERGIA

Engenharia | Regulação | Software

Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

Subprojeto 02 – Metodologias de desenho de tarifa para o serviço fio e desafios de implementação

2º Workshop - Brasília, 27 de fevereiro de 2019

- 1. Parte 1: Metodologias de Desenho de Tarifas – Tarifas Multipartes**

- 2. Parte 2: Metodologias de Desenho de Tarifas – Outras Modalidades Tarifárias**

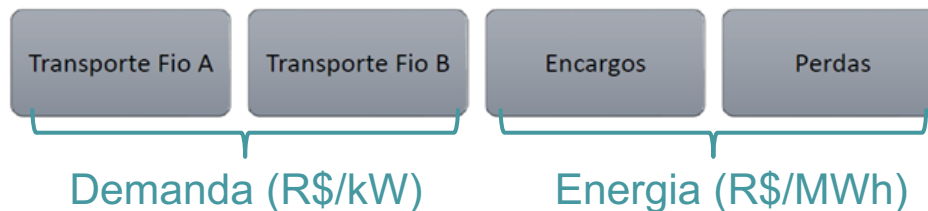
1. Parte 1: Metodologias de Desenho de Tarifas – Tarifas Multipartes

- Tarifas Binômias
- Tarifas em 3 Partes
- Tarifas Binômias x Monômias em função do crescimento de mercado (eficiência energética)

- Objetivos:
 - Garantir uma alocação justa dos custos com a rede de distribuição.
 - Introduzir um efeito estabilizador nas tarifas dos consumidores frente a cenários de forte redução de mercado (p.ex. no caso de GD).
 - Evitar distorções tarifárias existentes na estrutura monômia.
 - Possibilitar a implantação de outras modalidades tarifárias opcionais benéficas ao consumidor.

- Forma de cobrança dos componentes da TUSD

Binômia



Premissa básica adotada:

$$Fatura BT_{mon\hat{o}mia} = Fatura BT_{bin\hat{o}mia}$$

$$E \cdot TUSD_{en(transp+per+enc)} = D_{m\acute{a}x} \cdot TUSD_{dem(transp)} + E \cdot TUSD_{en(per+enc)}$$



$$E \cdot TUSD_{en(transp)} = D_{m\acute{a}x} \cdot TUSD_{dem(transp)}$$

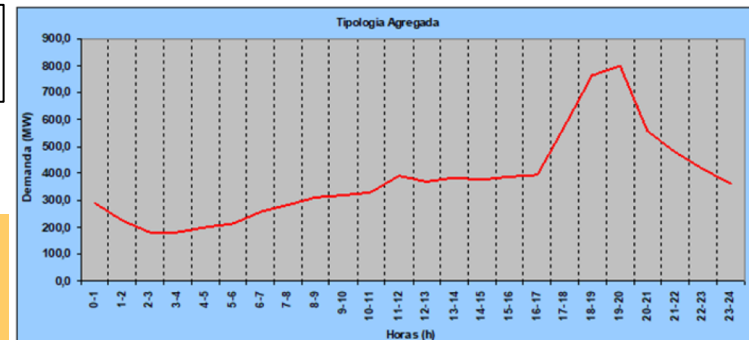
Como determinar $D_{m\acute{a}x}$?

$$f_c = \frac{D_{m\acute{e}dia}}{D_{m\acute{a}x}} = \frac{E}{D_{m\acute{a}x} \cdot \Delta t} \rightarrow D_{m\acute{a}x} = \frac{E}{f_c \cdot \Delta t}$$



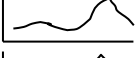

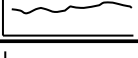


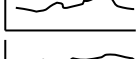
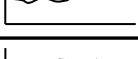
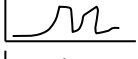

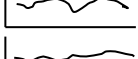
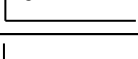
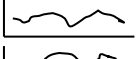

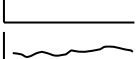
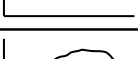
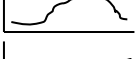

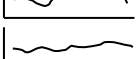
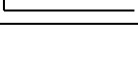
Ent\~ao:

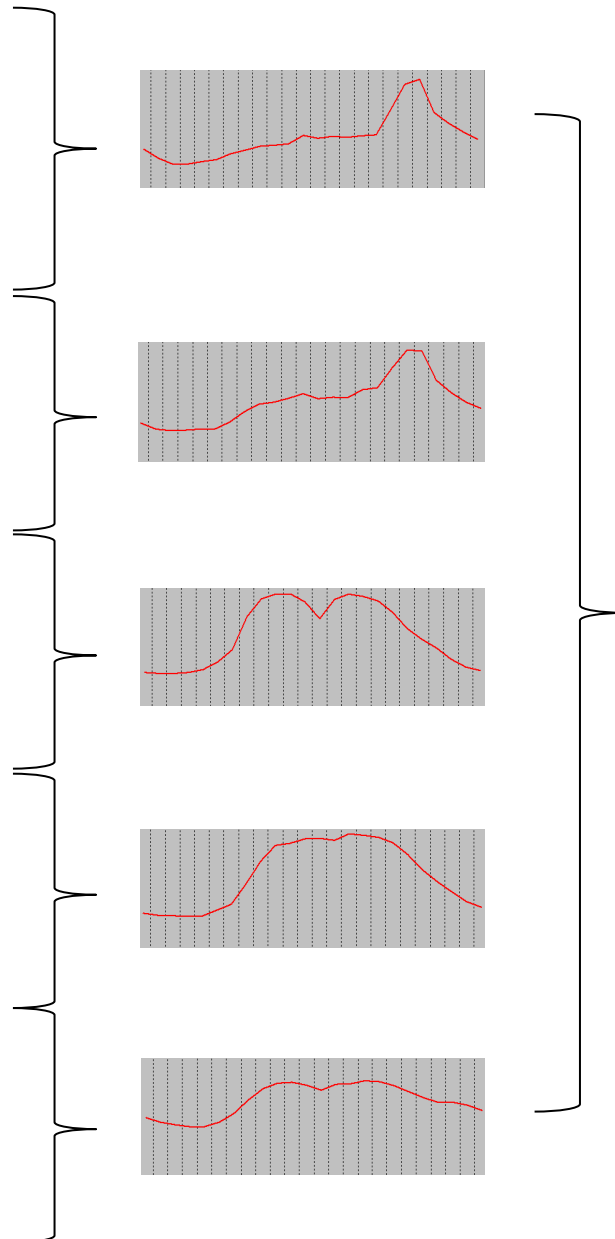
$$TUSD_{dem(transp)} = TUSD_{en(transp)} \cdot f_c \cdot \Delta t$$

Fator de carga das tipologias agregadas por classe/faixa

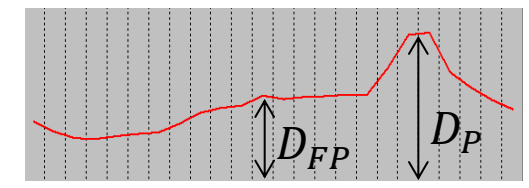


Tarifa Monômnia – Curvas de Carga

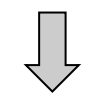
Residencial	0-100	
	100-200	
	200-500	
	500-1000	
	>1000	
Rural	0-300	
	300-1000	
	1000-5000	
	>5000	
Industrial	0-1000	
	1000-3000	
	3000-7000	
	>7000	
Comercial	0-500	
	500-2000	
	2000-5000	
	>5000	
Serv. Públ.	0-2000	
	2000-5000	
	5000-10000	
	>10000	



Agregado BT



$$T_P \cdot D_P + T_{FP} \cdot D_{FP} = R$$



$$R = T_{EN} \cdot E$$

R\$/kWh

1. Estabelecimento de um valor de demanda referencial de cada cliente, utilizando como *proxy* o valor da demanda máxima média (ou 90%) de cada classe e faixa de consumo.
2. A partir do consumo medido e do fator de carga, obtém-se a demanda máxima do cliente.
3. Demanda faturada:

**Demanda
faturada**

$$D_{\max} > D_{\text{refer}} : D_{\max}$$

$$D_{\max} < D_{\text{refer}} : D_{\text{refer}}$$

Binômia – Efeito Médio

(Fatura completa: TUSD+TE – ref. PCAT 2018)

- COELBA
- EDP-ES
- CELESC
- CPFL Paulista
- COPEL

Binômia – Efeito médio consumidor

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

Binômia + Cenário GD solar FV

- COELBA
- EDP-ES
- CELESC
- CPFL Paulista
- COPEL



- Premissas:
 - Crescimento de mercado (UCs e MWh): extrapolação via SAMP.
 - Cenários de Penetração de GD: estudo GESEL (Subprojeto 1).
 - Tarifa PCAT 2018 congelada (monômia e binômia).

Empresa	Crescimento de Mercado		Baixa penetração de GD		Alta penetração de GD	
	UCs/ano	MWh/ano	GD/B1 (2030)	Receita Fio B Binômia/Mon.	GD/B1 (2030)	Receita Fio B Binômia/Mon.
COELBA	2,5%	4,0%	1,5%	97,3%	12,3%	104,4%
EDP-ES	3,3%	2,5%	3,3%	109,8%	21,2%	129,4%
CELESC	3,8%	3,1%	3,3%	112,5%	13,5%	121,0%
CPFL-Pta	2,9%	1,6%	4,3%	113,0%	13,4%	119,8%
COPEL	3,0%	1,6%	4,3%	115,1%	25,5%	129,1%

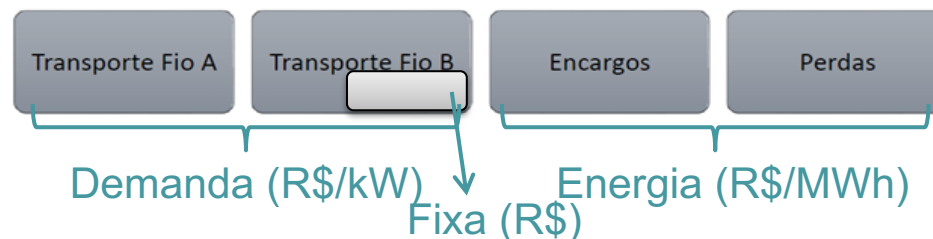
1. Parte 1: Metodologias de Desenho de Tarifas – Tarifas Multipartes

- Tarifas Binômias
- Tarifas em 3 Partes
- Tarifas Binômias x Monômias em função do crescimento de mercado (eficiência energética)

1. Mesma construção da Tarifa Binômia.
2. Parcela fixa para todos os consumidores subtraindo-se da Receita de Transporte Fio B um percentual correspondente aos Custos Comerciais/Administrativos.

$$VPB_{TC(\%)} = \frac{CO}{VPB} \cdot \frac{[\ln(NUC) - 6]}{30} \cdot 100\%$$

3 partes



3 Partes – Efeito Médio

(Fatura completa: TUSD+TE – ref. PCAT 2018)

- COELBA
- COPEL
- CELESC
- CPFL Paulista
- EDP-ES

Parcela Fixa

Empresa	E.R.	AP (DEA)
COELBA	14,38%	17,43%
COPEL	14,11%	14,11%
CELESC	16,48%	8,02%
CPFL-PT	15,21%	16,20%
EDP-ES	13,36%	16,63%

3 Partes – Efeito médio consumidor

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

3 Partes + Cenário GD solar FV

- COELBA
- EDP-ES
- CELESC
- CPFL Paulista
- COPEL



- Premissas:

- Crescimento de mercado (UCs e MWh): extrapolação via SAMP.
- Cenários de Penetração de GD: estudo GESEL (Subprojeto 1).
- Tarifa PCAT 2018 congelada (monômia e 3 partes).

Empresa	Crescimento de Mercado		Baixa penetração de GD		Alta penetração de GD	
	UCs/ano	MWh/ano	GD/B1 (2030)	Receita Fio B Binômia/Mon.	GD/B1 (2030)	Receita Fio B Binômia/Mon.
COELBA	2,5%	4,0%	1,5%	95,6%	12,3%	102,9%
EDP-ES	3,3%	2,5%	3,3%	110,1%	21,2%	130,2%
CELESC	3,8%	3,1%	3,3%	112,2%	13,5%	120,8%
CPFL-Pta	2,9%	1,6%	4,3%	114,0%	13,4%	121,0%
COPEL	3,0%	1,6%	4,3%	115,9%	25,5%	130,0%

1. Parte 1: Metodologias de Desenho de Tarifas – Tarifas Multipartes

- Tarifas Binômias
- Tarifas em 3 Partes
- Tarifas Binômias x Monômias em função do crescimento de mercado (eficiência energética)

Mercados Maduros:

- Cidades e regiões brasileiras com boa infraestrutura;
- Bons indicadores socioeconômicos (IDH, GINI, índice de violência mais baixo);
- Perfil de consumo (consumo / cliente) elevado

X

Mercados em Desenvolvimento:

- Demais regiões brasileiras com infraestrutura ainda em consolidação
- Razoáveis Indicadores socioeconômicos (e com amplo potencial de melhoria)
- Perfil de consumo (consumo / cliente) moderado

- 1º Parâmetro Utilizado p/ Classificação do Perfil de Mercado:
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano Médio:
- Índice divulgado pelo PNUD / ONU objetivando mensurar o nível de bem estar da população.
- Determinação do IDH: Calculado pela média geométrica dos índices de renda per capita, expectativa de vida e nível de educação, sendo que este parâmetro varia de 0 a 1.
- Destaca-se que este parâmetro está disponível por município (IDH-M), sendo a última versão a de 2010 (PNUD Brasil, 2010. Índice de Desenvolvimento Municipal, todos os Estados Brasileiros).

IDH - Faixas de Pontuação	Classificação
0,800 a 1,000	Muito alto
0,700 a 0,799	Alto
0,600 a 0,699	Médio
0,500 a 0,599	Baixo
0 a 0,499	Muito baixo

IDH-M: CPFL PTA e COELBA

	Parâmetro	Resultado
CPFL	Número de municípios considerados	230
	IDH-M máximo (Águas de São Pedro)	0,854 (IDH-M muito alto)
	IDH-M mínimo (Balbinos)	0,669 (IDH-M médio)
	IDH-M mínimo de Campinas	0,805 (IDH-M muito alto)
	IDH-M médio - CPF Paulista (*)	0,775 (IDH-M alto)

	Parâmetro	Resultado
COELBA	Número de municípios considerados	417
	IDH-M máximo (Salvador)	0,759 (IDH-M alto)
	IDH-M mínimo (Itapicuru)	0,486 (IDH-M muito baixo)
	IDH-M médio - COELBA (*)	0,652 (IDH-M médio)

❑ Nota (*): Média ponderada do IDH-M com a população de cada município

Classificação do Perfil de Mercado

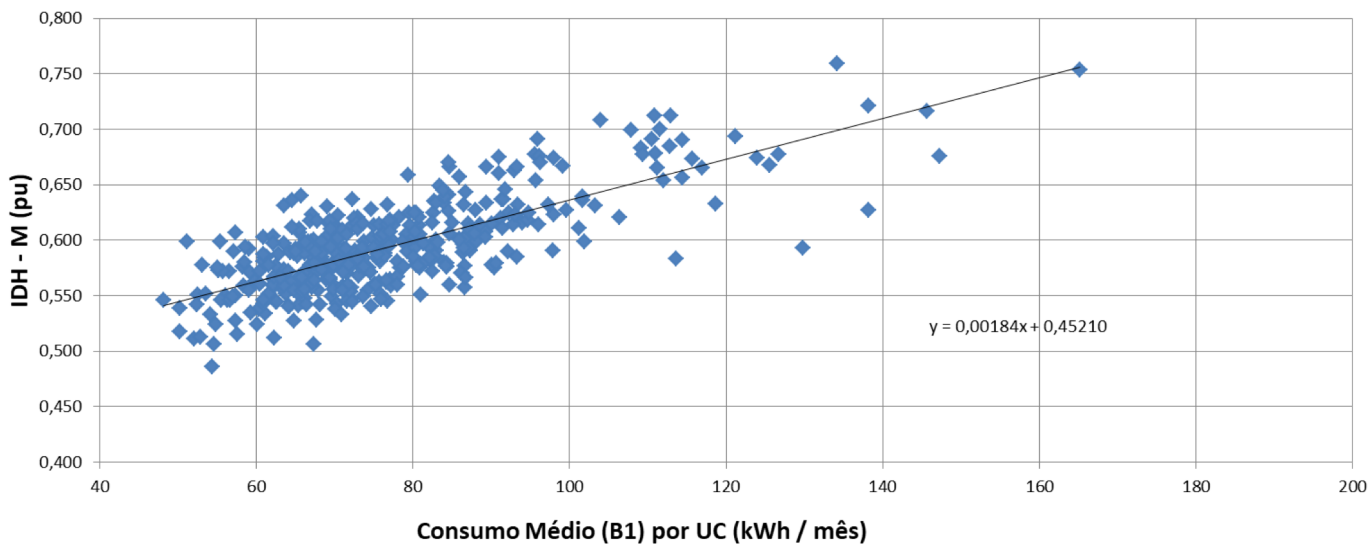


- 2º Parâmetro Utilizado p/ Classificação do Perfil de Mercado: Consumo Médio por classe
- Fonte utilizada: SAMP (12 meses – 12/2016 a 11/2017);
 - Parâmetros do SAMP: Consumo de energia por classe; Número de UC's da classe;
 - Classes consideradas: B1 (residencial, desconsiderando-se baixa renda); B2 (rural); B3 (demais classes).

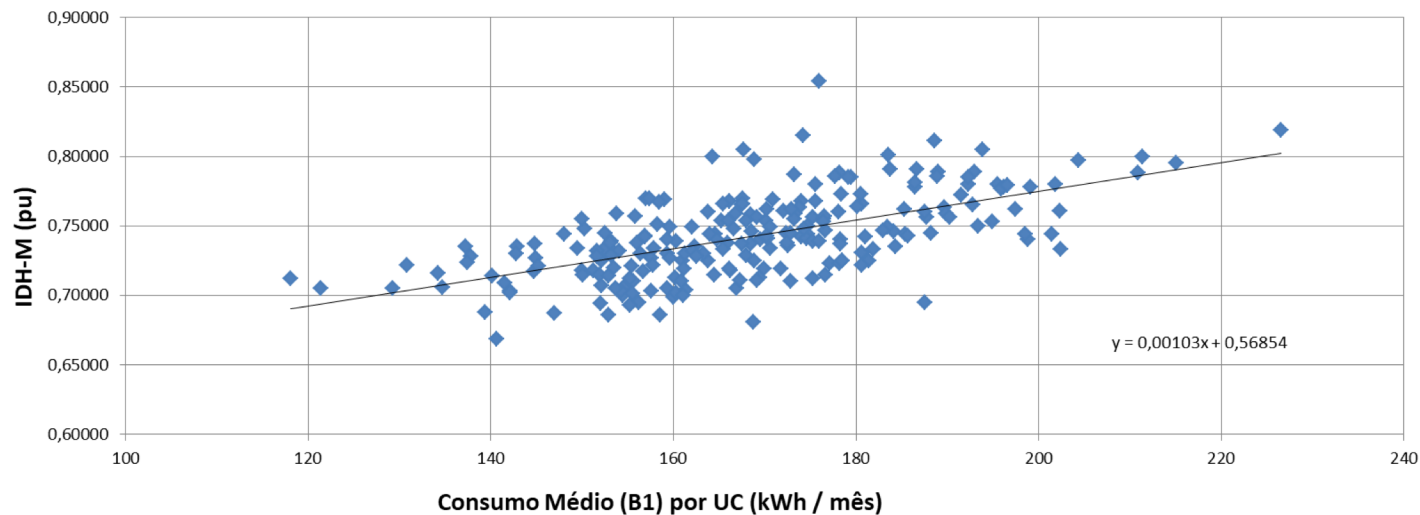
Parâmetro	CPFL PAULISTA	COELBA	CPFL PAULISTA / COELBA (%)
Consumo Médio - B1 (kWh / UC)	197,7	115,6	171
Consumo Médio - B2 (kWh / UC)	737,8	302,4	244
Consumo Médio - B3 (kWh / UC)	935,9	485,8	193

- CPFL Paulista tem um IDH-M alto (0,775) e a COELBA tem um IDH-M médio (0,652);
- Consumo médio por classe da CPFL Paulista significativamente mais elevado que da COELBA.
- **Hipótese:**
 - ✓ CPFL Paulista: Proxy de distribuidora que atende mercados maduros;
 - ✓ COELBA: Proxy de distribuidora que atende mercados em desenvolvimento.

COELBA (Distribuição de Pontos por Município): IDH-M x Consumo Médio



CPFL (Distribuição de Pontos por Município): IDH-M x Consumo Médio



- Considerando-se a CPFL Paulista como proxy de distribuidora que atende mercados maduros, e que o IDH médio dos municípios de sua área de concessão está na faixa de **IDH alto** (0,700 a 0,799), propõe-se o seguinte procedimento:
 - obtém-se da curva IDH x Consumo Médio de cada distribuidora o Consumo Médio correspondente ao IDH alto (média da faixa 0,700 a 0,799);
 - Ao aplicar as taxas de crescimento de mercado ao longo dos anos, os consumidores que atingirem esse consumo médio não terão mais aumento de consumo médio mensal.

Receita Binômica/Receita Monômica

Ano	CPFL	COELBA
2017	100%	100%
2020	102,2%	99,95%
2025	107,8%	100,2%
2030	114,8%	101,6%

Cenário SEM penetração de GD

Ano	CPFL	COELBA
2017	100,0%	100,0%
2020	102,3%	100,0%
2025	108,7%	100,6%
2030	117,6%	102,5%

Ano	CPFL	COELBA
2017	100,0%	100,0%
2020	102,7%	100,2%
2025	110,5%	103,1%
2030	124,4%	109,5%

Cenário GESEL – Baixa penetração de GD

Cenário GESEL – Alta penetração de GD

- 1. Parte 1: Metodologias de Desenho de Tarifas – Tarifas Multipartes**
- 2. Parte 2: Metodologias de Desenho de Tarifas – Outras Modalidades Tarifárias**

2. Parte 2: Metodologias de Desenho de Tarifas – Outras Modalidades Tarifárias

- Tarifas locacionais
- Tarifas horárias

Principais Vantagens

- ❑ Maximização da eficiência alocativa dos custos de uso da rede
 - i. Como calcular tarifas locacionais tendo em vista a complexidade e os problemas cadastrais inerentes a grandes base de dados?
 - ❑ Manipulação de grandes bases de dados, que por sua vez, requerem excelência na qualidade da informação.
- Prin** ii. Reflexão: em geral, existem custos significativamente diferentes dentro de uma mesma área de concessão que justifiquem a adoção de tarifas locacionais?
- ❑ Manipulação de grandes bases de dados, que por sua vez, requerem excelência na qualidade da informação.



1. Subdivisão da área de concessão em Regiões definidas por suas Subestações AT/MT.
2. A partir da BDGD, obtém-se, para cada SE:
 - Os ativos de rede por nível de tensão (trechos, transformadores, equipamentos).
 - O mercado atendido por classe e nível de tensão (MWh/ano).
3. Agregação das curvas de carga típicas e cálculo das demandas máximas por nível de tensão.
4. Com os dados de custos unitários dos componentes de rede (utilizados para o cálculo dos custos médios na RTP), dos ativos de rede e do mercado, calculam-se os custos médios (R\$/kW) por nível de tensão para cada SE e regional.

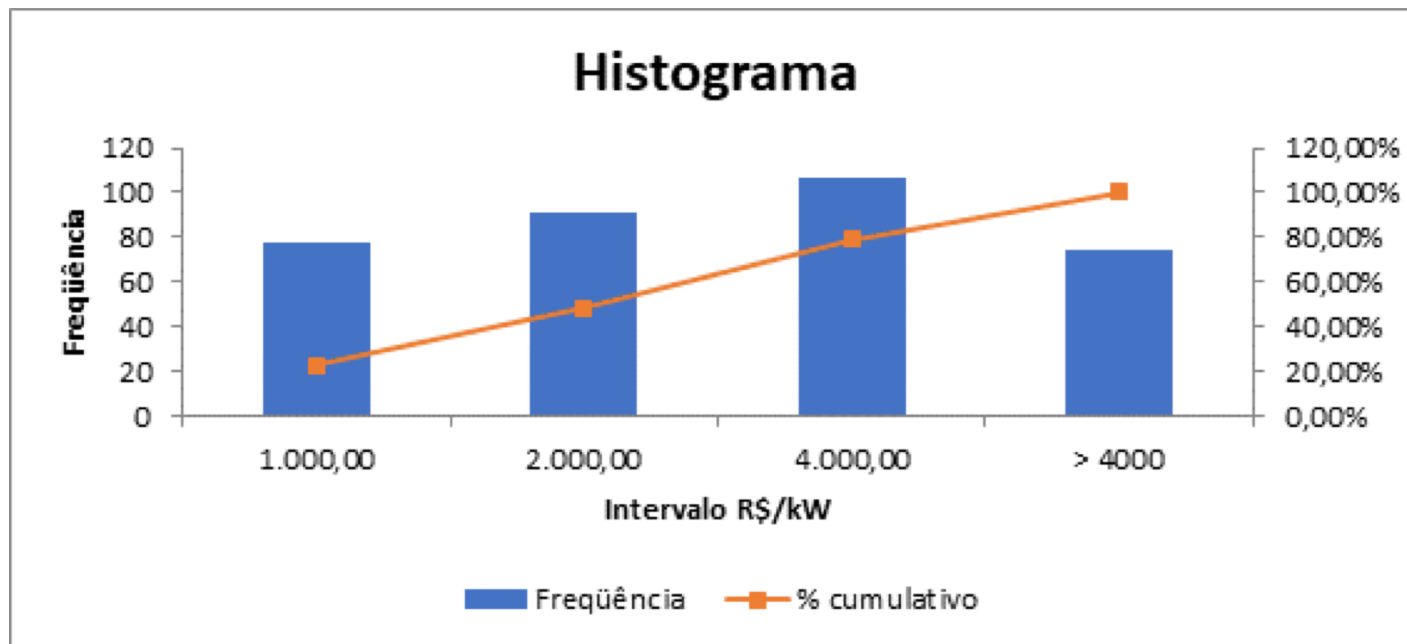
5. Análise da dispersão dos valores de custos médios para o estabelecimento de regiões a terem tarifas diferenciadas.
6. Definição da estrutura tarifária e estrutura vertical para cada região formada.
7. Repartição da Receita Requerida – TUSD entre as regiões, tendo por base a relação entre os valores dos ativos obtidos na etapa 2.
8. Cálculo das tarifas de referência e aplicação para cada região, nos mesmos moldes do cálculo atual único para toda a área de concessão.

Locacional

- COELBA

Tarifa Locacional – Definição sub-regiões

- Calculados os custos médios para 350 subestações da COELBA.
- Encontrou-se uma grande variabilidade nos custos médios das SEs.
- As subestações foram agrupadas com os seguintes critérios:
 - Equalizar o quantitativo de SEs em cada sub-região.
 - Agrupar SEs cujo custos médios BT e MT sejam próximos.



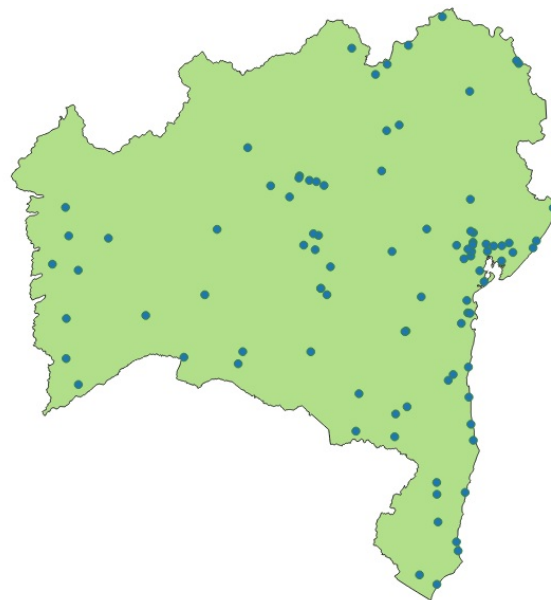
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
SEs	78	91	107	74

Tarifa Locacional – Definição sub-regiões

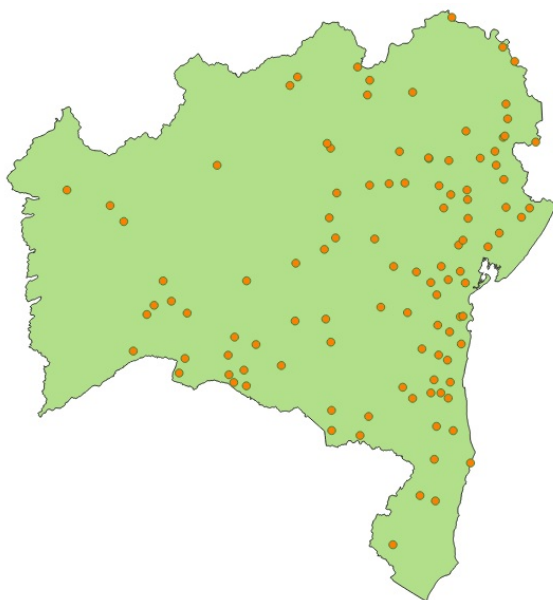
Grupo1



Grupo2



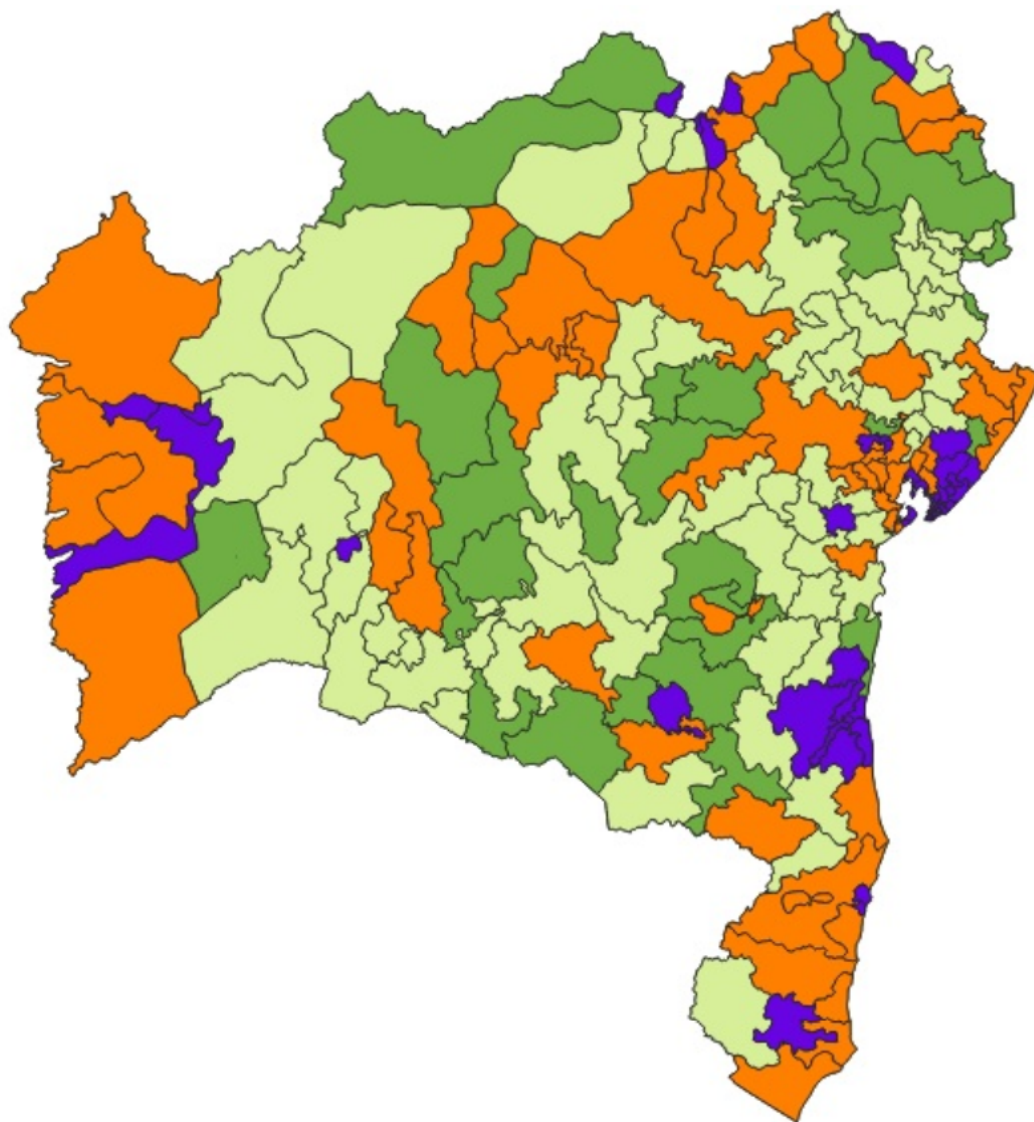
Grupo3



Grupo4



Tarifa Locacional – Definição sub-regiões



-  **Grupo1**
-  **Grupo2**
-  **Grupo3**
-  **Grupo4**

Tarifa Locacional – Atributos Gerais

- Participação de mercado (Mercado_total).
- Repartição da Parcela B em função do nº de consumidores (custos comerciais e administrativos) e custos de ativos (demais custos da Parcela B).

<i>Grupo</i>	<i>Mercado_Total</i>	<i>Grupo</i>	<i>Custo_Ativos</i>	<i>Ncons</i>	<i>Compart. Receita resultante</i>
<i>Grupo1</i>	55%	<i>Grupo1</i>	17%	41%	20,29%
<i>Grupo2</i>	26%	<i>Grupo2</i>	28%	26%	27,38%
<i>Grupo3</i>	15%	<i>Grupo3</i>	37%	24%	34,81%
<i>Grupo4</i>	4%	<i>Grupo4</i>	19%	9%	17,52%

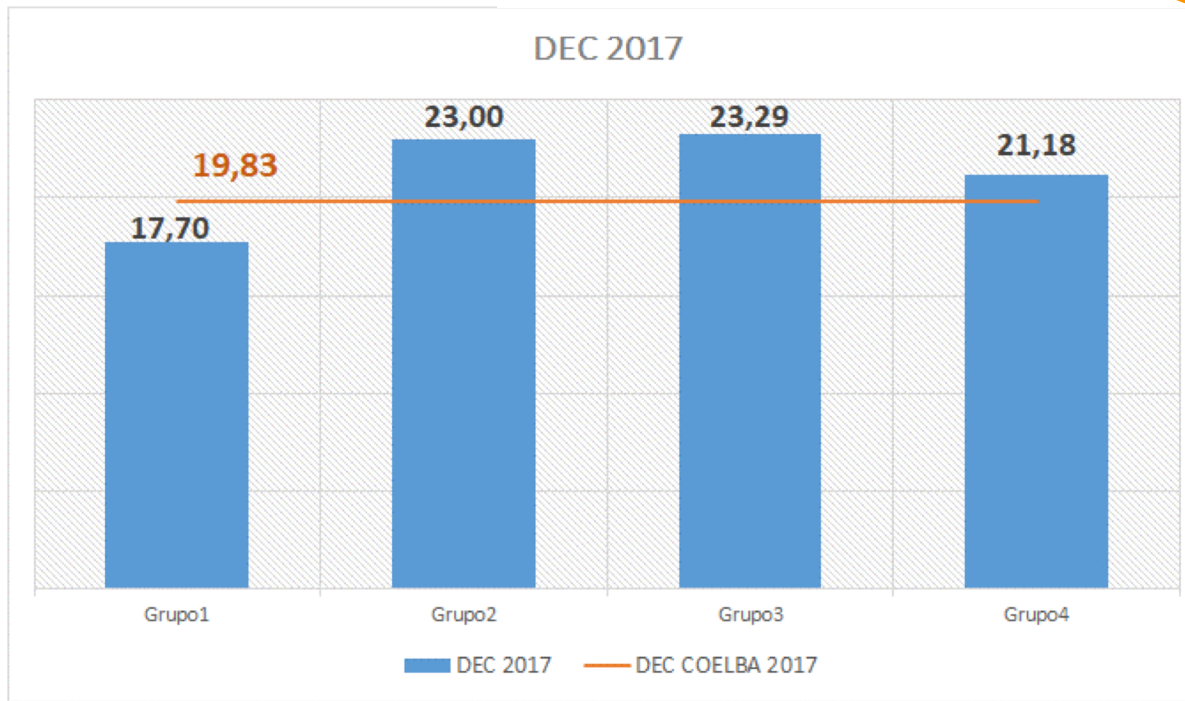
Demais custos da PB

Custos comerciais e administrativos

Tarifa Locacional – Atributos Gerais

➤ Consideração de atenuador de qualidade (DEC)

Compart. Receita resultante			Compart. Receita final			
1%	20,29%	➔	Grupo1	DEC	Dif. DEC Geral	22,47%
2%	27,38%		Grupo2	23,00	16%	26,63%
3%	34,81%		Grupo3	23,29	17%	33,86%
4%	17,52%		Grupo4	21,18	7%	17,05%



Custos Médios e Estrutura Vertical



- Custos médios por nível de tensão (R\$/kW)

CM	4CRTP	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
A2	275,52	151,06	366,13	465,34	929,95
A3	114,58	88,52	175,89	328,70	1.302,56
MT	768,68	229,61	647,62	1.671,81	3.067,44
BT	534,33	244,21	630,03	1.062,24	1.659,43

- Estrutura Vertical

EV	4CRTP	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
A2	0,41%	0,34%	0,29%	0,23%	0,40%
A3	1,17%	2,43%	1,96%	1,58%	2,92%
MT	23,15%	22,08%	22,51%	24,95%	26,87%
BT	75,27%	75,15%	75,24%	73,25%	69,81%

Tarifa Locacional – Efeito Médio Consumidor

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

Tarifa Locacional – Alocação de receita proporcional ao CM

- Critério alternativo de repartição da Receita entre grupos:
1. Custos comerciais e administrativos proporcionais ao número de consumidores (idem anterior).
 2. Demais custos com rateio proporcional aos custos médios ajustados para a capacidade do sistema.

CM	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
A2	53,35	166,61	153,94	230,42
A3	37,74	92,54	127,48	219,30
MT	159,38	420,77	754,18	1.022,71
BT	94,54	199,85	279,29	330,72

Grupo	Prop. Custos Médios	Ncons	Compart. Receita resultante
Grupo1	11%	41%	15,65%
Grupo2	24%	26%	24,21%
Grupo3	31%	24%	29,64%
Grupo4	34%	9%	30,51%

Tarifa Locacional – Efeito Médio Consumidor

Efeito Consumidor		Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
		TUSD	TUSD	TUSD	TUSD
A2	Azul	-74%	-16%	68%	604%
A3	Azul	-66%	7%	112%	837%
MT	Azul	-64%	21%	164%	869%
	Verde				
B1	Convencional	-72%	-6%	95%	576%
B2	Convencional				
B3	Convencional				
B4a	Convencional				
B4b	Convencional				
Total		-70%	-1%	109%	638%

A alteração do critério de repartição da receita acentuou ainda mais as diferenças entre os Grupos, reforçando a conclusão de que há diferenças muito significativas dos custos de atendimento.

Considerações Finais

- ❑ Os resultados alcançados indicam que consumidores localizados em regiões com baixa densidade de carga tendem a pagar tarifas maiores quando aplicado a *proxy* de um cálculo locacional.
- ❑ Foi possível quantificar as variações tarifárias para cada nível de tensão, verificando que os impactos para algumas sub-regiões são bastante significativos.
- ❑ O cálculo e resultado aqui apresentado, além de ser uma proposta metodológica prática e com imediata aplicação, também deve ser considerado como uma fonte adicional de informações para discussões mais amplas e aprofundadas sobre futuros cálculos locacionais de tarifas na distribuição.

2. Parte 2: Metodologias de Desenho de Tarifas – Outras Modalidades Tarifárias

- Tarifas locacionais
- Tarifas horárias e sazonais

TARIFAS HORÁRIAS E SAZONAIS

com TUSD FIO

Atualização dos estudos desenvolvidos no P&D Elektro

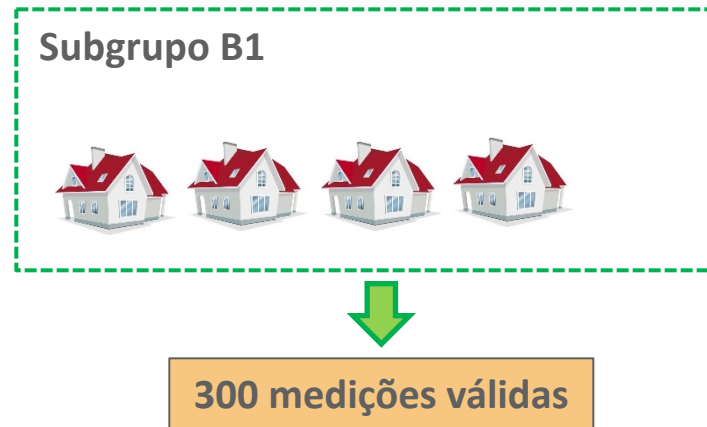
sem TUSD FIO
(cobrança via capacidade)

Adequação dos estudos “sem” preocupação com perda de receita.

↓ Estímulo à implantação ↑

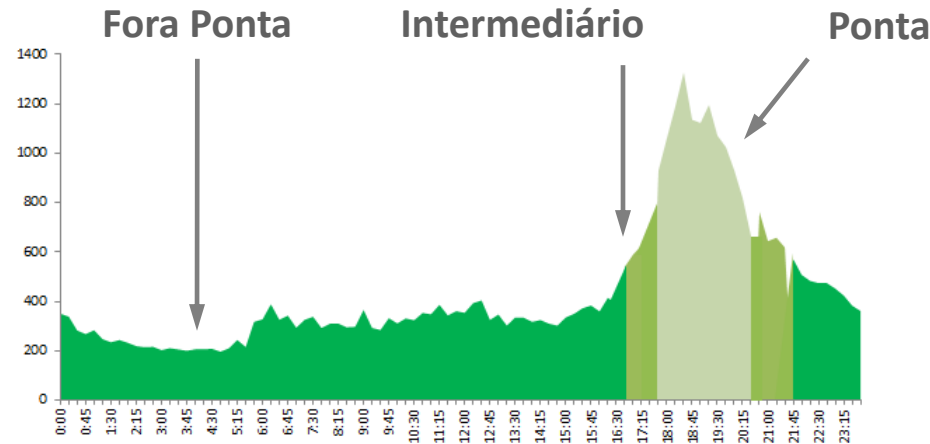
- É certo que não há impedimento na construção de tarifas horárias/sazonais considerando a incorporação dos custos do fio em sua estrutura de preços. A tarifa branca atual é assim!
- Entretanto, considerando os custos do fio recuperáveis via tarifa de capacidade, seria bastante benéfica a definição de tarifas horárias baseadas apenas em custos que variam em função da energia (variável mais aderente à temporalidade dos seus custos).
- Etapas construtivas:
 - Uso de curvas de carga de consumidores reais;
 - Igualdade de receita entre convencional e horária/sazonal.

- Exemplo de aplicação:

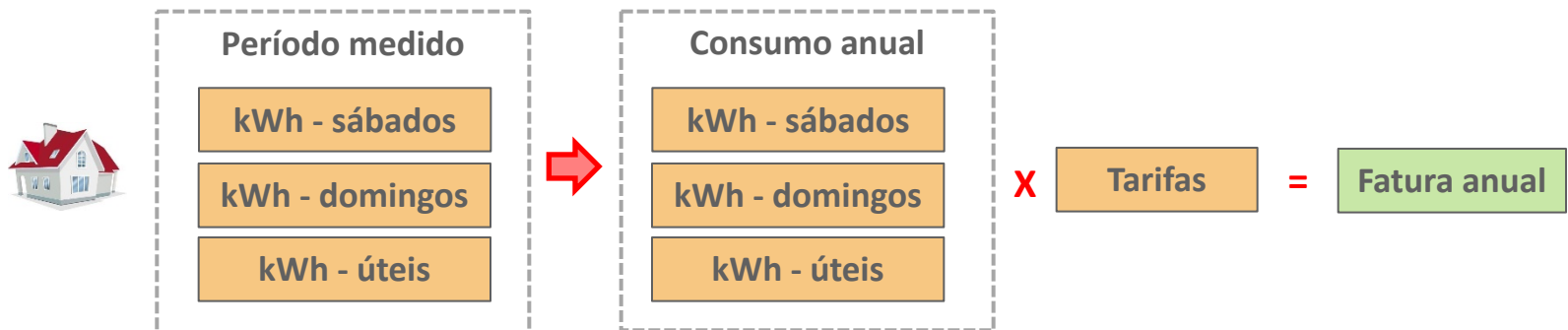


- Seleção de consumidores válidos.
- Levantamento do período de medição de cada consumidor.

- Levantamento da energia medida por posto horário de cada consumidor.



- Extrapolção do consumo de cada consumidor por posto horário para um período anual.



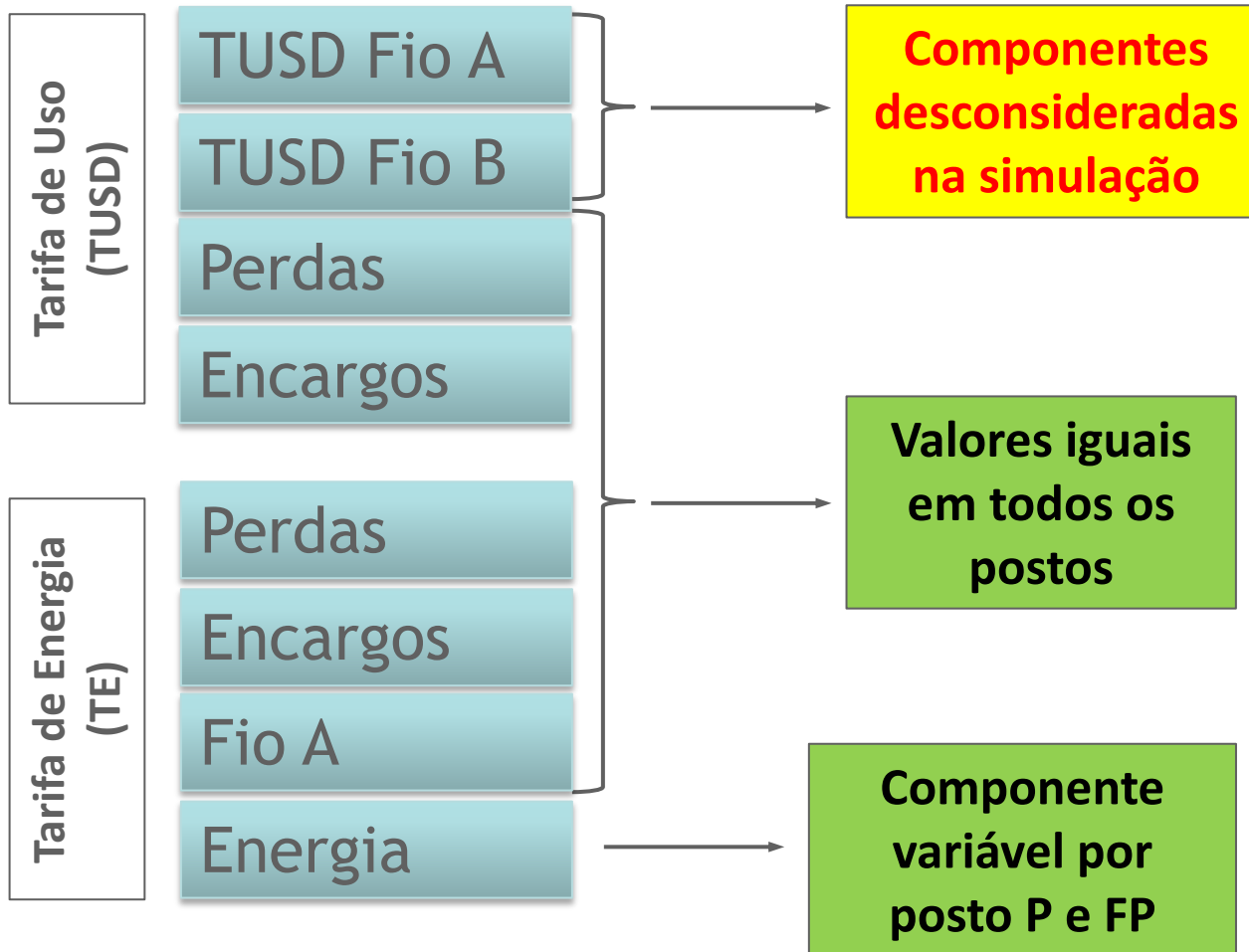
De posse de um conjunto de consumidores (por exemplo, da campanha de medidas), faz-se possível obter montantes de energia consumida em diferentes postos tarifários que queiram ser construídos/testados (ponta, fora ponta, intermediário, madrugada).

Como ponto de partida, estabelece-se que o conjunto de consumidores cujos perfis de carga foram medidos e serão expostos a uma tarifa horária será responsável por recuperar a mesma receita quando da aplicação da tarifa convencional.

Para exemplificar, construiu-se 2 tarifas:

- tarifa horária semelhante à tarifa branca, porém sem posto intermediário e sem as componentes Fio A e Fio B (recuperadas via tarifa de capacidade)
- tarifa com posto de madrugada.

Além disso, a construção destas tarifas levará em conta o sinal de ponta da “TE Energia” igual a 1,72. Este sinal já é aplicado atualmente.



Resultados: tarifa ponta/fora ponta

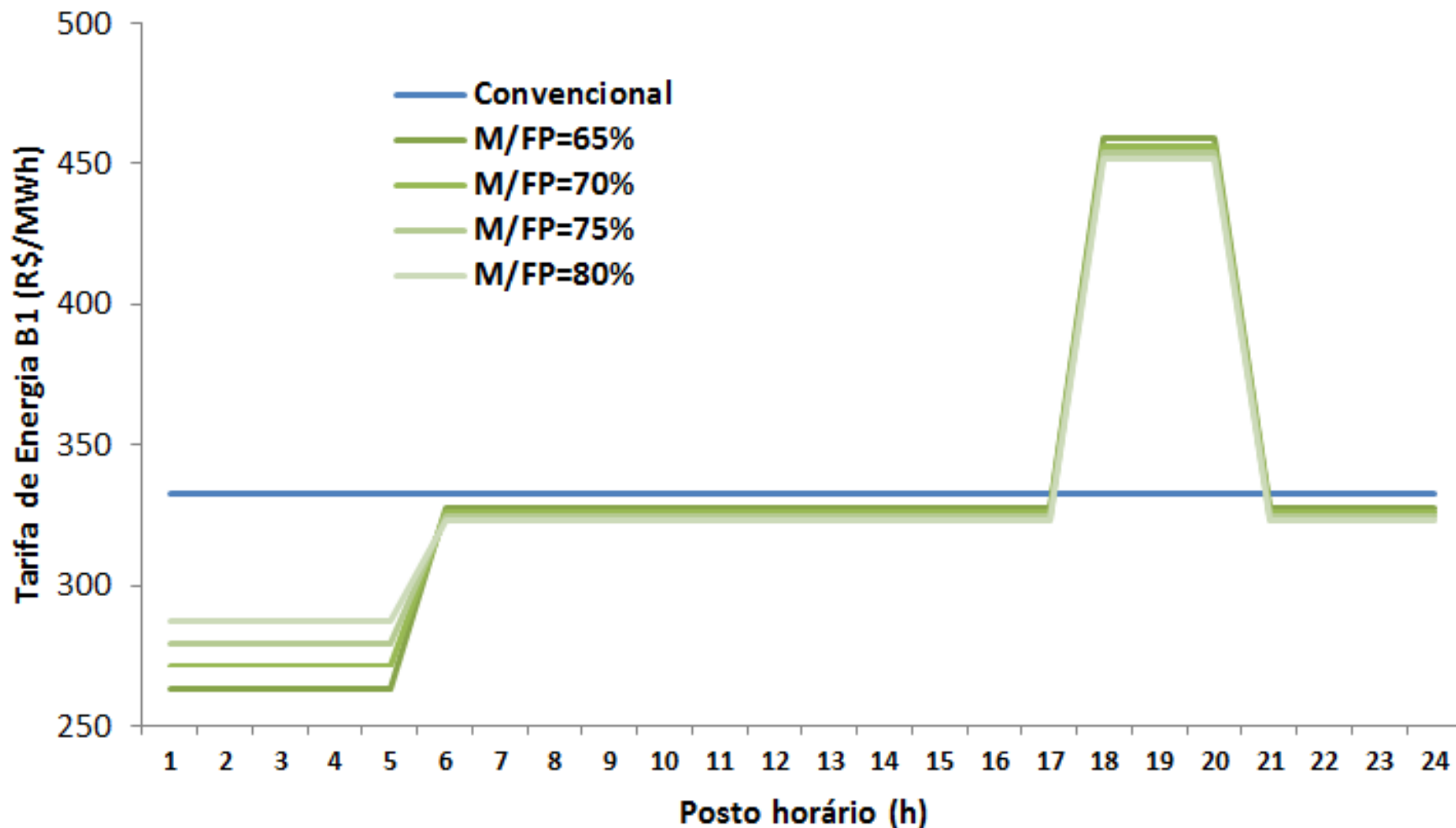


Classe	Tarifa	COELBA	COPEL	CELESC	CPFL-PT	EDP-ES
	Convencional	100%	100%	100%	100%	100%
B1	Fora-Ponta	96%	96%	95%	95%	96%
	Ponta	137%	133%	134%	133%	133%
B3	Fora-Ponta	96%	96%	96%	96%	97%
	Ponta	137%	134%	136%	135%	135%

Ponta aplicável apenas a dias úteis (definição do processo construtivo).
Fora de ponta aos sábados, domingos e feriados.

Resultados: tarifa madrugada (CPFL)

Numa possível tarifa madrugada, as relações M/FP podem variar...



Resultados: tarifa madrugada (CPFL)

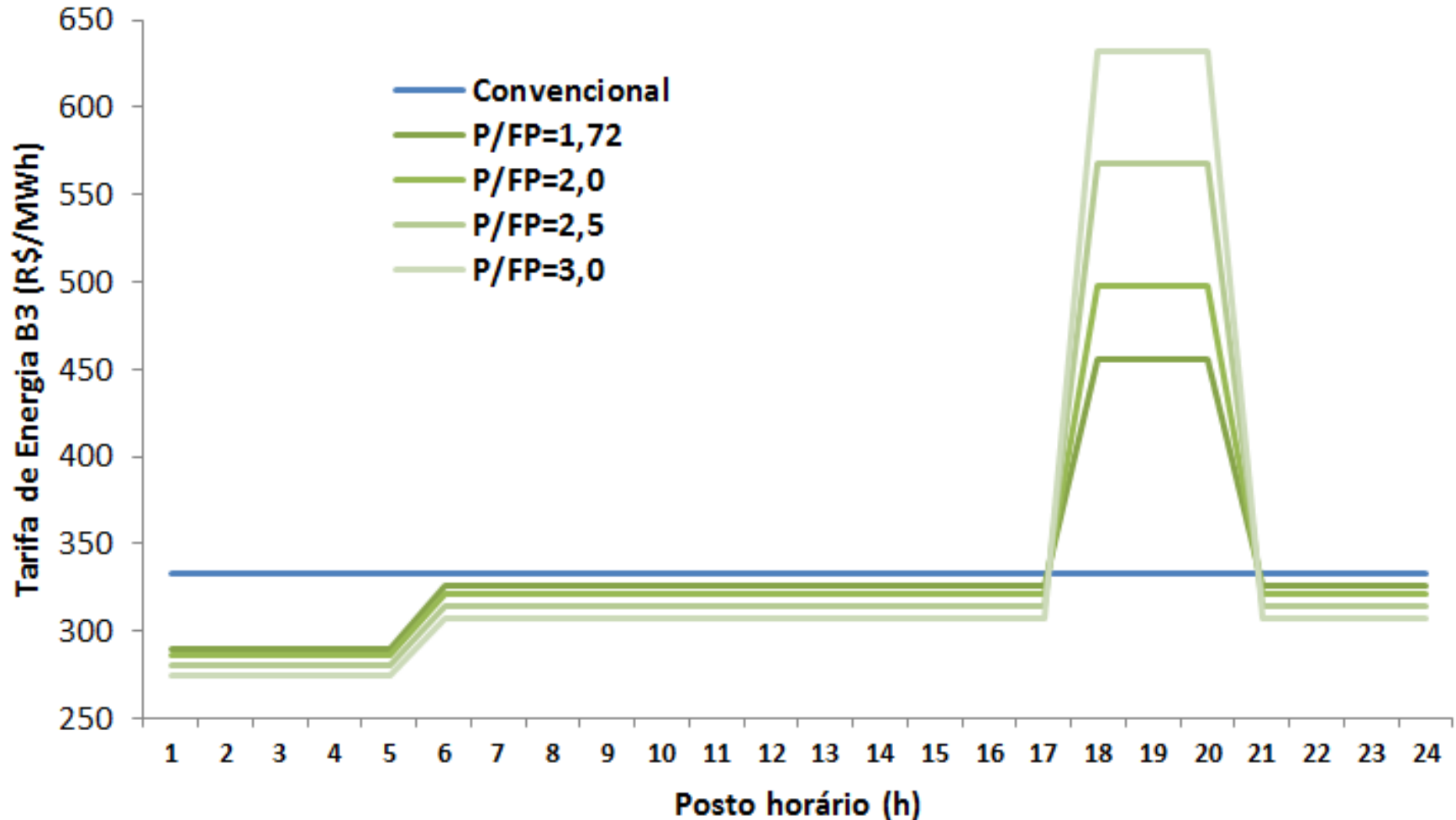


Sinal P/FP da TE = 1,72

		Relação MAD/FP			
Classe	Tarifa	65%	70%	75%	80%
		Convencional	100%	100%	100%
B1	Fora-Ponta	98%	98%	97%	97%
	Ponta	138%	137%	136%	136%
	Madrugada	79%	82%	84%	86%
B3	Fora-Ponta	99%	98%	98%	98%
	Ponta	139%	138%	138%	137%
	Madrugada	79%	82%	84%	87%

Resultados: tarifa madrugada (CPFL)

E além das relações M/FP, agora variou-se o sinal P/FP da TE Energia...



Resultados: tarifa madrugada (CPFL)



Sinais P/FP: 1,72; 2; 2,5; 3

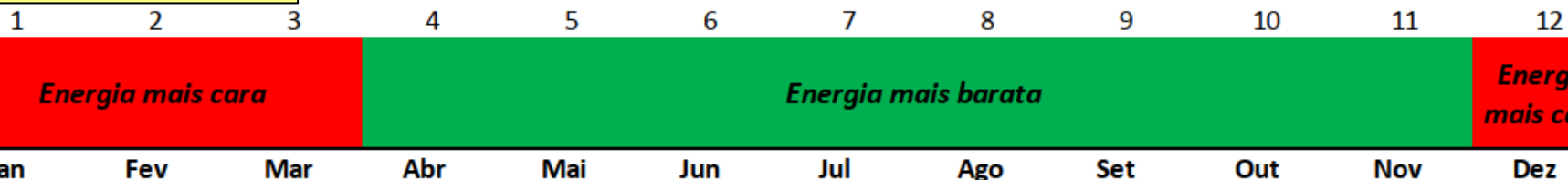
M/FP fixo: 80%

		Relação P/FP			
Classe	Tarifa	1,72	2	2,5	3
	Convencional	100%	100%	100%	100%
B1	Fora-Ponta	97%	95%	93%	90%
	Ponta	136%	147%	166%	184%
	Madrugada	86%	85%	83%	81%
B3	Fora-Ponta	98%	96%	94%	92%
	Ponta	137%	149%	170%	190%
	Madrugada	87%	86%	84%	82%

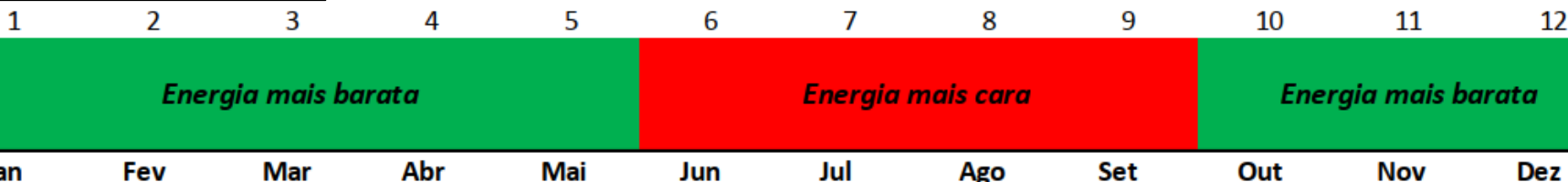
Consumidores sazonais conforme item II, Artigo 10, Seção III da Resolução Normativa nº 414/2010-Aneel.

“II - verificação, nos 12 (doze) ciclos completos de faturamento anteriores ao da análise, de valor igual ou inferior a 20% (vinte por cento) para a relação entre a soma dos 4 (quatro) menores e a soma dos 4 (quatro) maiores consumos de energia elétrica ativa.”

Tarifa Sazonal - Litoral



Tarifa Sazonal - Serrano



Qual a relação temporada / fora temporada que recupera a mesma receita?

Consumidores sazonais conforme item II, Artigo 10, Seção III da Resolução Normativa nº 414/2010-Aneel.

“II - verificação, nos 12 (doze) ciclos completos de faturamento anteriores ao da análise, de valor igual ou inferior a 20% (vinte por cento) para a relação entre a soma dos 4 (quatro) menores e a soma dos 4 (quatro) maiores consumos de energia elétrica ativa.”

	Tarifa	Sazonal Litoral	Sazonal Serra
Classe	Convencional	100%	100%
B1	Fora Temporada	55%	27%
	Temporada	262%	310%
B3	Fora Temporada	57%	58%
	Temporada	255%	222%

- Com a solução dada para a cobertura de custos do fio via tarifa de capacidade, as distribuidoras seriam encorajadas a:
 - Estudar diferentes nichos de mercado e propor tarifas específicas a eles sempre visando a eficiência energética;
 - Tais tarifas devem ser:
 - Opcionais (adesão voluntária);
 - Oferecidas exclusivamente pelas distribuidoras;
 - Aprovadas pela Aneel.