

[www.daimon.com.br](http://www.daimon.com.br)



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

3º Workshop - Brasília, 3 e 4 de julho de 2019

- 1. Objetivos do trabalho**
- 2. Conclusões gerais**
- 3. Proposição: Tarifa Binômia**
- 4. Proposição: Tarifas Horárias e Sazonais**
- 5. Plano de implementação**

- Levantar estado da arte – experiência nacional e internacional.
- Desenvolver modelo e ferramental de análise robusto e reprodutível para estimar impactos nas faturas dos consumidores e na receita das distribuidoras, decorrentes de cenários de inserção de novas tecnologias e de arranjos tarifários.
- Mapear alternativas tarifárias viáveis que evitem fortes aumentos tarifários aos consumidores, que mitiguem os riscos para as distribuidoras e não inibam a inserção de novas tecnologias.

1. **Objetivos do trabalho**
2. **Conclusões gerais**
3. **Proposição: Tarifa Binômia**
4. **Proposição: Tarifas Horárias e Sazonais**
5. **Plano de implementação**

- As tarifas volumétricas não são adequadas em cenários de mercados maduros e com o aumento dos Recursos Energéticos Distribuídos, tanto pela ótica do consumidor quanto da distribuidora.
- Formas de tarifação analisadas: binômias, 3 partes, horárias, sazonais, locacionais.
- Análise de impacto: 5 distribuidoras, totalizando análises para universo de ~ 20 milhões de consumidores.
- A partir dos resultados, a Daimon propõe a construção de tarifa binômia, com componente de capacidade (R\$/kW) para a cobertura dos custos de redes referentes às componentes Fio A e Fio B.



- Em função dos diferentes graus de desenvolvimento do mercado nas diversas áreas de concessão, propõe-se a condição de livre opção por parte das distribuidoras para a introdução da tarifação binômia.
- A decisão pela não segregação da parcela dos custos comerciais e administrativos para construção de uma tarifa com parcela fixa, dada em R\$/UC/mês, se deve aos elevados impactos observados sobre a fatura média dos consumidores residenciais de menor consumo.
- As tarifas locacionais, construídas a partir dos custos de atendimento ou de capacidade, mesmo que por conjuntos/blocos de consumidores, leva a variações muito elevadas nas tarifas dos consumidores, tornando inviável sua implementação a partir desses critérios.

1. **Objetivos do trabalho**
2. **Conclusões gerais**
3. **Proposição: Tarifa Binômia**
4. **Proposição: Tarifas Horárias e Sazonais**
5. **Plano de implementação**



**1. Objetivos do trabalho**

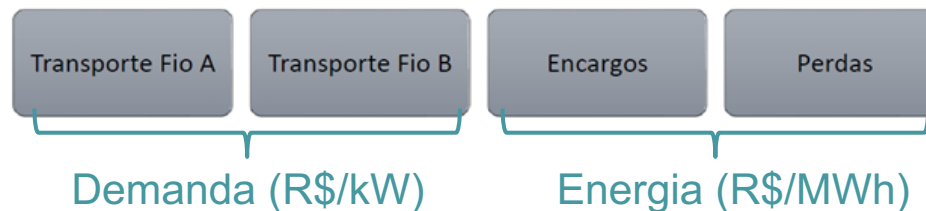
**2. Conclusões gerais**

**3. Proposição: Tarifa Binômia**

- **Fundamentação metodológica**
- **Premissas**
- **Resultados: ótica do consumidor e da distribuidora**

- 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  $D_{m\acute{a}x}$  ?

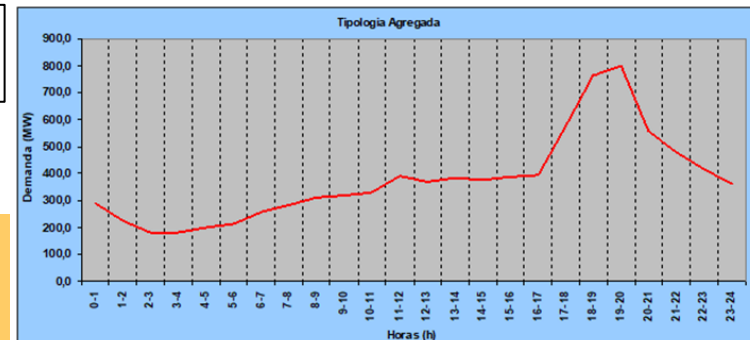
$$f_c = \frac{D_{m\acute{e}dia}}{D_{m\acute{a}x}} = \frac{E}{D_{m\acute{a}x} \cdot \Delta t} \rightarrow D_{m\acute{a}x} = \frac{E}{f_c \cdot \Delta t}$$

Ent\~ao:

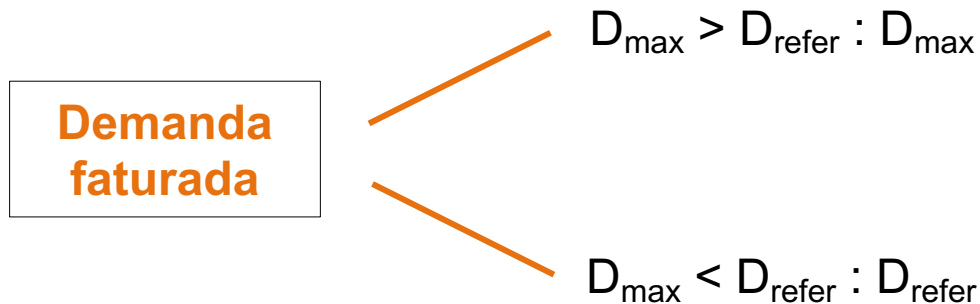
$$TUSD_{dem(transp)} = TUSD_{en(transp)} \cdot f_c \cdot \Delta t$$



Fator de carga das tipologias agregadas por classe/faixa



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 (*proxy* da demanda medida).
3. Demanda faturada:



Para facilitar a comunicação com o consumidor, os valores de demanda (kW) podem ser substituídos por consumo (kWh) equivalente.

# Exemplo – TUSD Fio B – Classe B1



## Monômia

### TUSD Fio B

0,34 R\$/kWh

## Binômia

### Faixa consumo

### TUSD Fio

### Fatura mín. FioB

0-100

33,62 R\$/kW

R\$ 5,30

100-220

34,83 R\$/kW

R\$ 13,64

220-500

36,56 R\$/kW

R\$ 26,41

500-1000

41,06 R\$/kW

R\$ 59,21

> 1000

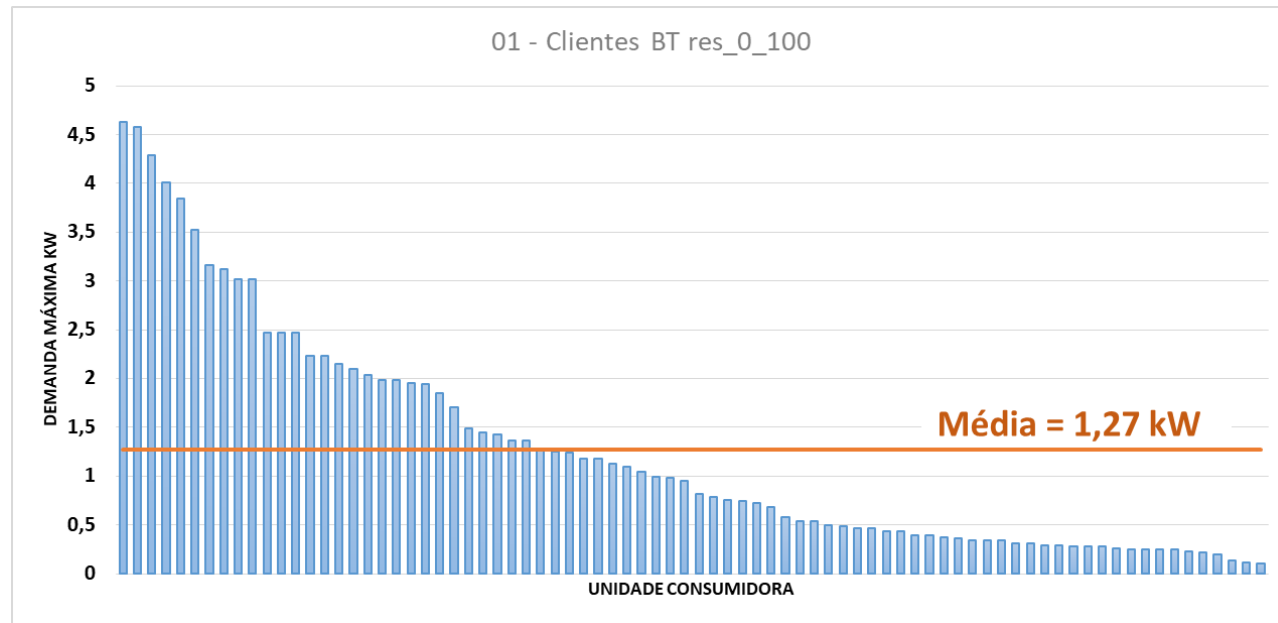
49,98 R\$/kW

R\$ 171,85

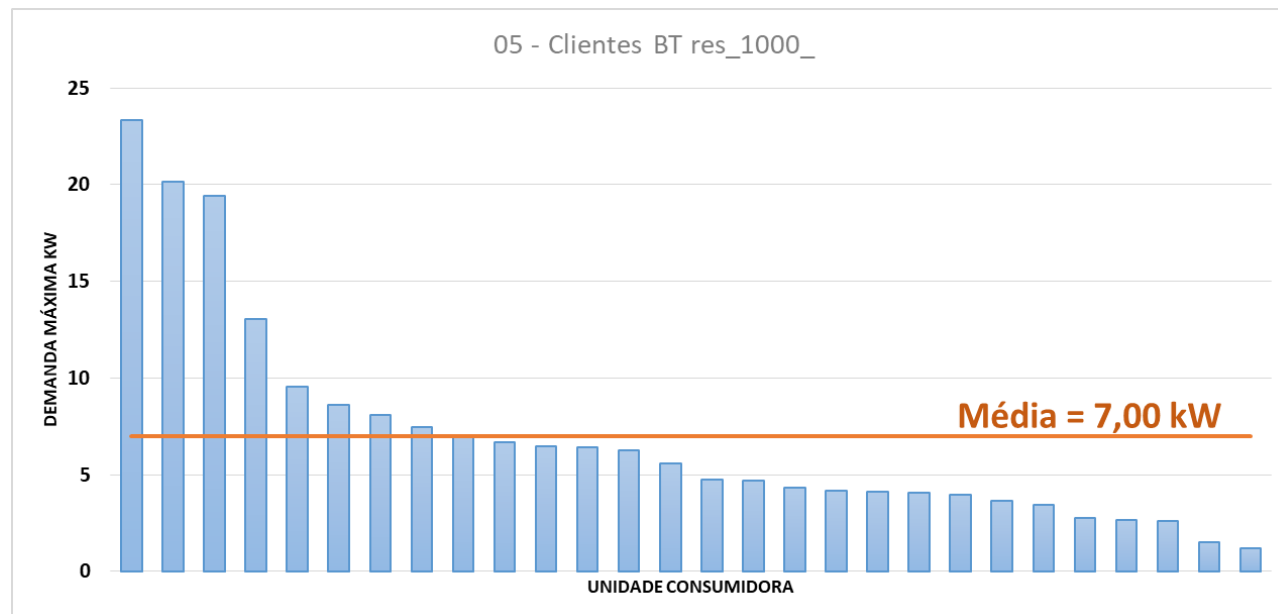
Na Tarifa Binômia, a TUSD é diferenciada por classe e faixa de consumo, e a fatura mínima é estabelecida em função do menor/maior uso da rede.

Demandas máximas dos clientes –  
Campanha de Medidas

Residencial  
0 – 100 kWh/mês



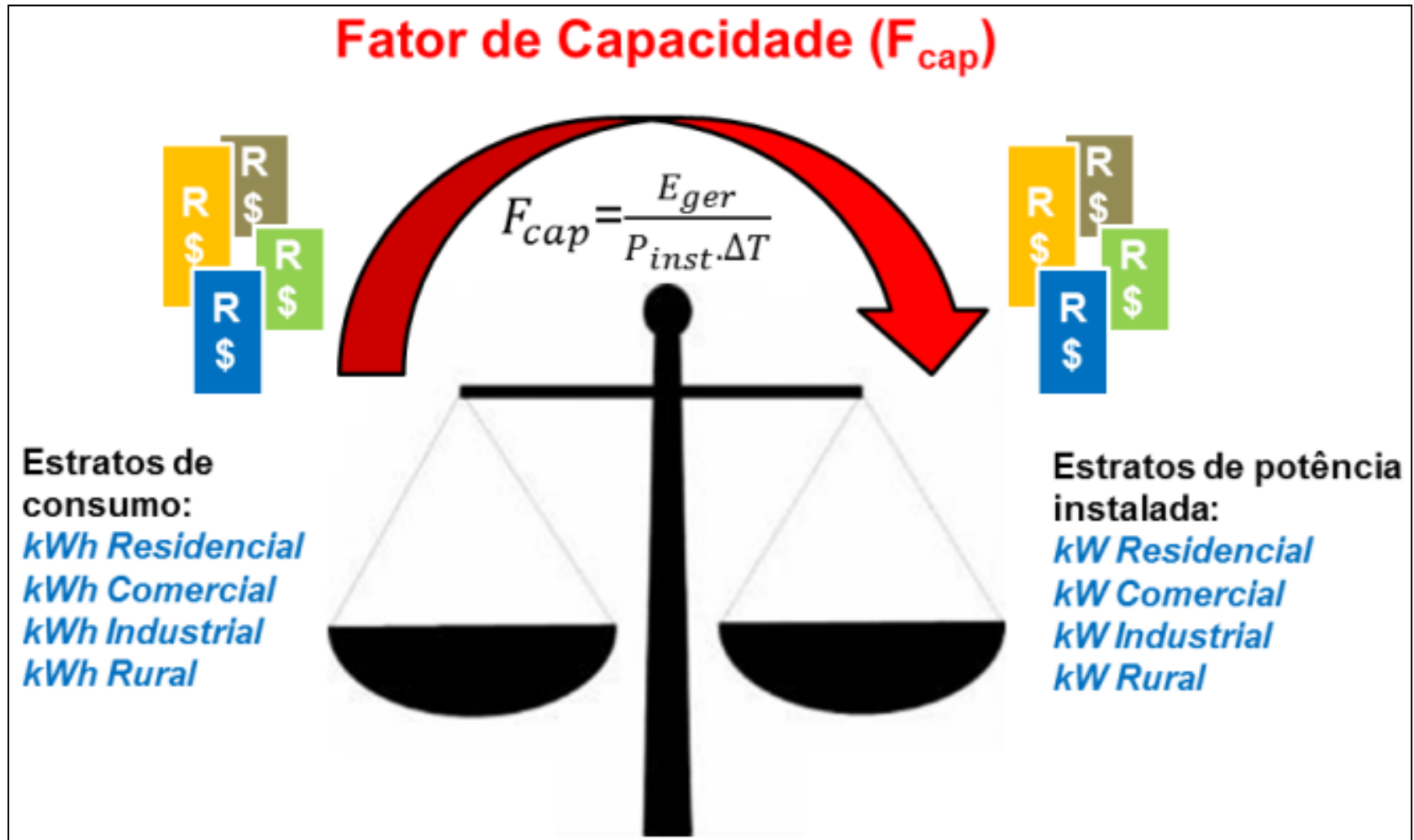
Residencial  
> 1000 kWh/mês





- Estabelecer uma cobrança que não desestimule os potenciais prosumidores num cenário de adequada responsabilização pelo uso da rede.
- Evitar a exclusão de responsabilidades no rateio dos custos de uma infraestrutura que continua à disposição.
- Conceber modelo tarifário cujos benefícios da escolha por ser prosumidor estejam associados adequadamente às diferentes parcelas de custos, ou seja, capacidade e energia, na medida da tecnologia de geração escolhida.
- Simplicidade, razoabilidade, fácil implantação, modicidade, equidade.

## Equivalência dos custos de rede devidos para consumidores e prosumidores



## Exemplo:

Painel Solar  $F_{CAP} = 0,12$

B1 faixa de 0 a 100 kWh resulta:

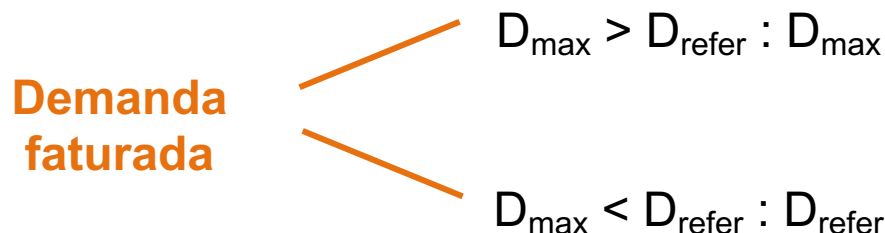
$$P_{inst} = 100 / (0,12 \cdot 730) = 1,14 \text{ kWp}$$

B1 - Faixa de Consumo (kWh)	Demanda de Referência (kW)	Pot. Instalada limite (kW)
0 - 100	0,19	1,14
101 - 200	0,46	2,51
201 - 500	0,86	5,71
501 - 1.000	1,71	11,42
> 1.000	4,07	20,76

Prosumidor com potência instalada de 2 kW:

- faixa de consumo equivalente: 101 a 200 kWh (pois  $1,14 < 2 < 2,51$  kW).

- Cálculo da Demanda Máxima: igual ao consumidor, ou seja, a partir da energia consumida da rede e do fator de carga da faixa:



# Binômia – Efeito Médio

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

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

Distribuidoras	NUC BDGD 31/12/2017 (B1+B2+B3)
CELESC	2.874.100
COELBA	6.179.916
COPEL	4.698.938
CPFL PAULISTA	4.446.855
EDP ES	1.559.445

≈ 20 milhões de consumidores

# 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



- Aplicação das tarifas monômias e binômias para todos os consumidores de baixa tensão.
- No ano inicial a Receita Requerida é a mesma.
- Crescimento de mercado (UCs e MWh): extrapolação dos dados históricos.
- 2 cenários de penetração de GD (baixa e alta), do Subprojeto 1.
- Consumidores que instalam GD: sorteio aleatório ano a ano, potência instalada compatível para manutenção somente do consumo mínimo.
- Perfil das curvas de carga típicas dos consumidores sem GD não se alteram ao longo do tempo.
- Receita requerida ao longo dos ciclos tarifários é a mesma com tarifa monômia ou binômia.

# Resultados: 2030 (sobre BDGD 2017)

## TUSD Fio-B

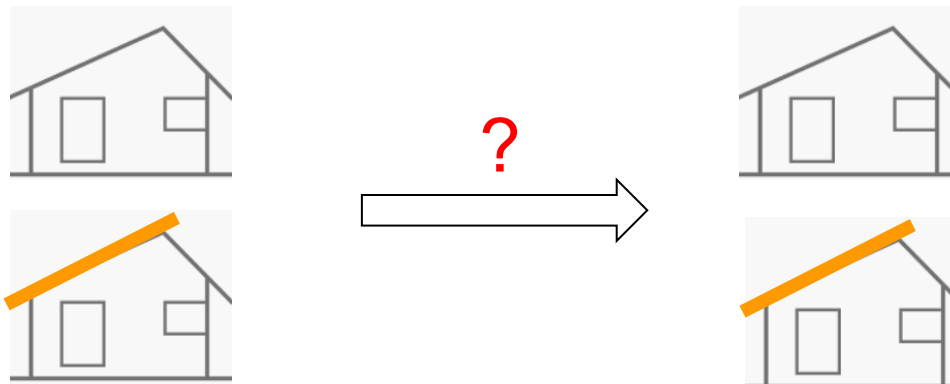
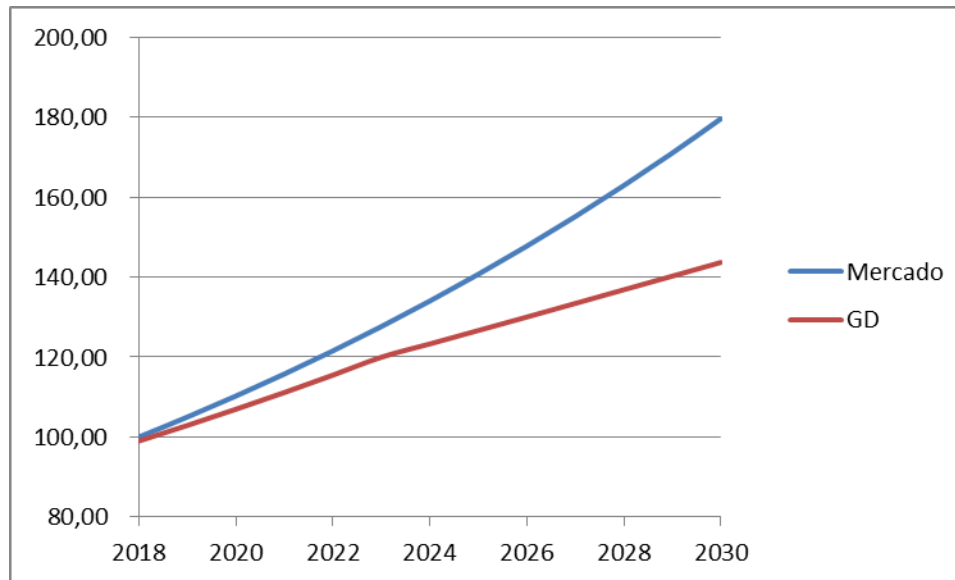
Empresa	Crescimento de Mercado		Baixa penetração de GD		Alta penetração de GD	
	UCs/ano	MWh/ano	GD/B1 (2030)	Aumento Tarifa Mon./Bin.	GD/B1 (2030)	Aumento Tarifa Mon./Bin.
COELBA	2,5%	4,0%	1,5%	-2,7%	12,3%	4,4%
EDP-ES	3,3%	2,5%	3,3%	9,8%	21,2%	29,4%
CELESC	3,8%	3,1%	3,3%	12,5%	13,5%	21,0%
CPFL-Pta	2,9%	1,6%	4,3%	13,0%	13,4%	19,8%
COPEL	3,0%	1,6%	4,3%	15,1%	25,5%	29,1%

## Tarifa final (TUSD + TE) \*

Empresa	Crescimento de Mercado		Baixa penetração de GD		Alta penetração de GD	
	UCs/ano	MWh/ano	GD/B1 (2030)	Aumento Tarifa Mon./Bin.	GD/B1 (2030)	Aumento Tarifa Mon./Bin.
COELBA	2,5%	4,0%	1,5%	-1,2%	12,3%	2,0%
EDP-ES	3,3%	2,5%	3,3%	2,8%	21,2%	8,4%
CELESC	3,8%	3,1%	3,3%	2,9%	13,5%	5,0%
CPFL-Pta	2,9%	1,6%	4,3%	3,7%	13,4%	5,6%
COPEL	3,0%	1,6%	4,3%	4,1%	25,5%	7,9%

\* Considerando as mesmas proporções dos custos de TE e encargos de 2018

- Exemplo de evolução das tarifas para 2 consumidores:
  - 1 consumidor de consumo médio de 700 kWh sem GD.
  - 1 consumidor de consumo médio de 700 kWh com GD.



## TUSD Fio B



	<b>Baixa penetração GD</b>	<b>Alta penetração GD</b>	<b>Variação (%)</b>
<b>Monômia</b>	R\$ 94,06	R\$ 112,89	20,0%
<b>Binômia</b>	R\$ 76,81	R\$ 78,62	2,4%
<b>Mon/Bin</b>	22,5%	43,6%	



<b>Monômia</b>	R\$ 13,44	R\$ 16,13	20,0%
<b>Binômia</b>	R\$ 64,97	R\$ 64,97	0,0%
<b>Mon/Bin</b>	-79,3%	-75,2%	

## Fatura Total



	Baixa penetração GD	Alta penetração GD	Variação (%)
<b>Monômia</b>	R\$ 368,82	R\$ 442,67	20,0%
<b>Binômia</b>	R\$ 349,81	R\$ 400,21	14,4%
<b>Mon/Bin</b>	5,4%	10,6%	



<b>Monômia</b>	R\$ 52,69	R\$ 63,24	20,0%
<b>Binômia</b>	R\$ 244,44	R\$ 244,44	0,0%
<b>Mon/Bin</b>	-78,4%	-74,1%	

1. **Objetivos do trabalho**
2. **Conclusões gerais**
3. **Proposição: Tarifa Binômia**
4. **Proposição: Tarifas Horárias e Sazonais**
5. **Plano de implementação**



- 1. Objetivos do trabalho**
- 2. Conclusões gerais**
- 3. Proposição: Tarifa Binômia**
- 4. Proposição: Tarifas Horárias e Sazonais**
  - Fundamentação metodológica**
  - Premissas**
  - Resultados: ótica do consumidor e da distribuidora**

## TARIFAS HORÁRIAS E SAZONAIS

com TUSD FIO

Atualização dos estudos desenvolvidos no P&D Elektro

**sem TUSD FIO**  
(cobrança via capacidade - Tarifa Binômia)

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

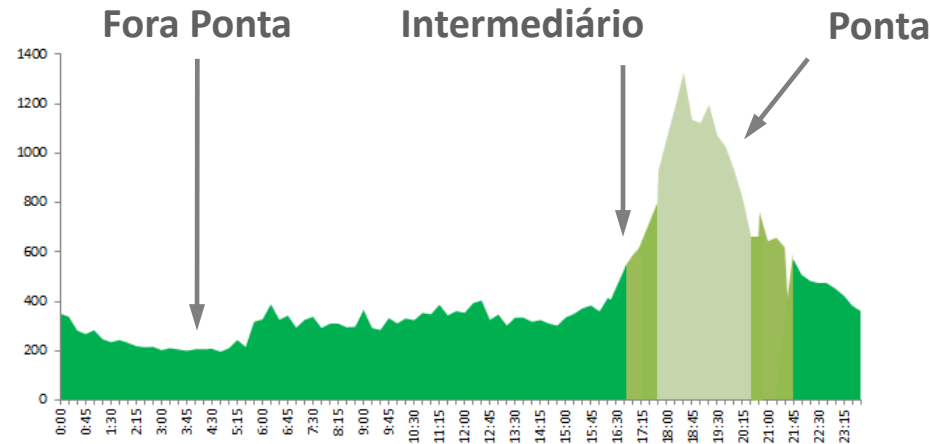
↓ Estímulo à implantação ↑

- 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.

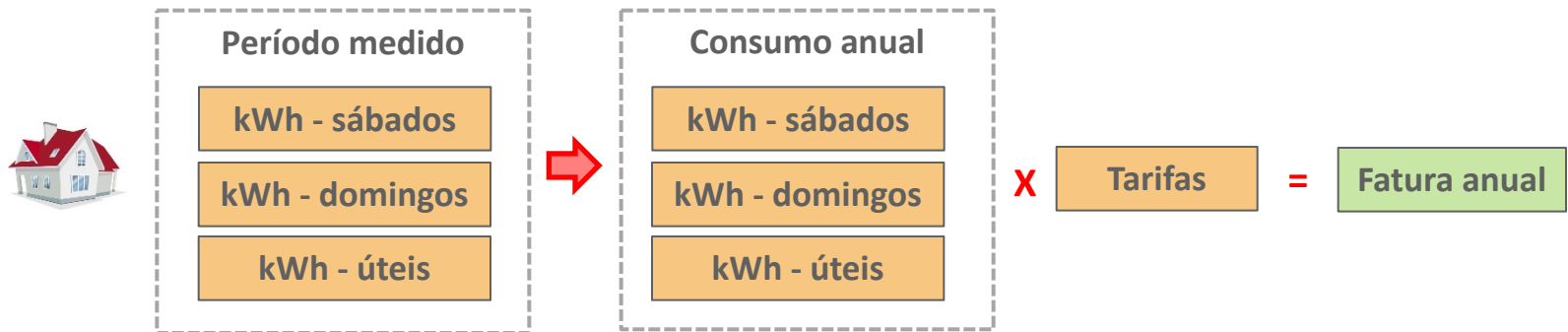
De posse de um conjunto de consumidores (por exemplo, da campanha de medidas), faz-se possível obter montantes de energia consumida em diferentes postos tarifários que queiram ser construídos/testados (ponta, fora ponta, intermediário, madrugada).

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.

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



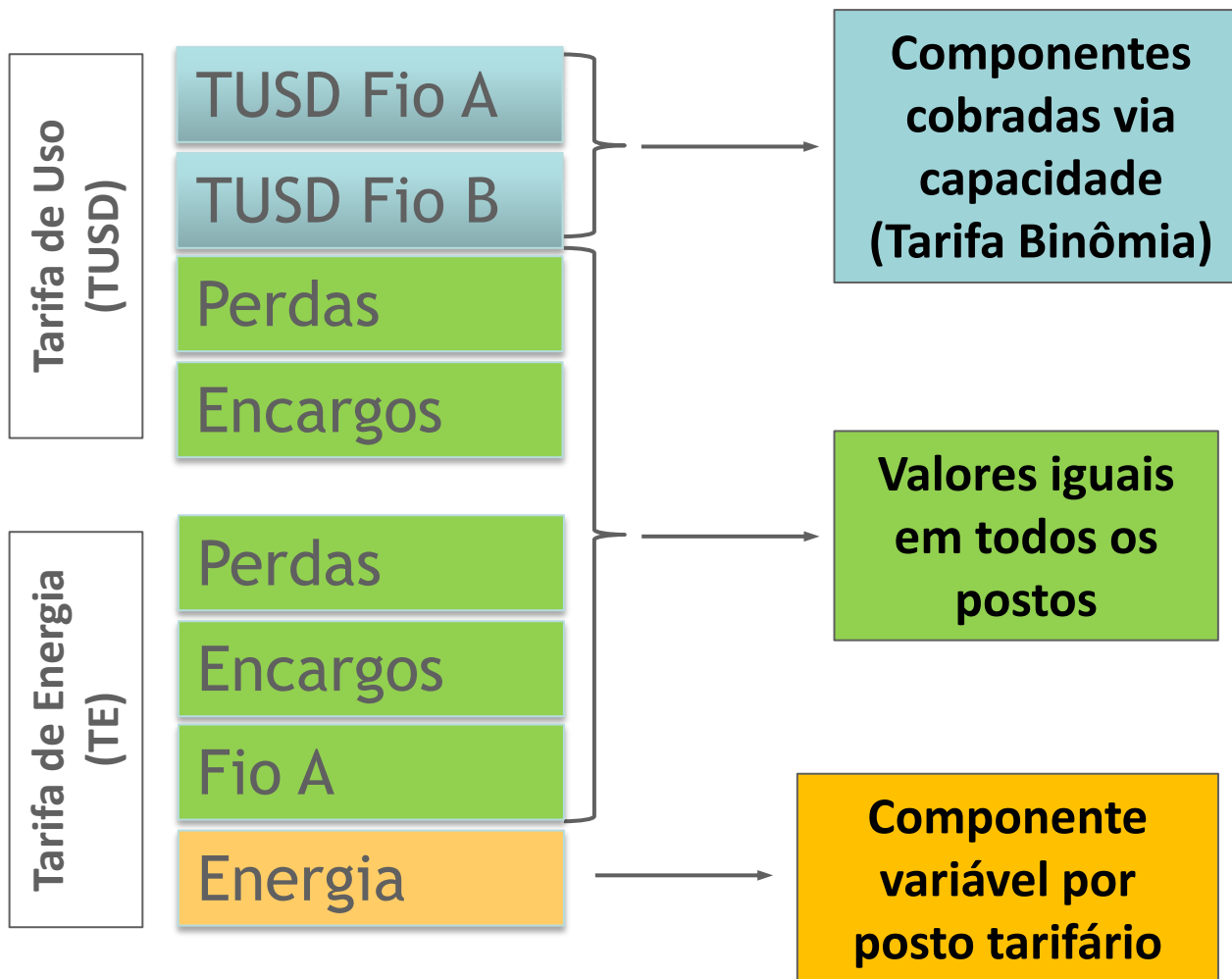
- Extrapolção do consumo de cada consumidor por posto horário para um período anual.



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.

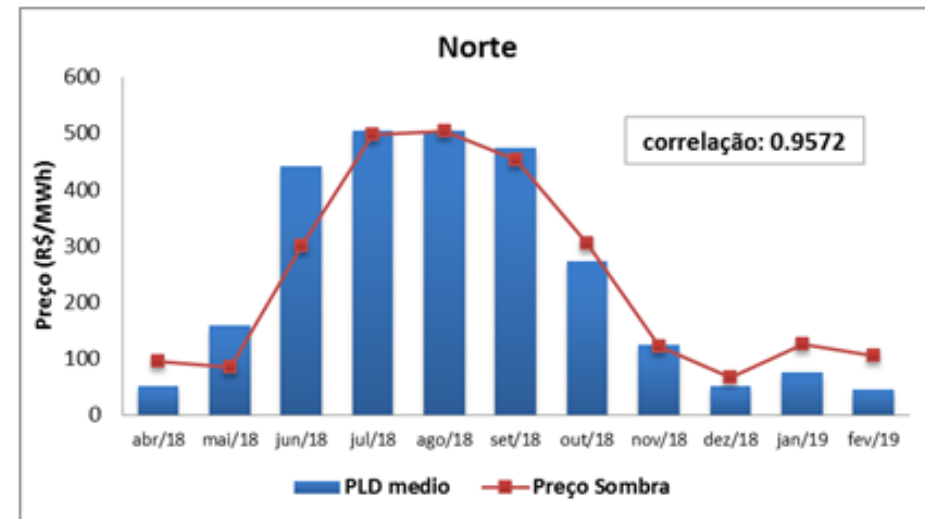
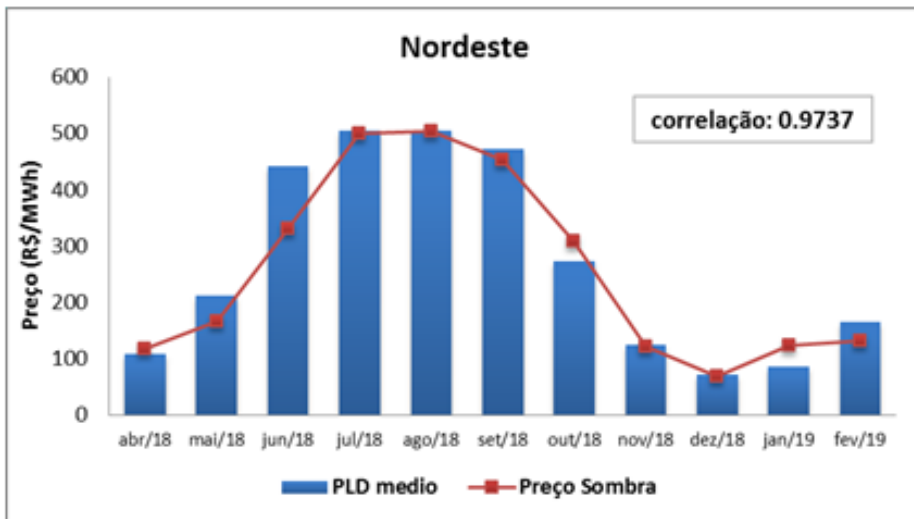
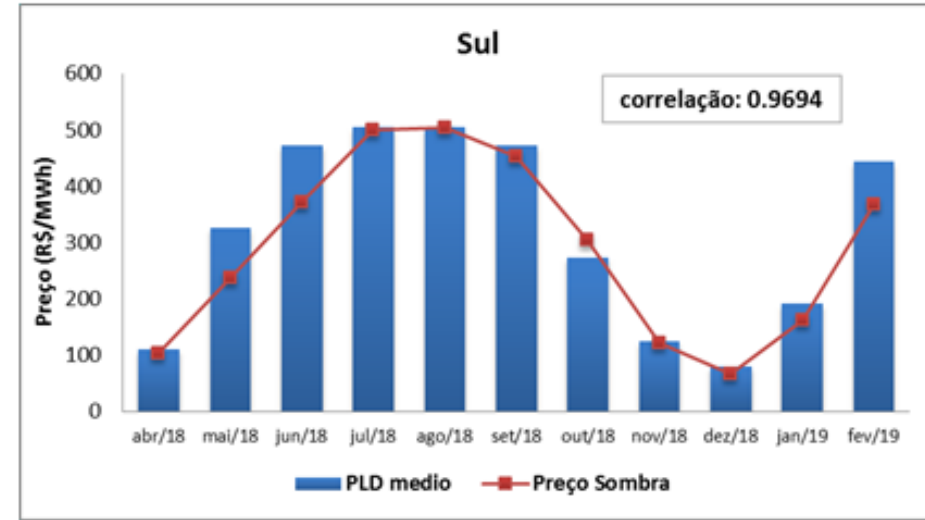
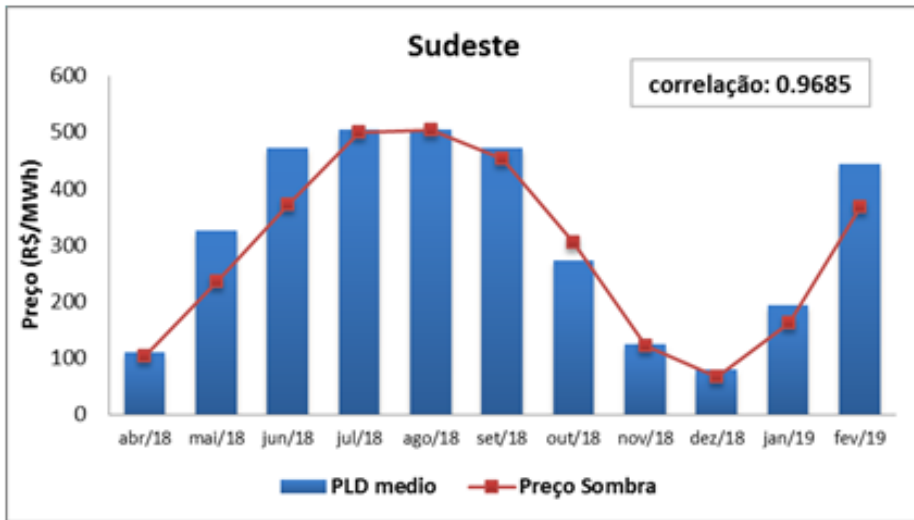
<b>Ponta</b>	17h30 - 20h30
<b>Fora-Ponta</b>	05h00 - 17h30 e 20h30 - 00h00
<b>Madrugada</b>	00h00 - 05h00



- Na construção das tarifas atuais, considera-se uma relação Ponta / Fora-Ponta de 1,72.
- Esta relação é percebida pelos consumidores do Grupo A.
- Na tarifa convencional do grupo B, esta relação não é percebida pelos consumidores.



# Exercício considerando *preços sombra*



Simplificadamente, diferentes RFPF da TE foram testadas para a COELBA (submercado Nordeste) a partir de análises advindas da massa de dados de *preços sombra* (17/04/2018 a 05/02/2019).

- Relação PFP igual a 1,23, referente à relação entre o *preço sombra* máximo e mínimo do submercado Nordeste (valor médio horário de todo o período);
- Relação PFP igual a 2,26, correspondente ao menor valor das relações PFP entre os meses de abril/2018 e junho/2018 no submercado Nordeste (meses com maiores RFPF);
- Relação PFP igual a 3,43, calculado a partir da média das relações PFP dos meses de abril/2018 a junho/2018 no submercado Nordeste.

## Exercício considerando *preços sombra*

Subgrupo tarifário	Postos tarifários	Relatividade entre postos em relação à tarifa convencional (%)			
		COELBA – novas relações PFP da Energia da TE			
		1,72	1,23	2,26	3,43
B1 e B3	Convencional	100	100	100	100
B1	Ponta	137	112	161	207
	Fora Ponta	96	99	93	88
B3	Ponta	137	112	161	207
	Fora Ponta	96	99	93	88

Podem ser tarifas aplicáveis apenas em determinados meses do ano!!

A coexistência com as bandeiras tarifárias é complementar e uma vez conhecido cada mercado de tarifa horária (MWh) e respectiva receita (R\$), a aplicação de critérios de neutralidade segue seu curso natural.

# Potencial das tarifas horárias propostas

## Exercício didático: consumidor B1 monofásico

- Tarifa binômia - sem sinal horário

Subgrupo	Faixa de consumo	R\$/kWh	R\$/kW
B1	0-100	0,34	33,62
	100-220	0,34	34,83
	220-500	0,34	36,56
	500-1000	0,34	41,06
	>1000	0,34	49,98

- Tarifas binômias horárias

Subgrupo	Posto tarifário	R\$/kWh
B1	Ponta	0,44
	Fora Ponta	0,32

### Branca simples:

Sem fio A e B

RPFP = 1,72 (Energia da TE)

Subgrupo	Posto tarifário	R\$/MWh
B1	Ponta	0,61
	Fora Ponta	0,30
	Madrugada	0,27

### Madrugada:

Sem fio A e B

RPFP mais intensa = 3,00 (Energia da TE)

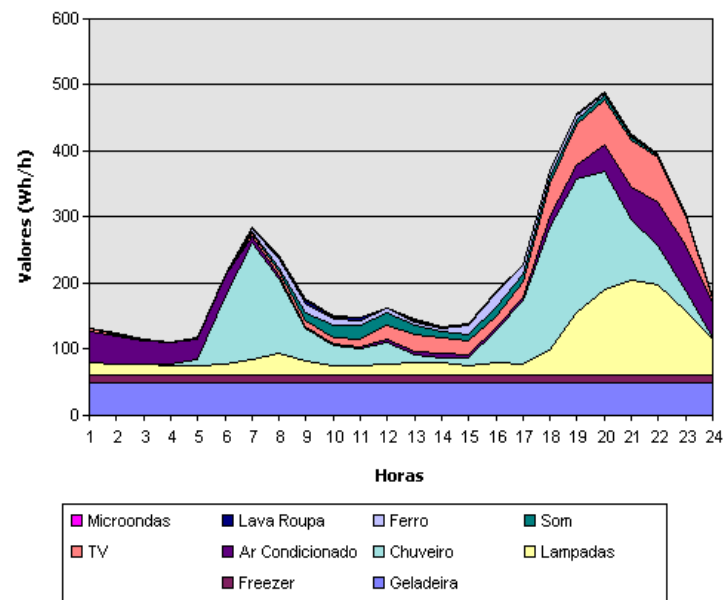
RMFP = 0,80

# Potencial das tarifas horárias propostas

## Exercício didático: consumidor B1 monofásico

- Consumo mensal em kWh

	Ano N-1	Ano N
janeiro	190	215
fevereiro	175	200
março	180	190
abril	170	180
maio	185	185
junho	210	205
julho	200	190
agosto	195	180
setembro	165	175
outubro	180	160
novembro	170	190
dezembro	195	95



Posto	% do Consumo
Ponta	25%
Fora-Ponta	70%
Madrugada	5%

# Potencial das tarifas horárias propostas



<b>Tarifa</b>	<b>Fatura Janeiro (R\$)</b>	<b>Fatura Ano (R\$)</b>
Convencional	100,06	1.007,58
Binômia	97,70	988,82
Binômia - P/FP	100,22	1.014,26
Binômia - P/FP/M	106,13	1.073,76

- **Análise 1:** Aumento de 40% do consumo do cliente, no período da Madrugada, considerando, por exemplo, uso de ar condicionado ou veículo elétrico.

Tarifa	Fatura Janeiro (R\$)	Aumento 40% M (R\$)	Varição Fatura (%)
Convencional	100,06	140,08	40,0%
Binômia	97,70	136,78	40,0%
Binômia - P/FP	100,22	127,55	27,3%
Binômia - P/FP/M	106,13	129,27	21,8%

**Análise:** as tarifas horárias possibilitam ao consumidor aumentar seu consumo de energia com um aumento bem menor na sua fatura, e ao mesmo tempo, a Distribuidora continua tendo sua Receita (fio) preservada.

- **Análise 2:** Além do aumento de 40% do consumo do cliente, no período da Madrugada, considera-se que o cliente faça um esforço de modulação, transferindo 20% do seu consumo da Ponta para o período da Madrugada.

Tarifa	Fatura Janeiro (R\$)	Aumento 40% M e Modul. 20% P->M (R\$)	Variação Fatura (%)
Convencional	100,06	140,08	40,0%
Binômia	97,70	136,78	40,0%
Binômia - P/FP	100,22	122,19	21,9%
Binômia - P/FP/M	106,13	114,55	7,9%

**Análise:** as tarifas horárias possibilitam ao consumidor reduzir o valor de sua fatura em função de seu esforço de modulação, e ao mesmo tempo a Distribuidora continua tendo sua Receita (fio) preservada.



- 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: direito do consumidor);
    - Oferecidas exclusivamente pelas distribuidoras;
    - Aprovadas pela Aneel.

- 1. Objetivos do trabalho**
- 2. Conclusões gerais**
- 3. Proposição: Tarifas Multipartes**
- 4. Proposição: Tarifas Horárias e Sazonais**
- 5. Plano de implementação**

- No P&D, deu-se especial atenção na criação de processos construtivos tarifários:
  - Alinhados à teoria microeconômica e ausentes de impedimentos legais ou contratuais (o que foi mapeado!);
  - Indutores de redução dos subsídios cruzados, redução da assimetria de informação, mitigação de riscos na recuperação da receita das distribuidoras, “olhar social”;
  - Desvinculados da obrigatoriedade de substituição massiva do parque de medidores no curto prazo;
  - Com baixos custos de intervenção nos sistemas de faturamento;
  - De fácil e simples adaptação de procedimentos regulatórios já estabelecidos.

- Vislumbra-se um cronograma célere de implementação baseado:
  - Na livre opção pela nova estrutura tarifária por parte das distribuidoras (benefícios em mercados maduros);
  - Na possibilidade de coexistência de duas estruturas distintas no Brasil (monômia e binômia) cujo *trade-off* pode ser avaliado frente à realidade observável nas diferentes concessões;
  - No estabelecimento de uma *operação sombra* que deve ser colocada em prática após opção e adaptação dos sistemas comerciais;
  - No exercício da possibilidade de opção ordinária quando da abertura dos processos de revisão ou reajuste tarifário.

**Obrigado!**



**Daimon**  
ESPECIALISTAS EM ENERGIA

**DAIMON ENGENHARIA E SISTEMAS LTDA.**

Av. Paulista, 1.776 – Cj. 22 B – Bela Vista

São Paulo – SP – Brasil – CEP 01310-200

Contato: +55 11 3266-2929

**[www.daimon.com.br](http://www.daimon.com.br)**