

TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO: REVISÃO E APRIMORAMENTO DE PROCESSOS

Autor : Paulo E. Steele Santos
email : paulo@trconsultoria.com

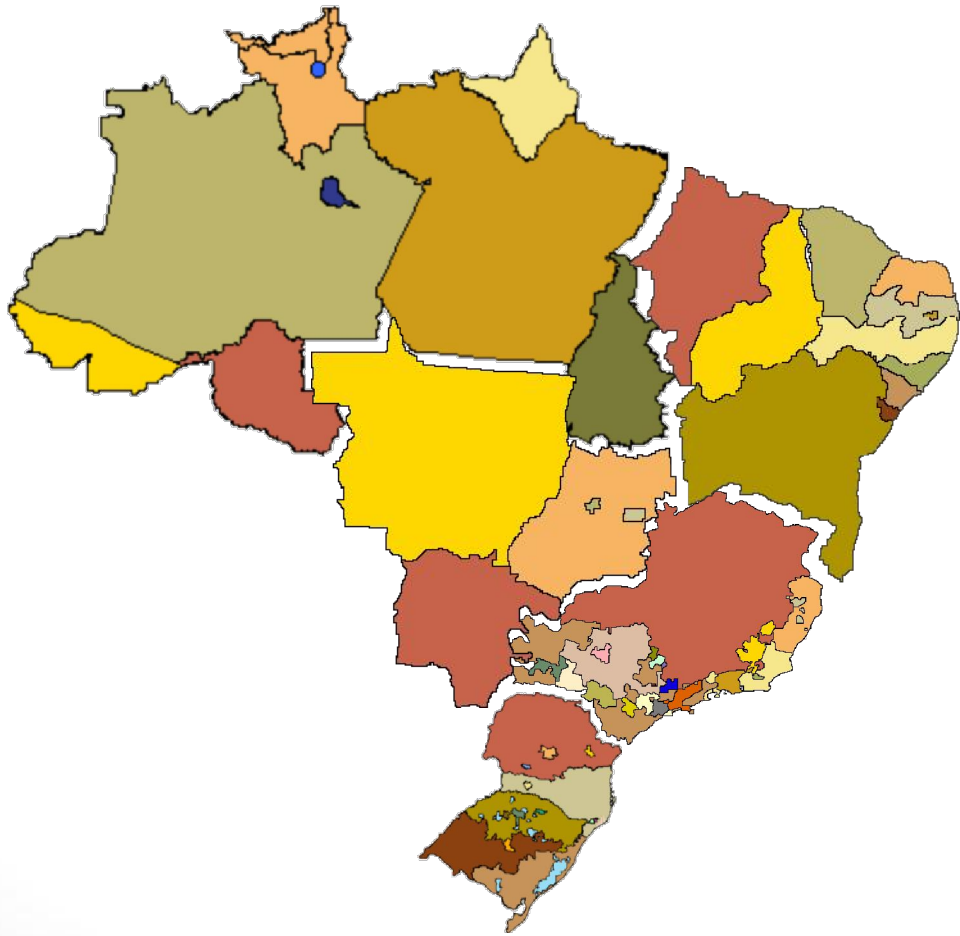
❑ O desafio de rever a Estrutura tarifária

considerando a diversidade de distribuidoras de energia elétrica do Brasil:

- ✓ 63 Distribuidoras de Energia Elétrica;
- ✓ ex. Área da Concessão: 375 a 903357 km²
- ✓ ex. Densidade de Carga: 1 a 1343 UC/km²;
- ✓ ex. Composição de Mercado:

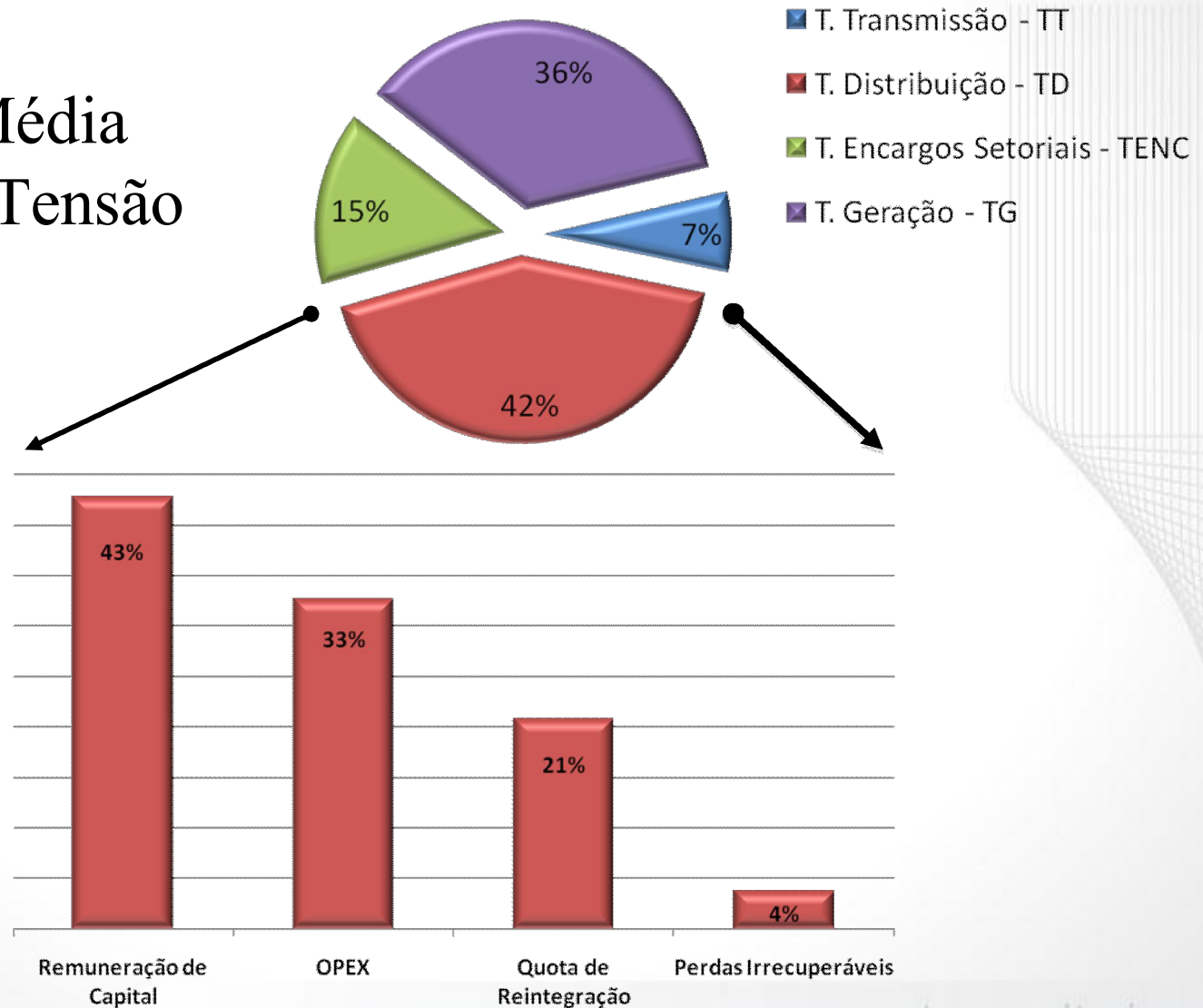
Empresa	Res.	Ind.	Com.	Rural
Boa Vista	47%	3%	22%	2%
Sulgipe	31%	40%	11%	2%
Santa Maria	25%	19%	17%	24%
Light	40%	11%	31%	0%

☐ Tamanho do desafio:



Composição da Tarifa de Aplicação - TA

Tarifa Média de Baixa Tensão



□ Tamanho diversidade entre distribuidoras

resulta em uma diversidade também nas Tarifárias de

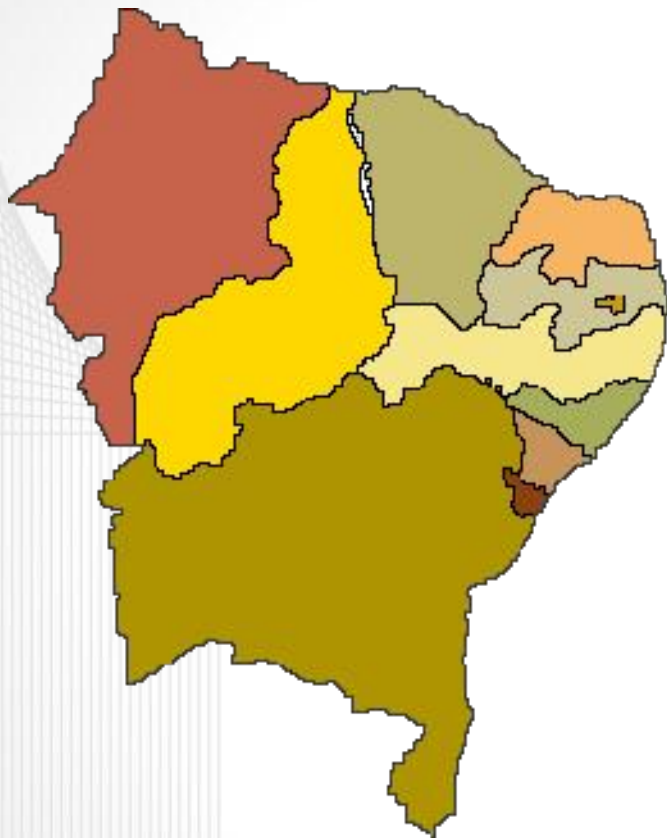
Aplicação :

Tarifa Média para Baixa Tensão de 33 Distribuidoras:

Componentes	Peso	MÁX/MÍN	MÁX	Média	MÍN
TT [R\$/MWh]	30%	441%	38	21	7
TD [R\$/MWh]	96%	228%	236	131	72
TENC [R\$/MWh]	19%	126%	71	46	31
TEN [R\$/MWh]	23%	64%	146	111	89
TA [R\$/MWh]		80%	418	309	232

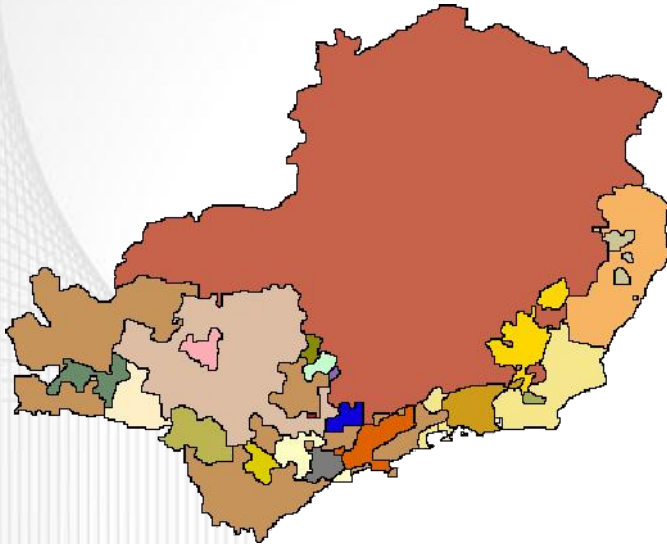
ANEEL – 33 Distribuidoras em 2008

☐ Análise por região: Nordeste



EMP: NORDESTE	TT	TD	TENC	TG	TA
COSERN	20	120	34	92	267
CELB	18	134	32	102	286
COELBA	19	141	44	100	303
SULGIPE	21	176	41	89	326
COELCE	15	154	43	123	335
CELPE	13	153	52	120	337
CEAL	12	210	57	96	376
EPB	18	212	52	105	387
CEPISA	16	212	60	110	398
CEMAR	19	236	61	102	418
MÁX/MÍN	66%	97%	87%	38%	57%
TA Média					
[R\$/MWh]	17	175	48	104	343
peso	3%	49%	12%	12%	

☐ Análise por região: Sudeste



EMP: SUDESTE	TT	TD	TENC	TG	TA
CAIUA	20	76	32	105	232
ELETROPAULO	22	80	42	112	256
CNEE	26	87	34	120	267
CPFL PAULISTA	19	83	44	123	269
BRAGANTINA	32	107	31	114	284
ESCELSA	17	118	48	103	287
BANDEIRANTE	28	98	46	121	293
DME PC	16	112	37	131	296
LIGHT	18	100	66	112	296
CEMIG	18	138	49	101	306
ELEKTRO	38	141	36	93	307
SANTA	25	137	46	102	309
EMG	20	152	49	146	367
AMPLA	24	156	71	125	376
MÁX/MÍN	131%	106%	126%	58%	62%
TA Média					
[R\$/MWh]	23	113	45	115	296
peso	10%	41%	19%	22%	

❑ O que pode explicar essas diferenças nas Tarifas de Distribuição ?

- ✓ Mercados: Maduros ↔ Desenvolvimento:
 - Baixa densidade de carga;
 - Pequena demanda de potência por Unid.Cons. - UC;
 - Extensa área de concessão.
- ✓ Ganho de escala das Distribuidoras;
- ✓ Estrutura Tarifária.

❑ Na estrutura tarifária do Brasil coexistem:

✓ Tarifas do Tipo Time-of-Use (Horo-sazonal):

- Diferenciadas entre as horas do dia e estações do ano;
- Diferenciadas entre os níveis de tensão;

- São binômias (Two part);

- Disponíveis apenas para

UC's em alta tensão;

1979: Medidor → US\$ 1,375.0

- Idealizado em 1985, previa uma implantação gradual

para unidades consumidoras de baixa tensão.

Brasil Year 1979		
Type	UC	% Consum.
Total A1+A2+A3	1,360	34.60%
Total A4 + B	15,525,210	65.10%

Total A+B	15,526,570
-----------	------------

Legend:

BT < 2.3 kV

A4 = 13.8 kV

A3A = 34.5 kV

A3 = 69 kV

A2 = 138 kV

❑ Na estrutura tarifária do Brasil coexistem :

- ✓ Tarifas do tipo Hopkinson (convencional);
 - Diferenciadas entre os níveis de tensão;
 - São binômias (two part);
 - Também disponíveis apenas para UC's em alta tensão.
- ✓ Tarifas Monônias em energia para UC em baixa tensão.

Número de Consumidores dez/2007

Res.	Ind.	Com.	Rural
85%	1%	7%	6%

~ 95% UC sem sinal de preços

Consumption of GWh in 2007

Res.	Ind.	Com.	Rural
41%	28%	26%	6%

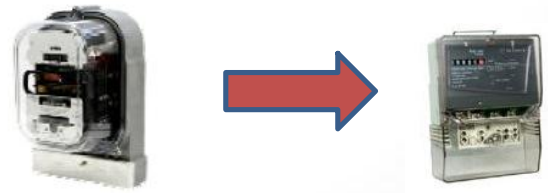
~ 73% da GWh sem sinal de preços

Hoje: Medidor → US\$ 100.0

❑ Oportunidades:

- ✓ A medição eletrônica voltada para o combate a perdas não técnicas: elemento fiscalizador e punitivo;
- ✓ A medição eletrônica como elemento de uso racional de um bem escasso: possibilidade de redução de despesas !
- ✓ A implantação da medição eletrônica abre espaço para o estabelecimento de novas opções tarifárias para as UC em baixa tensão, como:

- Tarifas Time-of-Use;
- Energia pré-paga.



❑ Questões

- ✓ Se a modulação de carga reduz as faturas das UC's ela também irá reduzir as receitas das distribuidoras ?
- ✓ A redução do valor das faturas corresponde à redução das despesas das distribuidoras com estas UC's ?
- ✓ Com que frequência as Tarifas precisarão ser recalculadas para compensar as mudanças nos perfis de consumo devido às respostas das UC's ao sinal econômico gerado ?

□ Possíveis Soluções

- ✓ Se a modulação de carga reduz as faturas das UC's ela também irá reduzir as receitas das distribuidoras ?
 - Não necessariamente ...
 - Vai depender de como foram calculadas as Tarifas de Aplicação.
- ✓ A redução do valor das faturas corresponde à redução das despesas das distribuidoras com estas UC's ?
 - Deveria ser ...

☐ Cálculo das Tarifas

✓ Objetivos:

- Definir tarifas que reflitam os custos marginais de fornecimento de energia elétrica (uso eficiente);
- Otimizar o carregamento dos sistemas de distribuição (distribuir as pontas e preencher os vales de carga).

✓ Método:

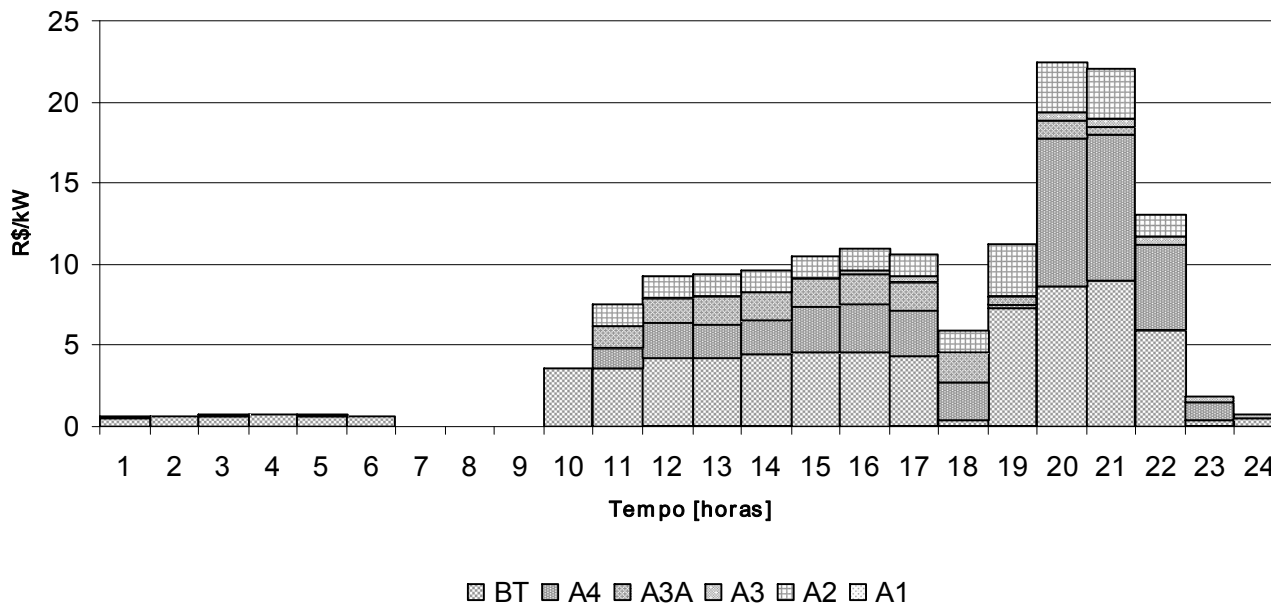
- Fase I (sinal de preços) ;
- Fase II (reconciliação de receita).

☐ Método de Cálculo das Tarifas – Fase I

- Potência Injetada
- Potência Transformada
- Mercado Observado
- Perfis de transformação
- Perfis de consumo
- Custos Marginais



Custos Marginais de Fornecimento – Baixa Tensão



Legenda:

BT < 2.3 kV

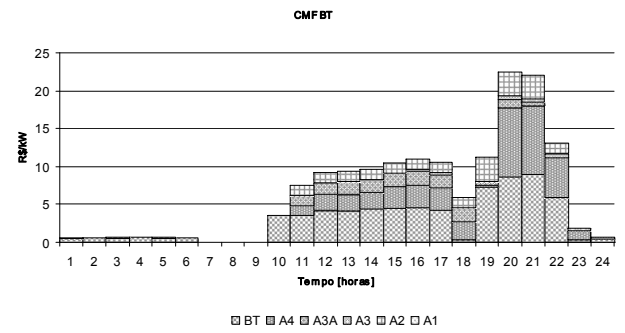
A4 = 13.8 kV

A3A = 34.5 kV

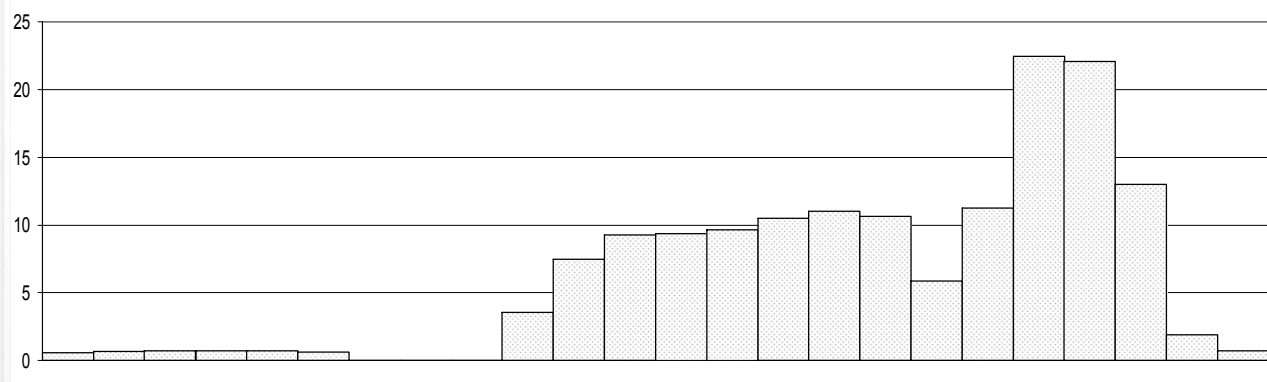
A3 = 69 kV

A2 = 138 kV

❑ Método de Cálculo das Tarifas – Fase I



Postos Tarifários – Baixa Tensão



Postos Tarifários
1
2
3
Utilizados
2

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0,59	0,66	0,71	0,73	0,71	0,61	0,03	0,03	0,02	3,56	7,47	9,28	9,38	9,66	10,49	11,00	10,63	5,86					1,90	0,72
																			11,24	22,46	22,07	13,01		

			Custo Nível
			152,81
Duração Postos	T. Média Postos		Custo Postos
20	4,20		84,03
4	17,20		68,78
			0,00
Total Horas			

☐ Método de Cálculo das Tarifas – Fase I

	Rate Period 1	Rate Period 2
Signal BT	CMFP R\$/kW	4,20
	horizontal structure	1,00
Signal A4	CMFP R\$/kW	0,57
	horizontal structure	1,00
Signal A3A	CMFP R\$/kW	0,35
	horizontal structure	1,00
Signal A3	CMFP R\$/kW	1,28
	horizontal structure	1,00
Signal A2	CMFP R\$/kW	0,18
	horizontal structure	1,00

Legenda:

BT < 2.3 kV

A4 = 13.8 kV

A3A = 34.5 kV

A3 = 69 kV

A2 = 138 kV

Definidas as estruturas Verticais e Horizontais , Fase I, será preciso realizar a conciliação de receita, Fase II:

	Rate Period 1	Rate Period 2
--	---------------	---------------

CMFP R\$/kW	4,20	17,20
horizontal structure	1,00	4,10

CMFP R\$/kW	0,57	5,99
horizontal structure	1,00	10,51

CMFP R\$/kW	0,35	5,75
horizontal structure	1,00	16,43

CMFP R\$/kW	1,28	5,52
horizontal structure	1,00	4,31

CMFP R\$/kW	0,18	1,93
horizontal structure	1,00	10,72

Revenue BT	Vertical structure
R\$139.775.421,59	86,35%

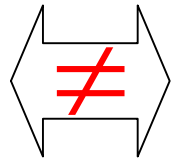
Revenue A4	Vertical structure
R\$18.550.140,63	11,46%

Revenue A3A	Vertical structure
R\$329.320,56	0,20%

Revenue A3	Estrutura Vertical
R\$0,00	0,00%

Revenue A2	Vertical structure
R\$3.218.768,85	1,99%

Total Revenue
R\$161.873.665,38



Receita Regulatória

- Legenda:
- BT < 2.3 kV
 - A4 = 13.8 kV
 - A3A = 34.5 kV
 - A3 = 69 kV
 - A2 = 138 kV

□ Existem pelo menos quatro formas de se fazer isso :

- ✓ Fixed adder (soma ou subtrai uma constante)
- ✓ Fixed Multiplier (multiplica por uma constante) -- ANEEL;
- ✓ Reliability sensitive adder (aloca receita na proporção da probabilidade de perda de carga);
- ✓ Ramsey Derivation (aloca receita na proporção inversa da elasticidade da carga).*

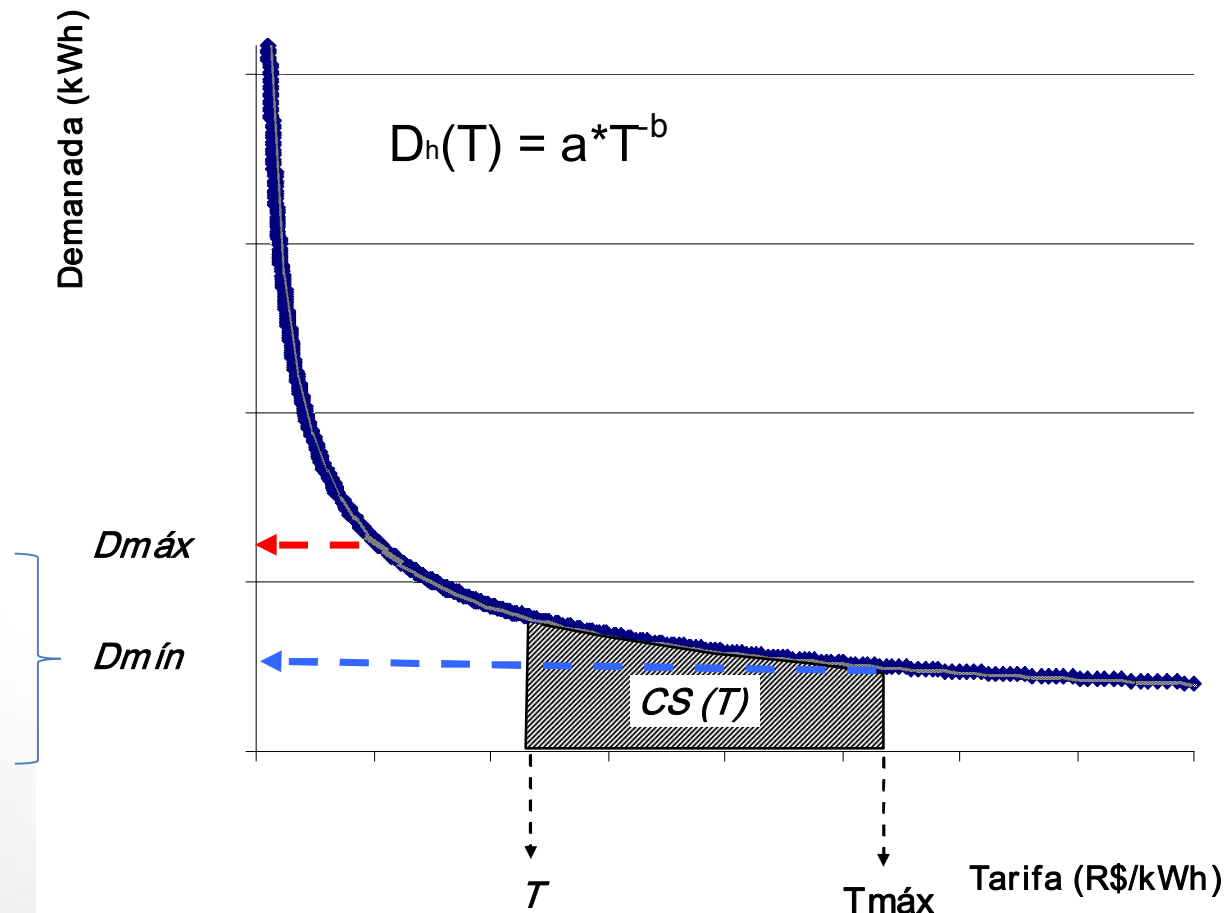
ALTERNATIVE	ELASTICITY LEVEL			
	LOW	MID	HIGH	VERY HIGH
ADDER	1,824	498	780	476
MULTI	1,825	499	782	479
LOLP	1,734	424	741	470
RAMSEY	1,840	531	837	590

* Gain, relative to surplus with conventional prices.

- ❑ Nossa proposta é combinar os Preços de Ramsey com sinais de otimização de tarifas do tipo Time of Use - TOU ;
- ❑ Ou seja, é estabelecer um sistema de tarifas que ao mesmo tempo:
 - ✓ Otimize o carregamento do sistema (características TOU) ;
 - ✓ Reconciliação de Receita maximizando a satisfação do consumidor (Preços de Ramsey).

Curva de Demanda

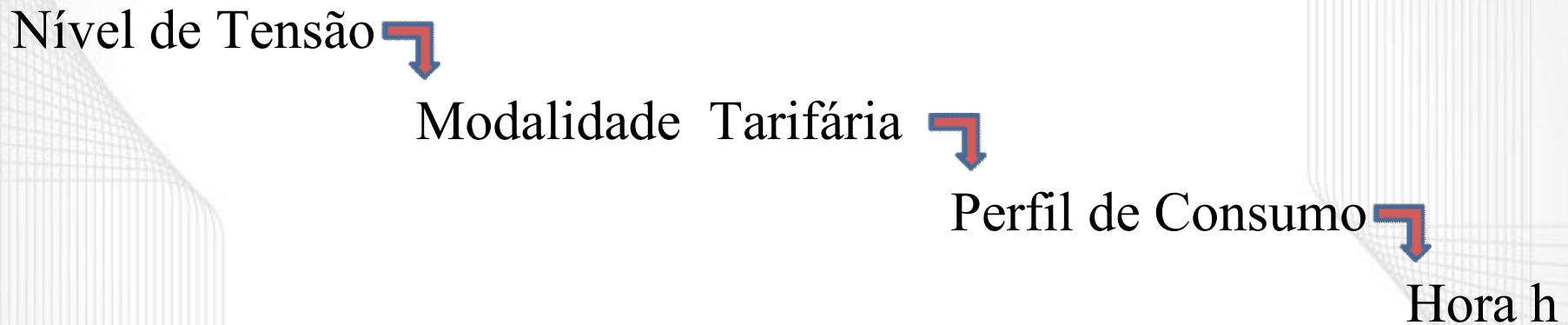
- Estimar o comportamento da carga*
- Quantificar o excedente do consumidor (CS).



* Atividades Essenciais

❑ Curva de Demanda

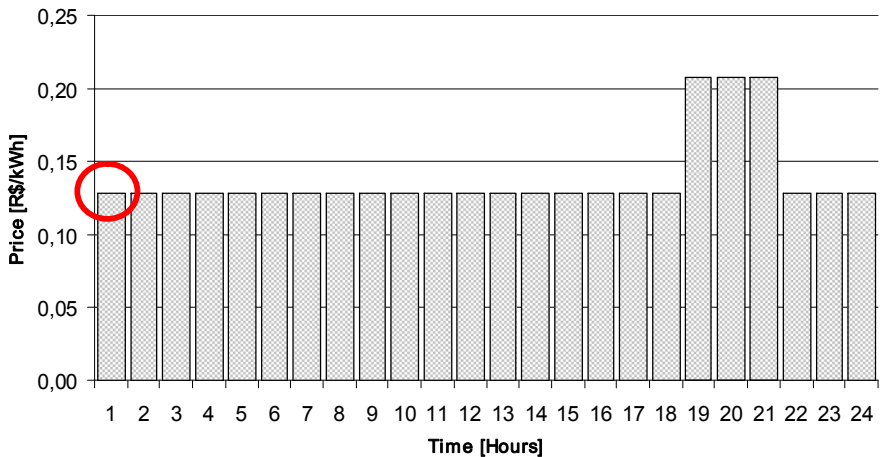
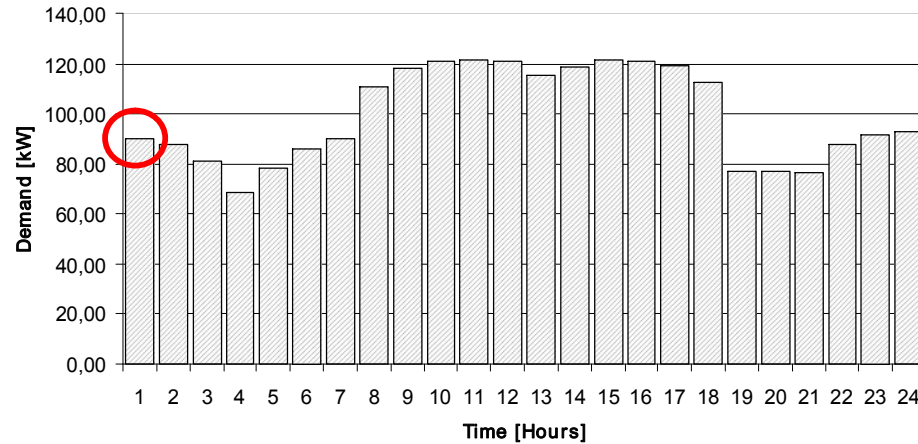
✓ Definir uma Curva de demanda, em cada :



✓ Informação disponível :

- Tarifa vigente;
- Demanda verificada;
- Estudos com Elasticidade – preço para consumo de energia.

Curva de Demanda

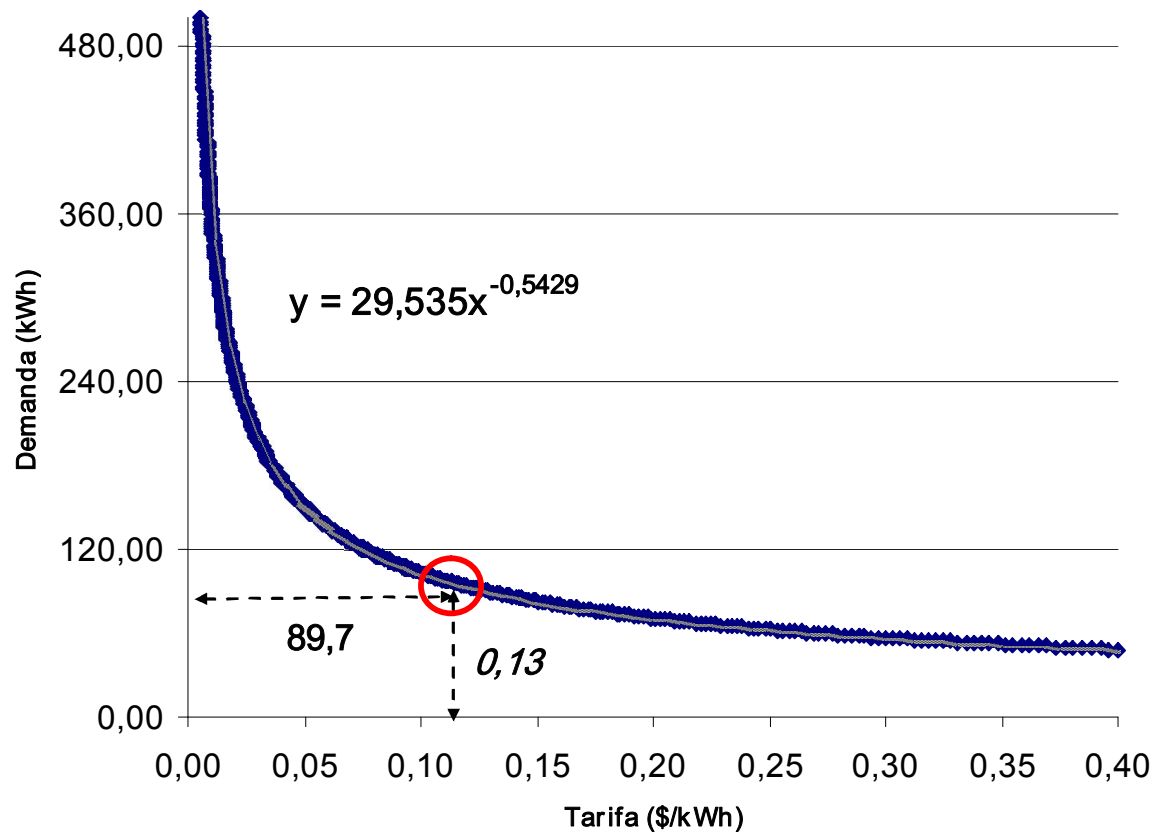


Elasticity - Price	Sector
-0, 545	Industrial
-0, 174	Commercial
-0, 146	Residential

Fonte: Schmidt

Curva de Demanda

✓ Função de Demanda (Hipótese Elasticidade constante) na hora “1”:



Elasticidade-Preço

-0,540

Fuente: BAIER AND ROSS 1984

10, Leather and fur

Varição
Fatura
Total

000%

Varição
Excedente
Total

000%

kW Médio



kWh

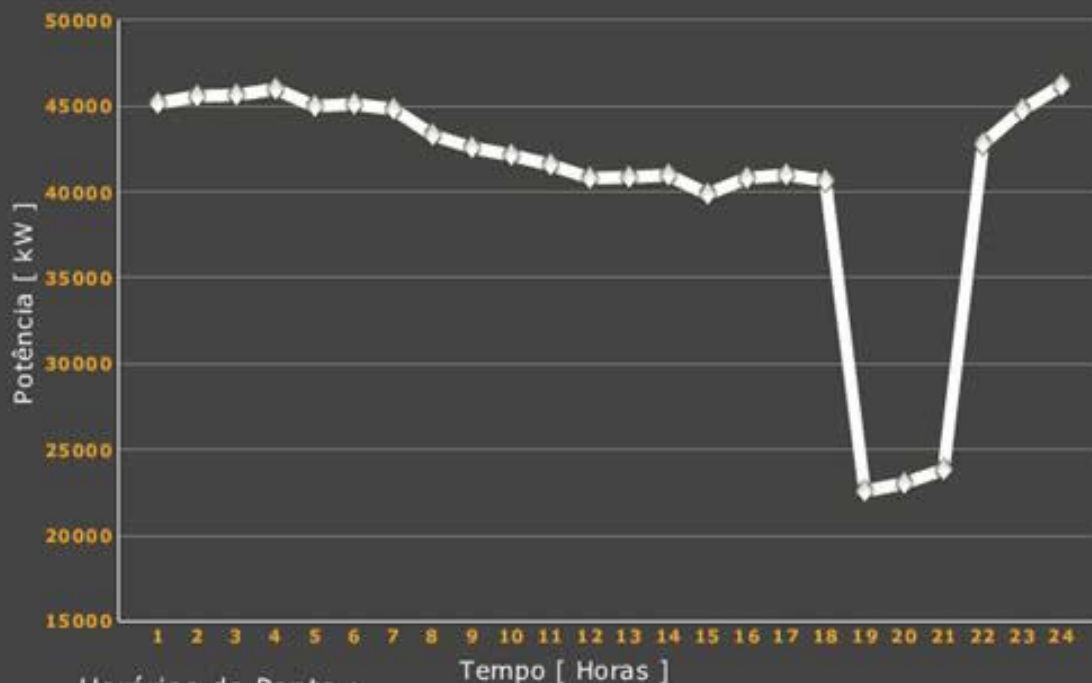


22584

46215

Faixa de Potência [kW]

● Curva (n-1) ◆ Curva (n)



Horários de Ponta :



Tarifas (n)

Ponta
R\$/kW



Fora Ponta
R\$/kW



Ponta
R\$/kWh



Fora Ponta
R\$/kWh



Elasticidade-Preço



Fonte: Bavier and Rees 1968

10, Leather and fur

Varição Fatura Total 000%

000%

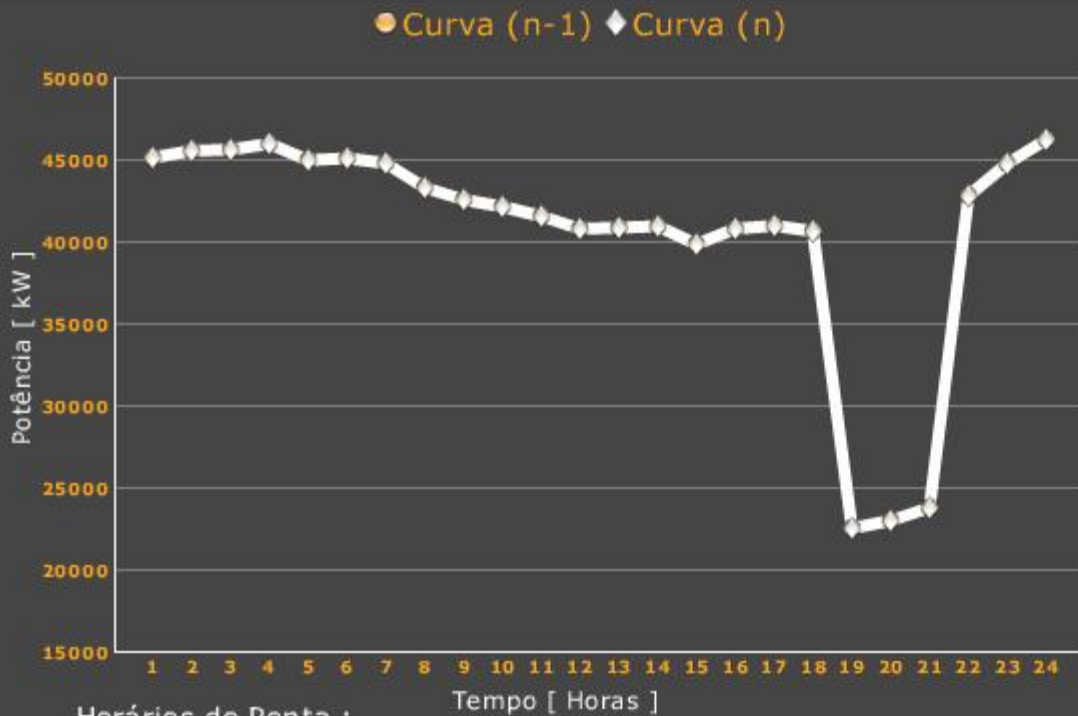
Varição Excedente Total 000%

000%



22584 46215

Faixa de Potência [kW]



Horários de Ponta :



Tarifas (n)

Ponta R\$/kW

Fora Ponta R\$/kW



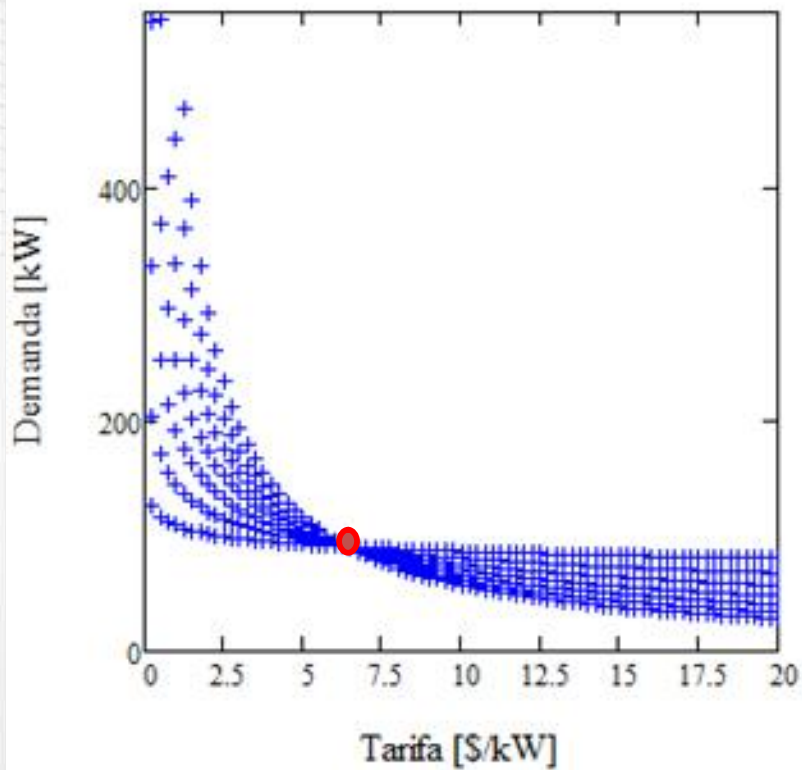
Ponta R\$/kWh

Fora Ponta R\$/kWh

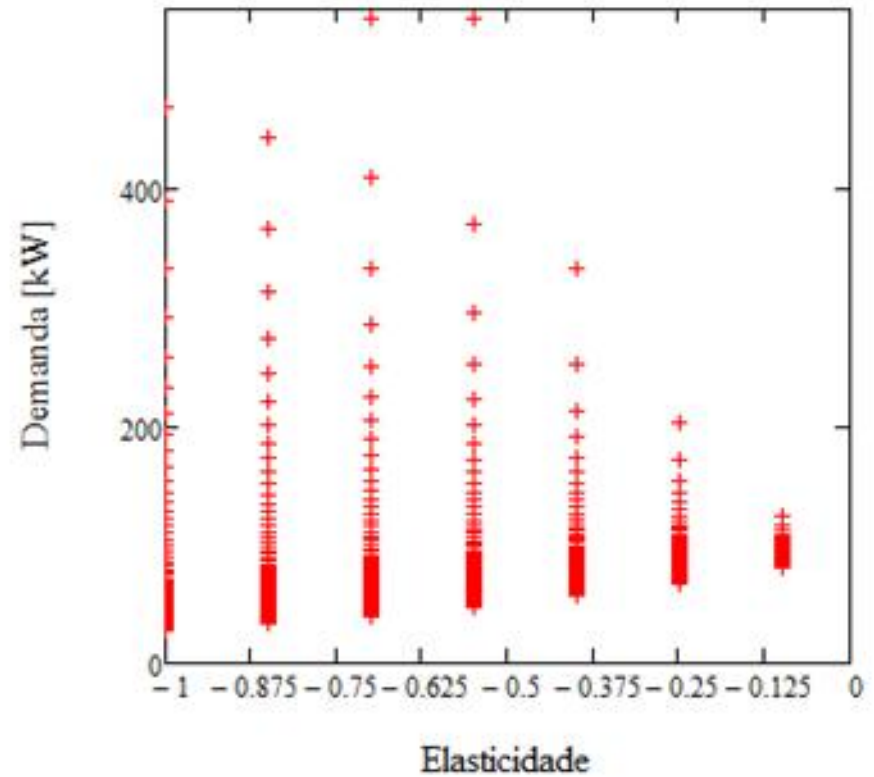


Curva de Demanda

- ✓ Função de Demanda (Hipótese Elasticidade constante):



Demanda x Tarifas



Demanda x Elasticidade

□ Preços de Ramsey

$Max(CS)$

$$q_1 * t_1 + q_2 * t_2 + .. + q_n * t_n \geq \text{Revenue_Regulatory}$$

$$t_{\max} \geq t_u \geq 0$$

□ Sinais de preços das tarifas do tipo Time-of-Use

$$\text{Revenue_level_A} \geq \text{Vertical_Structure}_A \quad \frac{t_1}{t_2} \geq \text{Horizontal_Structure}_{\text{Period1/Period2}}$$

$$\text{Revenue_level_B} \geq \text{Vertical_Structure}_B$$

❑ Resultados Obtidos

✓ Tarifas ANEEL; Cargas Elasticidade nula;

Energia Anual (n)	Energia Anual (n +1)	
MWh	MWh	Variação %
5.518.390	5.518.390	0,00%

Receita Curvas de Carga
R\$ 1.003.421.135

Receita Projetada
R\$ 1.080.126.639 -7,1%

✓ Tarifas ANEEL; Cargas Elasticidade menor que 1;

Energia Anual (n)	Energia Anual (n +1)	
MWh	MWh	Variação %
5.518.390	5.414.446	-1,88%

Receita Curvas de Carga
R\$ 1.054.177.164

Receita Projetada
R\$ 1.080.126.639 -2,4%

✓ Tarifas otimizadas; Cargas Elasticidade menor que 1;

Energia Anual (n)	Energia Anual (n +1)	
MWh	MWh	Variação %
5.518.390	5.496.722	-0,39%

Receita Curvas de Carga
R\$ 1.003.421.135

Receita Projetada
R\$ 1.080.126.639 -7,1%

➤ Incremento de 70 milhões no CS, ou seja, 0,5%;

❑ Questões

✓ Se a modulação de carga reduz as faturas das UC's ela também irá reduzir as receitas das distribuidoras ?

Não, uma vez que a modulação esperada é considerada já no processo de reconciliação de receita

✓ A redução do valor das faturas corresponde à redução das despesas das distribuidoras com estas UC's ?

Sim, uma vez que as tarifas são calculadas para refletir os custos marginais de fornecimento de energia elétrica

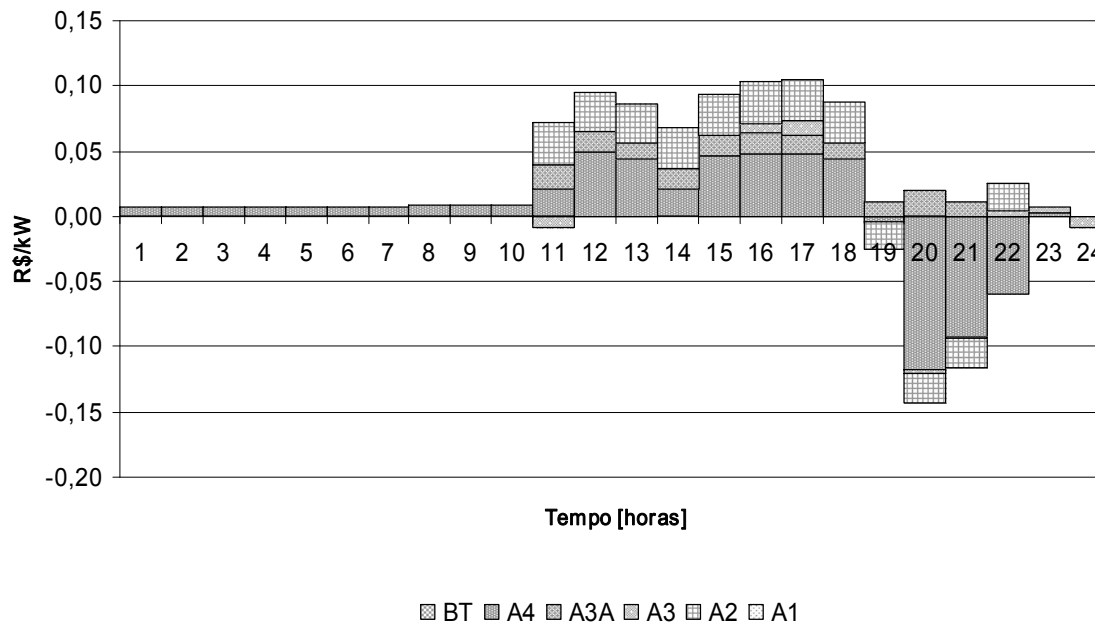
❑ Questões

✓ Com que frequência as Tarifas precisarão ser recalculadas para compensar as mudanças nos perfis de consumo devido às respostas das UC's ao sinal econômico gerado ?

Sempre que o monitoramento do mercado mostrar um descolamento entre o perfil de consumo verificado e o perfil de consumo previsto

Outros Pontos

- ✓ Tarifas para unidades de micro geração;
 - Análise de sensibilidade;



Impacto em A4 da entrada de 10 MW em A4

☐ Outros Pontos

✓ Tarifas Regionais;

- Otimização de sistemas regionais, identificando tarifas para conjuntos geo-elétricos específicos ;
- Consideração da distribuição espacial das cargas;
- Tese Orans, Ren (1989), “Area-specific marginal costing for electric utilities”

❑ Outros Pontos

✓ Tratamento da incerteza quanto a elasticidade-preço utilizado otimização fuzzy:

- “Consumer Surplus and Producer Surplus for fuzzy demand and fuzzy supply” (ELSEVIER 97)
- “Fuzzy modeling of power system optimal load flow”; (IEEE 92)
- “Distribution system planning with fuzzy models and techniques” (CIRED 89)

TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO: REVISÃO E APRIMORAMENTO DE PROCESSOS

Autor : Paulo E. Steele Santos
email : paulo@trconsultoria.com