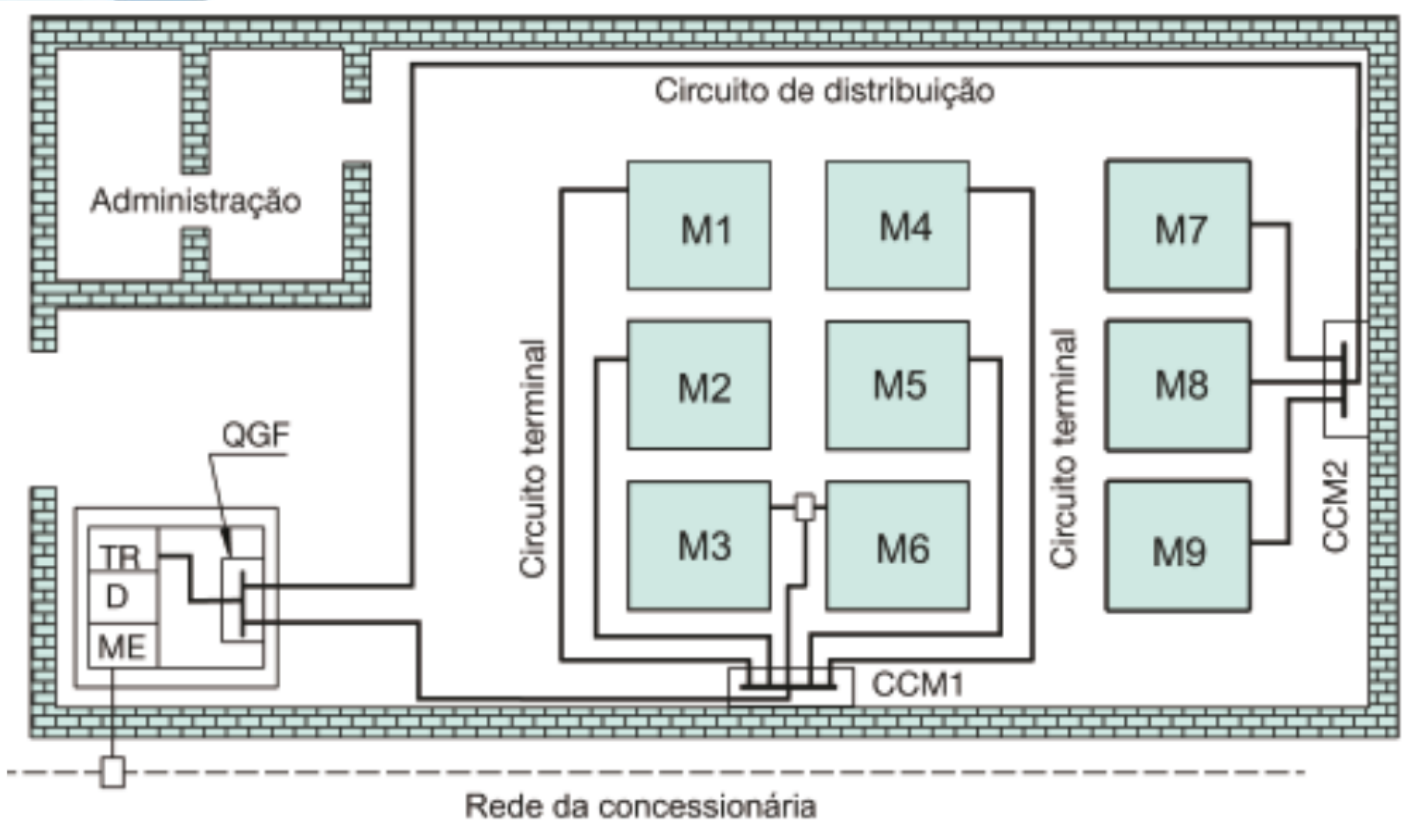
Instalações Elétricas Prediais e Industriais – I (TE344)

Aula 09 - Tarifa de energia

Exercício 1.1

Exercício 1.1



Motores	Vnm (V)	Potência Nominal (cv)	Pólos
M1	380	100	II
M2	380	100	II
M3	380	220	IV
M4	380	60	II
M5	380	60	II
M6	380	220	IV
M7	380	40	IV
M8	380	40	IV
M9	380	40	IV

Exercício 1.1

Considere ainda que a **indústria** possui o seguinte esquema de funcionamento em um período de **24hs** diárias:

1. Os motores **M1 e M2** operam o tempo todo simultaneamente (24 horas);

2. Os motores **M3 e M6** trabalham em horários alternados, portanto nunca operam simultaneamente. Considere um dia típico em que o motor M3 seja acionado primeiro e opere entre 0:00 e 4:00 horas enquanto o motor M6 entre 4:00 e 8:00 horas. O ciclo se repete para as horas restantes do período.

3. Os motores **M4 e M5** operam simultaneamente entre 0:00 e 7:00 horas.

4. Os motores **M7 e M8** operam simultaneamente entre 7:00 e 16:00 horas enquanto o motor **M9** opera o tempo todo ou as 24 horas.

Pede-se:

a) As demandas do **CCM1, CCM2 e QGF**;

b) O esboço **da curva de carga** da indústria;

c) A **demanda** média e o **fator** de carga;

d) A **potência** nominal do(s) **transformador**(es) da subestação;

http://ecatalog.weg.net/tec_cat/tech_transformadores.asp

Exercício 1.1

a) As demandas do CCM1, CCM2 e QGF;

cv / FP / η

Potência nominal	Potência ativa	Corrente nominal		Velocidade rpm	Fator de potência	Relação Inp/In	Relação Cp/Cn	Conjugado nominal	Rotor bloqueado	Rendimento	Momento de inércia
cv	kW	220 V	380 V				%	mkgf	s	%	kgm^2
						II polos					
60	45	146,0	81,0	3.545	0,89	6,5	160,0	11,880	18,0	0,91	0,4440
75	55	178,0	98,8	3.550	0,89	6,9	170,0	14,840	16,0	0,92	0,4800
100	75	240,0	133,2	3.560	0,90	6,8	140,0	19,720	11,0	0,93	0,6100

Exercício 1.1

a) As demandas do CCM1, CCM2 e QGF;

cv / FP / η

Potência nominal	Potência ativa	Corrente nominal		Velocidade rpm	Fator de potência	Relação Inp/In	Relação Cp/Cn	Conjugado nominal	Rotor bloqueado	Rendimento	Momento de inércia
cv	kW	220 V	380 V				%	mkgf	s	%	kgm^2
						IV polos					
40	30	102,0	56,6	1.760	0,85	6,7	215,0	15,960	10,0	0,91	0,4050
220	160	510,0	283,0	1.785	0,87	6,5	250,0	86,550	15,0	0,95	3,1200

Exercício 1.1

a) As demandas do CCM1, CCM2 e QGF;

FS – Fator de simultaneidade

FU – Fator de utilização

Tabela 1.2 Fatores de simultaneidade

Aparelhos (cv)	Número de aparelhos							
	2	4	5	8	10	15	20	50
Motores: 3/4 a 2,5	0,85	0,80	0,75	0,70	0,60	0,55	0,50	0,40
Motores: 3 a 15	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,65	0,55	0,45
Motores: 20 a 40	0,80	0,80	0,80	0,75	0,65	0,60	0,60	0,50
Acima de 40	0,90	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60
Retificadores	0,90	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70
Soldadores	0,45	0,45	0,45	0,40	0,40	0,30	0,30	0,30
Fornos resistivos	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Fornos de indução	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-

Aparelhos	Fator de utilização
Fornos a resistência	1,00
Secadores, caldeiras, etc.	1,00
Fornos de indução	1,00
Motores de ¾ a 2,5 CV	0,70
Motores de 3 a 15 CV	0,83
Motores de 20 a 40 CV	0,85
Motores acima de 40 CV	0,87
Soldadores	1,00
Retificadores	1,00

Exercício 1.1

a) As demandas do CCM1, CCM2 e QGF;

Motores	Vnm (V)	Potência Nominal (cv)	Pólos	FP	η	FU	FS	CV (kW)
M1	380	100	II					
M2	380	100	II					
M3	380	220	IV					
M4	380	60	II					
M5	380	60	II					
M6	380	220	IV					
M7	380	40	IV					
M8	380	40	IV					
M9	380	40	IV					

Exercício 1.1

a) As demandas do CCM1, CCM2 e QGF;

									Demanda		
Motores	***Vnm (V)***	***Potência Nominal (cv)***	***Pólos***	***FP***	**η**	***FU***	***FS***	***CV (kW)***	***kVA***	***kW***	***kVAr***
M1	380	100	II	0,9	0,93	0,87	0,7	0,736	54	48	23
M2	380	100	II	0,9	0,93	0,87	0,7	0,736	54	48	23
M3	380	220	IV	0,87	0,95	0,87	0,7	0,736	119	104	59
M4	380	60	II	0,89	0,91	0,87	0,7	0,736	33	30	15
M5	380	60	II	0,89	0,91	0,87	0,7	0,736	33	30	15
M6	380	220	IV	0,87	0,95	0,87	0,7	0,736	119	104	59
M7	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736	26	22	14
M8	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736	26	22	14
M9	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736	26	22	14

Exercício 1.1

a) As demandas do CCM1, CCM2 e QGF;

$$D_{\text{at}} = \frac{P_{eim}.Fu\ .0{,}736}{\eta}.Fs\ (kW) \qquad D_{\text{ap}} = \frac{P_{eim}.Fu\ .0{,}736}{\eta\ .Fp}.Fs\ (kVA) \qquad Q = \sqrt{S^2 - P^2}\ (kVAr)$$

									Demanda		
Motores	***Vnm (V)***	***Potência Nominal (cv)***	***Pólos***	***FP***	**η**	***FU***	***FS***	***CV (kW)***	***kVA***	***kW***	***kVAr***
M1	380	100	II	0,9	0,93	0,87	0,7	0,736			
M2	380	100	II	0,9	0,93	0,87	0,7	0,736			
M3	380	220	IV	0,87	0,95	0,87	0,7	0,736			
M4	380	60	II	0,89	0,91	0,87	0,7	0,736			
M5	380	60	II	0,89	0,91	0,87	0,7	0,736			
M6	380	220	IV	0,87	0,95	0,87	0,7	0,736			
M7	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736			
M8	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736			
M9	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736			

Exercício 1.1

a) As demandas do CCM1, CCM2 e QGF;

$$D_{\text{at}} = \frac{P_{eim}.Fu\ .0{,}736}{\eta}.Fs\ (kW) \qquad D_{\text{ap}} = \frac{P_{eim}.Fu\ .0{,}736}{\eta\ .Fp}.Fs\ (kVA) \qquad Q = \sqrt{S^2 - P^2}\ (kVAr)$$

									Demanda		
Motores	***Vnm (V)***	***Potência Nominal (cv)***	***Pólos***	***FP***	**η**	***FU***	***FS***	***CV (kW)***	***kVA***	***kW***	***kVAr***
M1	380	100	II	0,9	0,93	0,87	0,7	0,736	54	48	23
M2	380	100	II	0,9	0,93	0,87	0,7	0,736	54	48	23
M3	380	220	IV	0,87	0,95	0,87	0,7	0,736	119	104	59
M4	380	60	II	0,89	0,91	0,87	0,7	0,736	33	30	15
M5	380	60	II	0,89	0,91	0,87	0,7	0,736	33	30	15
M6	380	220	IV	0,87	0,95	0,87	0,7	0,736	119	104	59
M7	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736	26	22	14
M8	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736	26	22	14
M9	380	40	IV	0,85	0,91	0,85	0,8	0,736	26	22	14

Exercício 1.1

a) As demandas do CCM1, CCM2 e QGF;

$$DTM = D_1 + D_2 + D_3 + \cdots + D_n$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
M1	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
M2	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
M3	119	119	119	119					119	119	119	119					119	119	119	119				
M4	33	33	33	33	33	33	33																	
M5	33	33	33	33	33	33	33																	
M6					119	119	119	119					119	119	119	119					119	119	119	119
CCM1	**293**	**293**	**293**	**293**	**293**	**293**	**293**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**

Dmax	293
Dmed	246
FC	0,8

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
M7							26	26	26	26	26	26	26	26	26	26								
M8							26	26	26	26	26	26	26	26	26	26								
M9	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
CCM2	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**

Dmax	78
Dmed	48
FC	0,6

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
QGF	319	319	319	319	319	319	371	304	304	304	304	304	304	304	304	304	252	252	252	252	252	252	252	252

Dmax	371
Dmed	293
FC	0,8

Exercício 1.1

c) A demanda média e o fator de carga;

$$Fc = \frac{Dméd}{Dmáx}$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
M1	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
M2	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
M3	119	119	119	119					119	119	119	119					119	119	119	119				
M4	33	33	33	33	33	33	33																	
M5	33	33	33	33	33	33	33																	
M6					119	119	119	119					119	119	119	119					119	119	119	119
CCM1	**293**	**293**	**293**	**293**	**293**	**293**	**293**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**	**226**

Dmax	293
Dmed	246
FC	0,8

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
M7							26	26	26	26	26	26	26	26	26	26								
M8							26	26	26	26	26	26	26	26	26	26								
M9	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
CCM2	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**

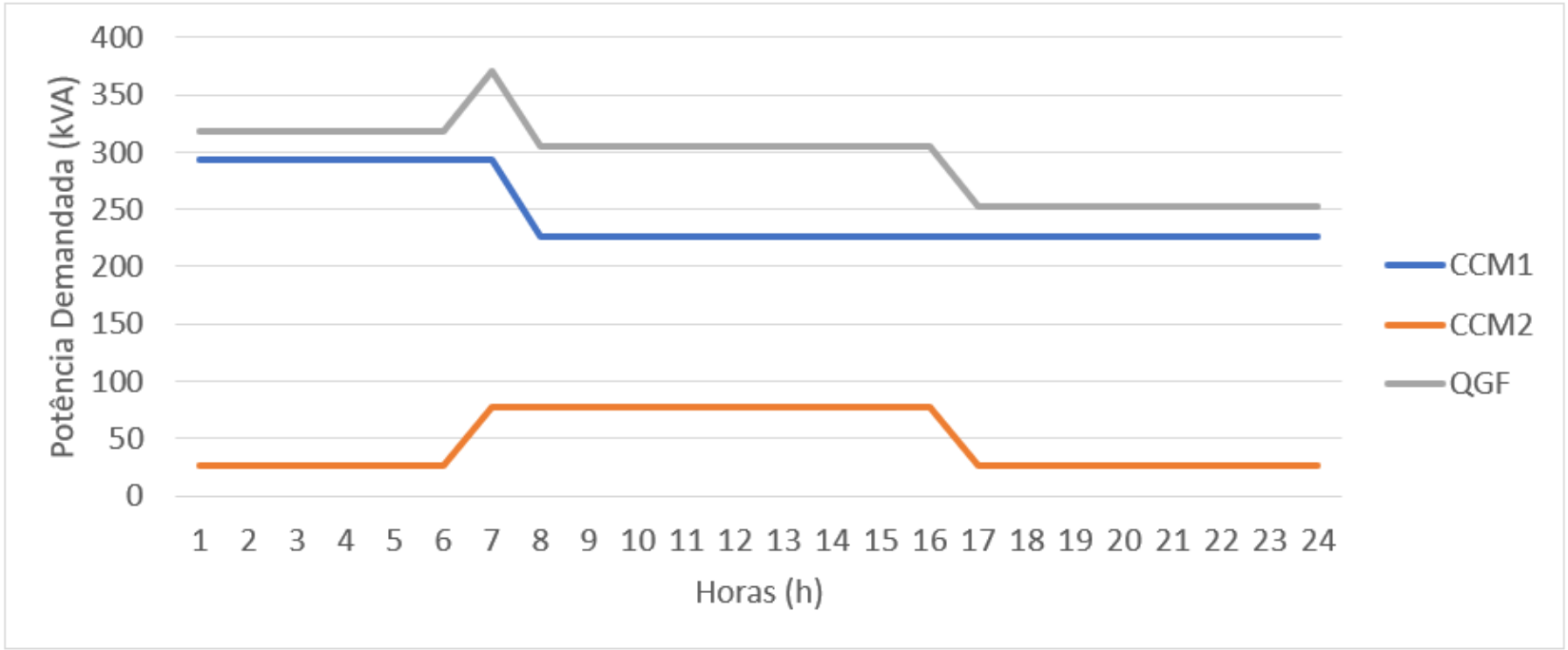
Dmax	78
Dmed	48
FC	0,6

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
QGF	319	319	319	319	319	319	371	304	304	304	304	304	304	304	304	304	252	252	252	252	252	252	252	252

Dmax	371
Dmed	293
FC	0,8

Exercício 1.1

b) O esboço da curva de carga da indústria;



1.10 Exercícios como exemplos:

Melhorando o **FC** da indústria no **QGF**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
M7							26	26	26	26	26	26	26	26	26	26								
M8							26	26	26	26	26	26	26	26	26	26								
M9	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
CCM2	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**

Dmax	78
Dmed	48
FC	0,6

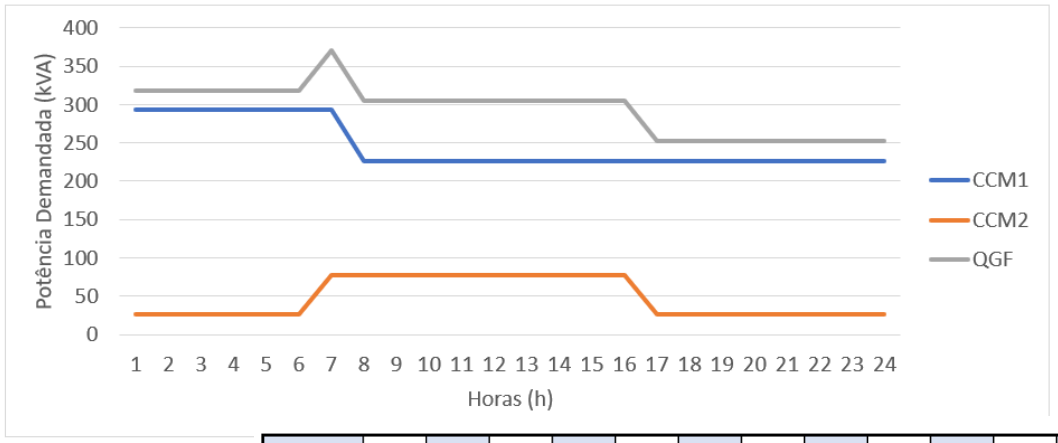
Proposta CCM2

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
M7								26	26	26	26	26	26	26	26	26	26							
M8								26	26	26	26	26	26	26	26	26	26							
M9	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
CCM2	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**78**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**	**26**

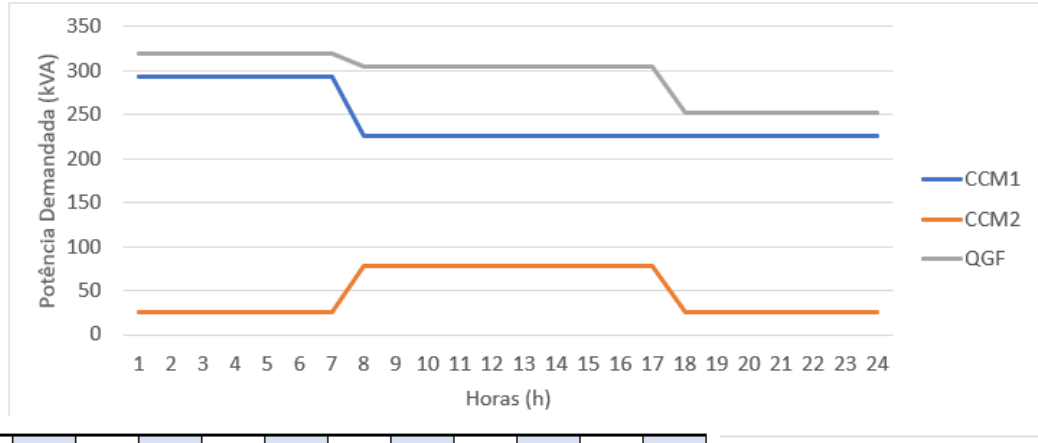
Dmax	78
Dmed	48
FC	0,61

1.10 Exercícios como exemplos:

Melhorando o **FC** da indústria no **QGF**



Proposta CCM2



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
QGF	319	319	319	319	319	319	371	304	304	304	304	304	304	304	304	304	252	252	252	252	252	252	252	252

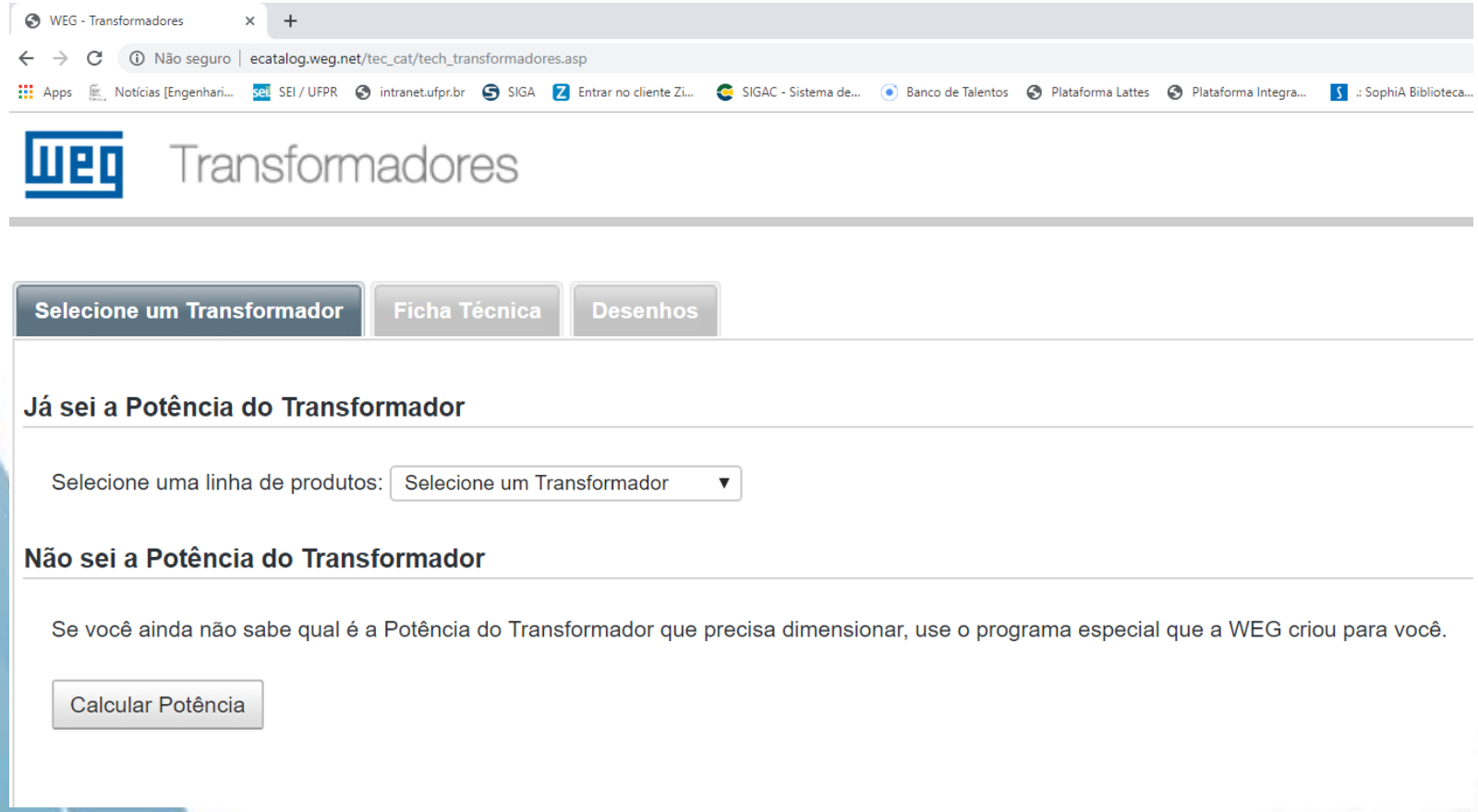
Dmax	371
Dmed	293
FC	0,8

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
QGF	319	319	319	319	319	319	319	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	252	252	252	252	252	252	252

Dmax	319
Dmed	293
FC	0,92

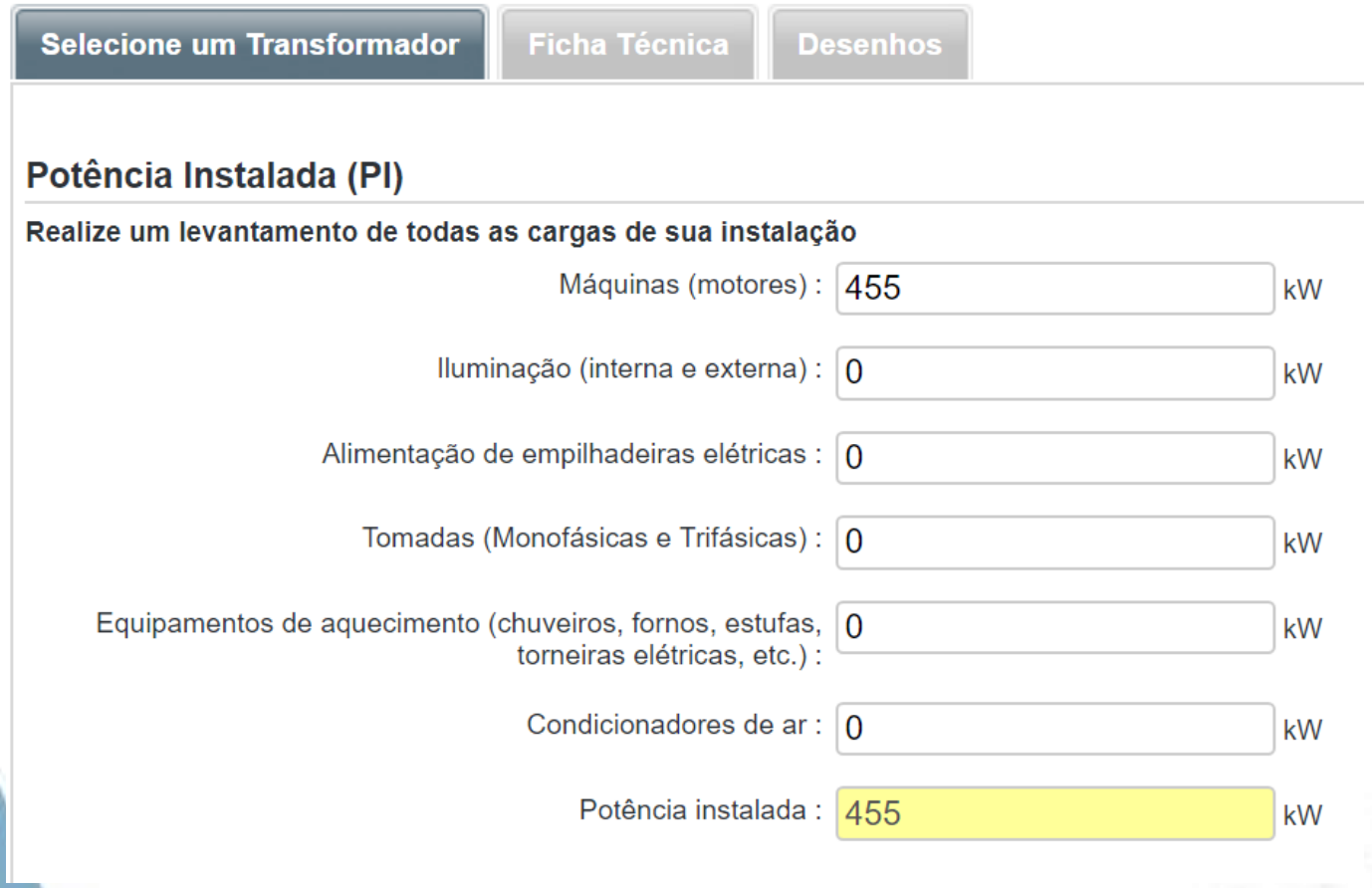
Exercício 1.1

d) A potência nominal do(s) transformador(es) da subestação;



Exercício 1.1

d) A potência nominal do(s) transformador(es) da subestação;



Exercício 1.1

d) A potência nominal do(s) transformador(es) da subestação;

Fator de Demanda (FD)

Verifique abaixo valores típicos de fator de demanda. Recomendamos ainda a consulta a concessionária de energia elétrica loca

$$FD = \frac{Dmax}{P_{inst}}$$

Hospitais e Hotéis - 0,42
Metalúrgica - 0,73
Química e petroquímica - 0,85
Siderúrgica - 0,87
Supermercados - 0,72
Têxtil - 0,71
Usinas de açúcar e álcool - 0,82

Digite aqui o Fator de Demanda de sua instalação : 0.71

Fator de Potência (FP)

O valor mínimo exigido no Brasil é de 0,92

Selecione o Fator de Potência de sua instalação : 0.92 ▼

Fatores de Demanda NTC Copel

NTC Copel 841001 – Projeto de redes de distribuição urbana

TABELA 01 - FATOR DE DEMANDA TÍPICO INDUSTRIAL (A.T.)

RAMO DE ATIVIDADE	F.D. %
Extração e tratamento de minerais	41
Indústria de produtos de minerais não metálicos	52
Indústria metalúrgica	30
Indústria mecânica	34
Indústria de material elétrico e comunicações	47
Indústria de material de transporte	28
Indústria de madeira	36
Indústria do mobiliário	38
Indústria de celulose, papel e papelão	44
Indústria de borracha	42
Indústria química	36
Indústria de couros, peles e produtos similares	41
Indústria de produtos farmacêuticos e veterinários	28
Indústria de perfumaria, sabões e velas	46
Indústria de produtos e materiais plásticos	45
Indústria de têxtil	26
Indústria de vestuário, calçados e artefatos de tecidos	45
Indústria de produtos alimentares	40
Indústria de bebidas	44
Indústria de editorial e gráfica	41
Indústria de construção	26
Indústrias diversas	37

NOTA: O fator de demanda típico comercial (Rede Secundária), deverá ser estabelecido com o confronto de consumidores já ligados na mesma área abrangida pelo projeto e com as mesmas características.
(Ex.: restaurante, impressora, oficina mecânica, açougue, armazém, colégio, hotel, panificadora, etc.).

Os Fatores de Demanda foram obtidos através do MIC - (Manual de Instruções para Consumidores) INDICADORES DE UTILIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - MIC 06, TÍTULO 13, MÓDULO 02.

Deverá ser obtido através do MIC - Participação Financeira - Título 13, Módulo 02 - INDICADORES DE UTILIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, (ANEXO I)

20

Exercício 1.1

d) A potência nominal do(s) transformador(es) da subestação;

Fator de Potência (FP)

O valor mínimo exigido no Brasil é de 0,92

Selecione o Fator de Potência de sua instalação : 0.92

Previsão de Aumento de Carga (PAC)

Recomendamos a utilização de no mínimo 20% de previsão para aumento de carga

Selecione a Previsão de Aumento de Carga : 20 %

Potência Homologada sem PAC

Fórmula de Dimensionamento

$$PT = \frac{PI \times FD}{FP} \text{ kVA}$$

Potência Calculada 351.14

Potência Homologada 500 kVA

kVA

Linha WEG

Potência Homologada

Fórmula de Dimensionamento

$$PT = \frac{PI \times FD \times PAC}{FP} \text{ kVA}$$

Potência Calculada 421.37

Potência Homologada 500 kVA

kVA

Linha WEG

Exercício 1.1

e) Transformador(es) da subestação a óleo ou a seco;

O transformador a seco apresenta algumas vantagens em relação ao transformador a óleo, como, por exemplo, maior vida útil, maior nível de segurança e menos restrições ambientais, conforme apresentado na tabela.

Porém o valor do investimento considerando a opção pelo transformador a seco é mais elevado.

Item	Material isolante	
	Óleo isolante	Resina epóxi (seco)
Manutenção	Deve ser periódica. Necessitando de substituições de óleo isolante, juntas, guarnições e acessórios.	Isento
Vida útil	30 anos	30 anos ou superior
Obras civis	Demanda de paredes e portas corta-fogo, sistema contra incêndio e poço para recolhimento de fluido em caso de vazamento.	Não demanda obras especiais.
Segurança	Risco de explosão e incêndio, vazamentos e contaminação do ambiente.	Não explode, não alimenta ou propaga incêndios.
Proteção	Vários acessórios para proteção e controle.	Apenas sensores de temperatura para alarme, desligamento e medição de temperatura.
Restrições ambientais	Risco de contaminação pelo vazamento do liquido isolante.	Sem restrições
Ambiente	São afetados pela umidade, salinidade, oxidante, etc.	Insensível à umidade e outros fatores ambientais
Certificações ISSO 14000 e NR10	Recomenda cuidados com este tipo de equipamento. Tendência a se evitar esta execução.	Não oferecer riscos ao ser humano e ao meio ambiente.

Exercício 1.1

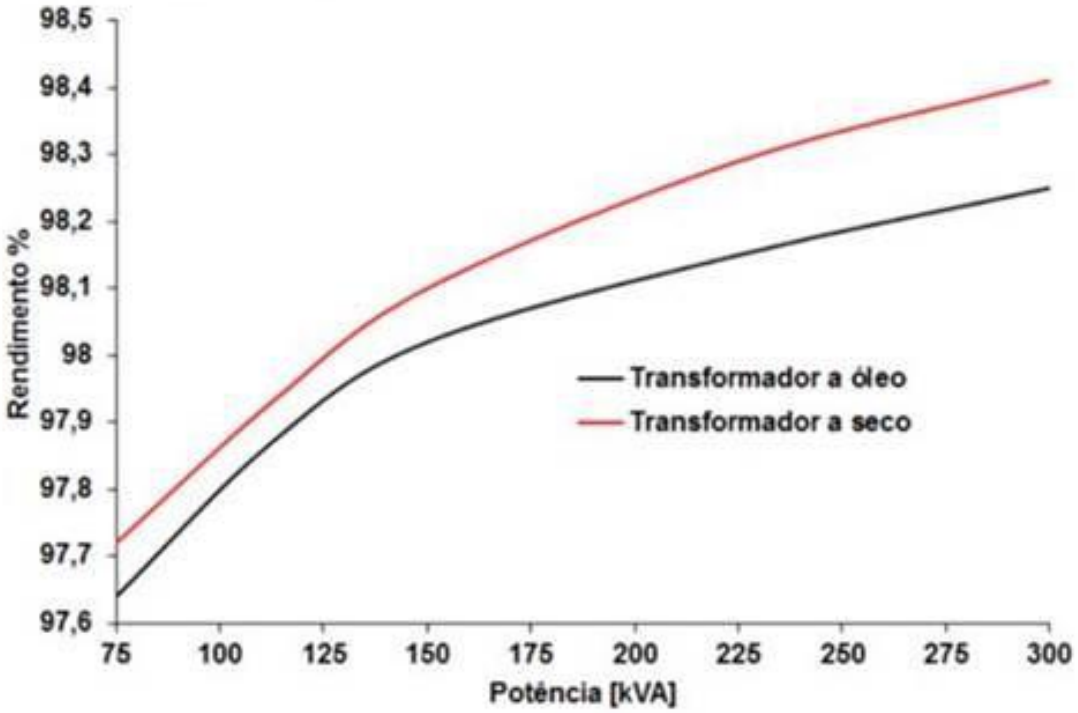
e) Transformador(es) da subestação a óleo ou a seco;

Transformadores 300kVA:
(a) a óleo e (b) a seco.

(a)

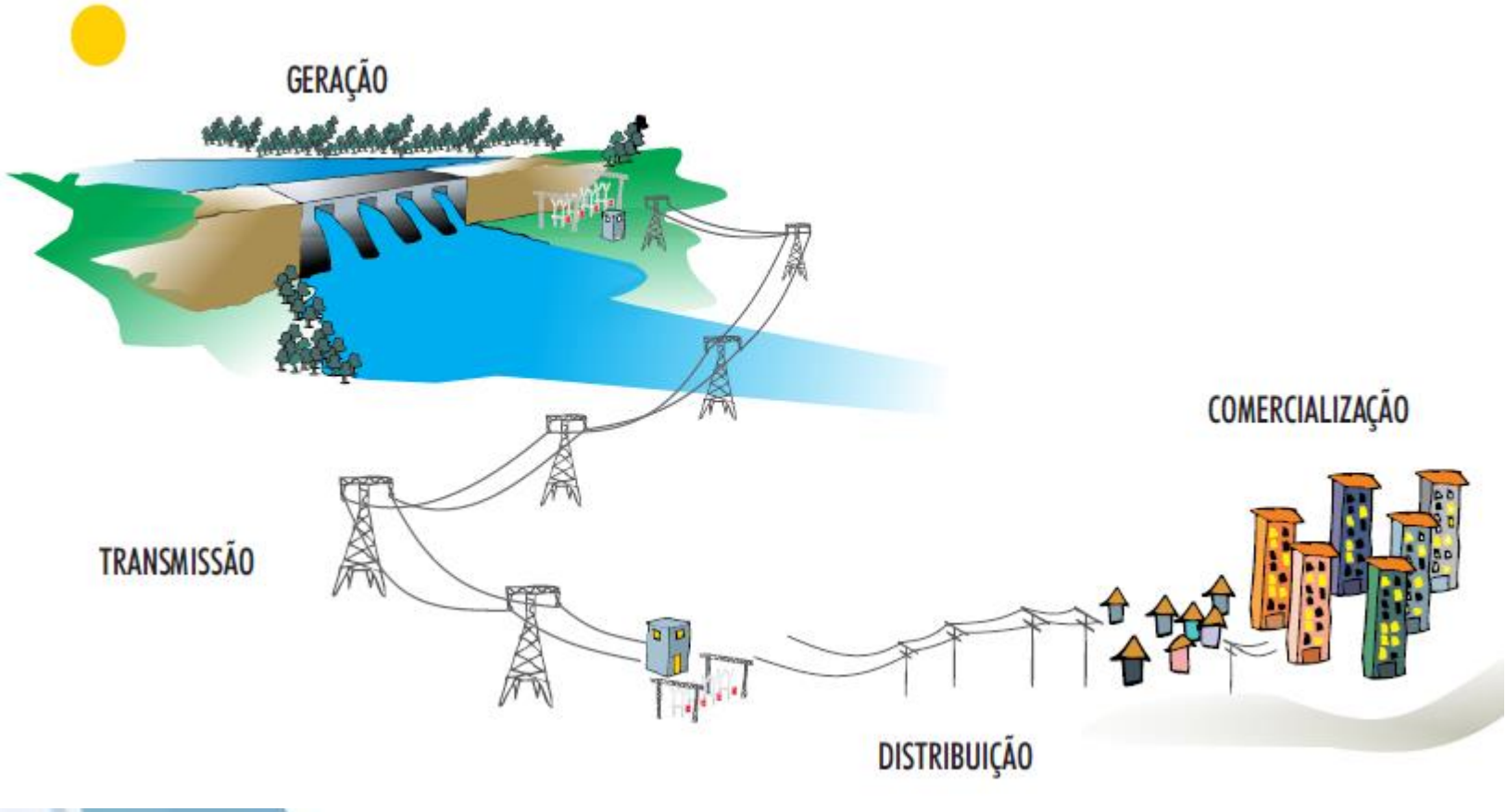
(b)

Figura 3. Valores de rendimento % de transformadores.



[Geração, Transmissão e Distribuição | WEG - Produtos]

Sistema de distribuição



Composição tarifária – Parcela A

A tarifa de energia elétrica considera três custos distintos:

Composição da Tarifa

Parcela A: custos não gerenciáveis, são os custos que não estão sob controle da gestão da empresa:

- Compra de Energia (geração)
- Custo de Transmissão de Energia (Rede Básica, Custos de Transmissão de Energia, Taxa de Administração do Operador Nacional do Sistema - ONS).
- Encargos Setoriais (Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, Encargos de Serviço do Sistema - ESS).

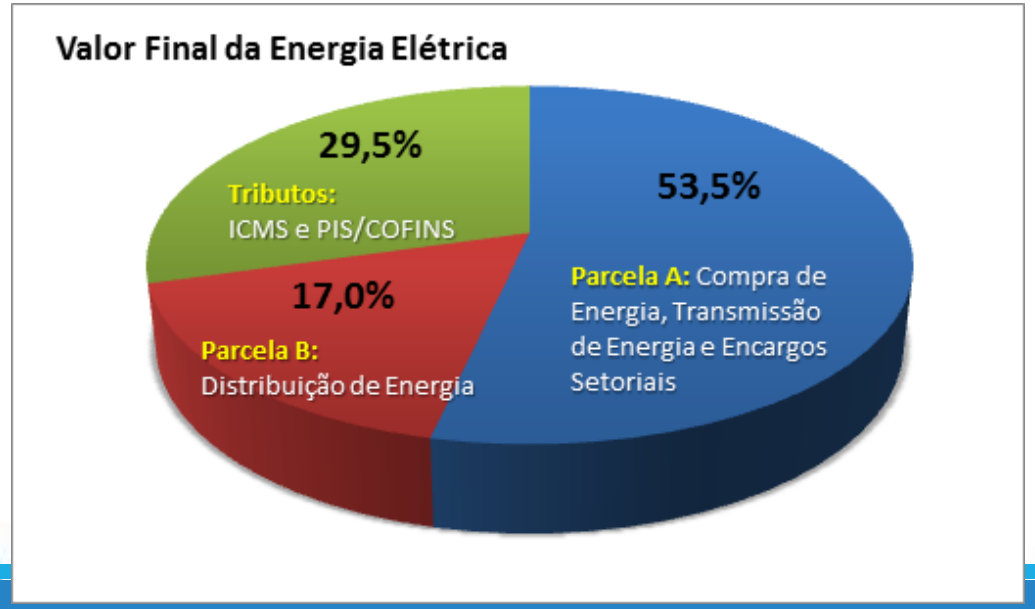
Parcela B: custos gerenciáveis, são os custos que estão sob controle da gestão da empresa:

- Custos de Operação e Manutenção
- Remuneração sobre o Capital
- Depreciação
- Tributos (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL e Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ).

Composição tarifária

- **Parcela A**: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e
- **Parcela B**: Distribuição de Energia.

Conforme se observa da Figura a seguir, os **custos de energia** representam atualmente a maior parcela de custos **(53,5%),** seguido dos **custos com Tributos** (**29,5%**).
A parcela referente aos **custos com distribuição**, ou seja, o custo para manter os ativos e operar todo o sistema de distribuição representa apenas **17%** dos custos das tarifas.



Fatura mínima - Grupo B

Conforme o art. 98 da Resolução 414/2011 da ANEEL, **CUSD** (Custo de Disponibilidade do Sistema Elétrico) é o valor mínimo faturável, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do **Grupo "B"**, de acordo com os limites fixados por tipo de ligação:

- **monofásica**: valor em moeda corrente equivalente a 30kWh;
- **bifásica:** valor em moeda corrente equivalente a 50kWh;
- **trifásica:** valor em moeda corrente equivalente a 100kWh.

Os valores mínimos serão aplicados sempre que o consumo medido ou estimado (média) for inferior aos citados acima.

- ***Tarifa monômia*** - tarifa de fornecimento de energia elétrica composta por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica;

- ***Tarifa binômia*** - conjunto de tarifas de fornecimento composto por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda faturável.

Estrutura Tarifária

As tarifas de energia elétrica são divididas em dois grupos: **Grupo A**, que são clientes de alta tensão, que seja igual ou superior a 2,3 kV, e **Grupo B**, que são clientes de baixa tensão, inferior a 2,3 kV.

Grupo A: atende aos grandes consumidores do setor elétrico e são subdivididos nas modalidade horossazonal azul e horo-sazonal verde. Os consumidores deste grupo se encontram nas redes de alta tensão, na faixa de 2,3 a 230 kV e são divididos em subgrupos como segue:

A1 - 230 kV ou mais

A2 - 88 a 138 kV

A3 - 69 kV

A3a - 30 a 44 kV

A4 - 2,3 a 25 kV

AS - Sistema Subterrâneo

Grupo B: São os consumidores de baixa tensão, ou seja, inferior a 2,3 kV. Este grupo possui as seguintes classes:

B1 - Classe Residencial

B1 - Subclasse residencial Baixa Renda

- Consumo mensal até 30 kWh
- Consumo mensal de 31 a 100 kWh
- Consumo mensal de 101 a 220 kWh
- Consumo mensal superior a 220 kWh

B2 - Classe rural

B3 - Classes industrial, comercial, serviço público, poder público

B4 - Classe iluminação pública.

Estrutura Tarifária

Baseada em demanda e consumo

CONVENCIONAL: não há segmentação por período do dia, ou ao longo do ano, para o CONSUMO e a DEMANDA. O valor da tarifa aplicável ao CONSUMO é único ao longo de todo o período, assim como para a DEMANDA.

Extinção da Modalidade Tarifária Convencional

De acordo com o disposto no art. 57 da Resolução nº 414 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL as unidades consumidoras, atualmente faturadas na **modalidade tarifária Convencional Binômia**, deverão escolher entre as modalidades tarifárias Horária Azul ou Horária Verde até 24/06/2016.

www.copel.com

Opção tarifária

Grupo A: deverá assinar contrato de fornecimento de energia elétrica fixando o valor, em kW, de sua **DEMANDA** que poderá ser único ou segmentado por período do dia, conforme a estrutura tarifária em que melhor se enquadrar.

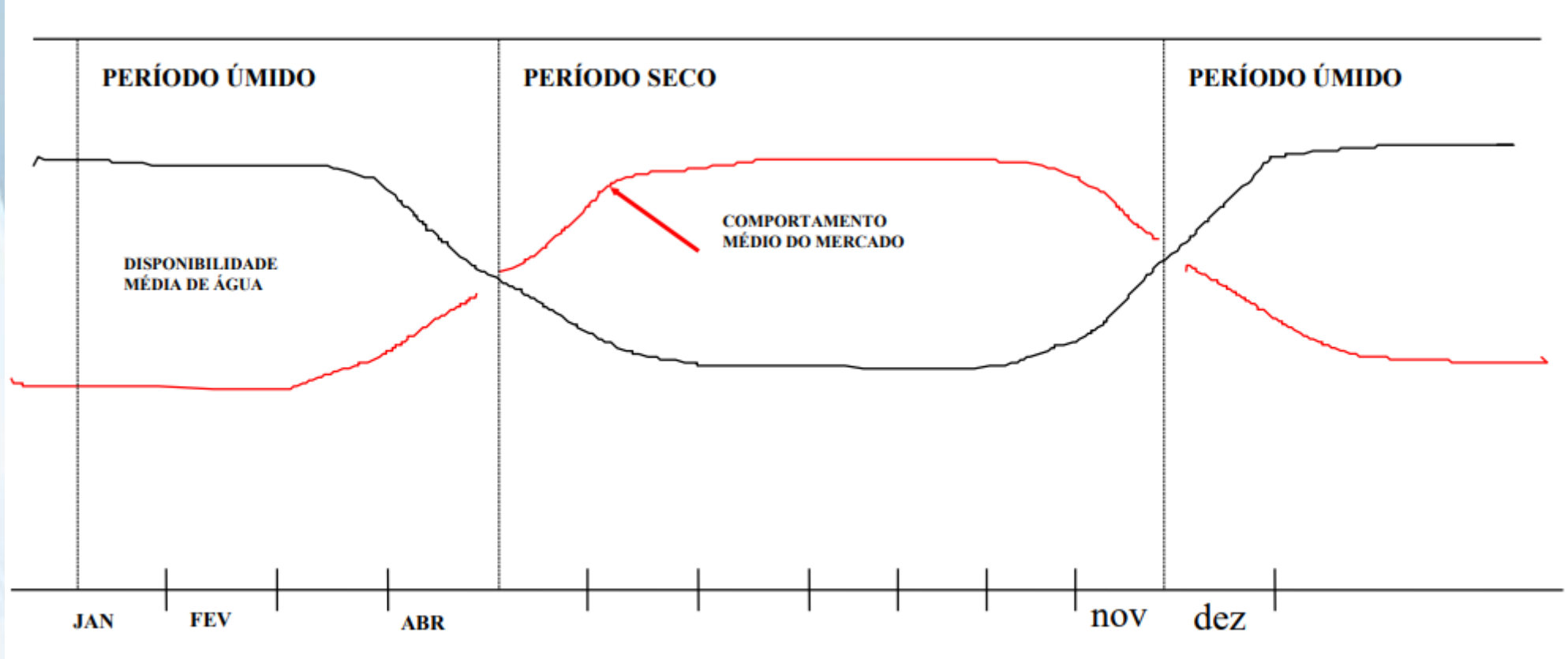
Também a apuração do **CONSUMO** para fins de faturamento dependerá da estrutura tarifária selecionada, podendo apresentar uma tarifa única ou segmentada por período do dia.

De acordo com o **funcionamento típico das unidades consumidoras**, levando-se em consideração, ainda, o nível da DEMANDA contratada, foram estabelecidas na legislação vigente duas estruturas de tarifação distintas, como segue:

HOROSAZONAL VERDE: a segmentação por período do dia e ao longo do ano, com tarifas diferenciadas, ocorre apenas para o CONSUMO. A tarifa de DEMANDA é única ao longo de todo o período.

HOROSAZONAL AZUL: Existe a diferenciação por período do dia, tanto para a DEMANDA, quanto para o CONSUMO, com tarifas específicas para cada um dos períodos. No caso do CONSUMO existe, ainda, diferenciação ao longo do ano .

Opção tarifária



Estrutura convencional

ESTRUTURA TARIFÁRIA CONVENCIONAL	
PREÇO:	**APLICAÇÃO:**
Um preço para a energia e outro para a demanda (Tarifa Binômia)	Tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV Demanda inferior a 300 kW
ESTRUTURA TARIFÁRIA HORO-SAZONAL AZUL	

Estrutura horosazonal

ESTRUTURA TARIFÁRIA HORO-SAZONAL AZUL	
PREÇO:	**APLICAÇÃO:**
1. Demanda de potência ativa (kW): a) Um preço para o horário de ponta b) Um preço para o horário fora da ponta **2. Consumo de energia elétrica ativa (kWh)** a) Um preço para o horário de ponta no período úmido; b) Um preço para o horário fora da ponta no período úmido; c) Um preço para o horário de ponta no período seco; d) Um preço para o horário fora da ponta no período seco.	**1. Compulsória:** • Tensão igual ou superior a 69 kV; • Tensão inferior a 69 kV, com demanda igual ou superior a 300 kW, desde que não tenha optado pela estrutura tarifária horo-sazonal VERDE; • Tensão inferior a 69 kV, em unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional que houver apresentado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, 03 (t rês) registros consecutivos ou 06 (seis) alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW; **1. Opcional:** Tensão inferior a 69 kV com demanda contratada inferior a 300 kW

ESTRUTURA TARIFÁRIA HORO-SAZONAL VERDE	
PREÇO:	**APLICAÇÃO:**
1. Demanda de potência ativa (kW): a) Um único preço **2. Consumo de energia elétrica ativa (kWh):** a)Um preço para o horário de ponta no período úmido; b) Um preço para o horário fora da ponta no período úmido; c)Um preço para o horário de ponta no período seco; d) Um preço para o horário fora da ponta no período seco;	**1. Opcional:** • Tensão inferior a 69 kV, com manifestação formal pela opção

Horário de Ponta

Horário de Ponta

É o período composto por **3 (três) horas diárias consecutivas** (escolhido das 17:00 as 22:00) definidas pela Concessionária considerando a curva de carga de seu sistema elétrico. Inclui feriados, com **exceção aos sábados e domingos**.

Para a área de concessão da Copel, o Horário de Ponta inicia às **18h e finaliza às 21h**. Durante o horário de verão, é acrescido uma hora ao início e ao fim do Horário de Ponta (19h às 22h).

Eletropaulo: 17:30 as 20:30 horas.

Horário Fora de Ponta

Período composto pelo conjunto das **horas diárias consecutivas** e **complementares** àquelas definidas no horário de ponta.

Demanda - Tolerância

O **faturamento da DEMANDA** considerará, sempre, o **maior valor** dentre o **contratado** e o **apurado por medição**, observado o limite de tolerância estabelecido para cada nível de tensão de fornecimento.

O limite de tolerância é de 105%.

Sempre que o valor da maior demanda medida ao longo de um determinado ciclo de faturamento for superior ao valor da demanda contratada no período, observado o limite de tolerância pertinente, o consumidor ficará sujeito à aplicação da **tarifa de ultrapassagem** sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a demanda contratada.

Já o **faturamento do CONSUMO** considerará apenas o valor apurado por medição.

Acessar página da COPEL

https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/para-sua-empresa/demanda/

Período Seco e Úmido

Período Seco

O chamado Período Seco compreende um intervalo de sete meses consecutivos, englobando os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

Período Úmido

Cinco meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Período Úmido (PU)				Período Seco (PS)							PU
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez

Cálculos

1) Cálculo da fatura - Tarifa Convencional (Monômia) - Grupo B

O faturamento do consumo é obtido pelo produto do consumo medido pela respectiva tarifa em vigor.

$$F_{con} = C \,.\, TC \,.\, \frac{1}{(1 - ICMS)}$$

em que,

F_{con} - valor da fatura, R$
C - consumo de energia elétrica medido no mês, kWh
TC - Tarifa de consumo, R$/kWh

ICMS – Índice do Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços

Cálculos

2) Cálculo da fatura - Tarifa Convencional - Grupo A

Somente aplicável de forma opcional aos consumidores dos tipos A-3a, A-4 e A-S. Tem-se:

$$F_{con} = (D_{fat} \,.\, TD + C \,.\, TC) \,.\, \frac{1}{(1 - ICMS)}$$

em que,

D_{fat} - valor da demanda faturável, kW
TD - tarifa de demanda, R$/kW
C - consumo de energia elétrica medido no mês, kWh
TC - tarifa de consumo, R$/kWh

Cálculos

3) Cálculo da Fatura - Tarifa Azul

- Período Seco

$$F_{con} = \left(D_{fatp} \,.\, TD_p + D_{fatfp} \,.\, TD_{pfp} + C_{ps} \,.\, TC_{ps} + C_{fps} \,.\, TC_{fps}\right) . \frac{1}{(1 - ICMS)}$$

- Período Úmido

$$F_{con} = \left(D_{fatp} \,.\, TD_p + D_{fatfp} \,.\, TD_{pfp} + C_{pu} \,.\, TC_{pu} + C_{fpu} \,.\, TC_{fpu}\right) . \frac{1}{(1 - ICMS)}$$

em que,

D_{fat} - demanda faturada, kW
TD - tarifa de demanda, R$/kW
C - consumo medido no mês, kWh
TC - tarifa de consumo, R$/kWh

$\boldsymbol{p}$ –índice que indica horário na ponta
$\boldsymbol{fp}$ – índice que indica horário na fora de ponta
$\boldsymbol{s}$ – índice que indica período seco
$\boldsymbol{u}$ – índice que indica período úmido

Cálculos

4) Cálculo da Fatura - Tarifa Verde

- Período Seco

$$F_{con} = \left(D_{fat} \,.\, TD_p + C_{ps} \,.\, TC_{ps} + C_{fps} \,.\, TC_{fps}\right).\frac{1}{(1 - ICMS)}$$

- Período Úmido

$$F_{con} = \left(D_{fat} \,.\, TD_p + C_{pu} \,.\, TC_{pu} + C_{fpu} \,.\, TC_{fpu}\right).\frac{1}{(1 - ICMS)}$$

em que,

D_{fat} - demanda faturada, kW
TD - tarifa de demanda, R$/kW
C - consumo medido no mês, kWh
TC - tarifa de consumo, R$/kWh

$\boldsymbol{p}$ – índice que indica horário na ponta
$\boldsymbol{fp}$ – índice que indica horário na fora de ponta
$\boldsymbol{s}$ – índice que indica período seco
$\boldsymbol{u}$ – índice que indica período úmido

Cálculos

5) Cálculo da Fatura - Tarifa de Ultrapassagem

$$F_{con\,ult} = (DM_i - DC_i).2\,.VR_i$$

em que,

i – índice que define horário de “ponta” ou “fora de ponta”
DM - demanda medida
DC – demanda contratada
VR - valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A

Cálculos

Estrutura Tarifária (no Brasil)
Composição da Tarifa

- As tarifas de **consumo** (TC) e de **demanda** (TD) possuem duas componentes básicas:
  - Para TC a **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição** (TUSD): *transporte da energia, perdas e encargos* (R$/kWh)
  - Para TD a **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição** (TUSD): *transporte da energia, perdas e encargos* (R$/kW)
  - **Tarifa de Energia** (TE): *considera o custo da energia produzida* (R$/kWh)

- As relações são as seguintes:

TC = TUSD + TE

TD = TUSD

Fator de Potência ou Energia Reativa Excedente

- Fator de potência de referência: **0,92** indutivo ou capacitivo.
- Para consumidores do Grupo A, a medição é obrigatória, ao passo que é facultativa para consumidores do Grupo B.
- O faturamento é calculado considerando o **kVArh** e a **demanda de potência reativa do consumidor**, e são aplicadas as mesmas tarifas de energia elétrica e potência ativas.

Fator de Potência ou Energia Reativa Excedente

Para consumidores com equipamento de medição apropriado

Art. 96.

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^{n1} \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE}$$

$$D_{RE}(p) = \left[\underset{T=1}{\overset{n2}{MAX}} \left(PAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(p) \right] \times VR_{DRE},"$$

Para a definição exata de todas as variáveis da equação acima, consulte a resolução ANEEL no. 414

Fator de Potência ou Energia Reativa Excedente

Para consumidores com equipamento de medição apropriado

Art. 96.

§ 1º Para a apuração do E_{RE} e $D_{RE}(p)$, deve-se considerar:

I – o período de 6 (seis) horas consecutivas, compreendido, a critério da distribuidora, entre 23h 30min e 6h 30min, apenas os fatores de potência "fT" inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "T"; e

II – o período diário complementar ao definido no inciso I, apenas os fatores de potência "fT" inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "T".

Para a definição exata de todas as variáveis da equação acima, consulte a resolução ANEEL no. 414

Fator de Potência ou Energia Reativa Excedente

Para consumidores que não possuam equipamento de medição apropriado

Art. 97.

$$E_{RE} = EEAM \times \left(\frac{f_R}{f_M} - 1 \right) \times VR_{ERE},$$

$$D_{RE} = \left(PAM \times \frac{f_R}{f_M} - PAF \right) \times VR_{DRE},$$

Para a definição exata de todas as variáveis da equação acima, consulte a resolução ANEEL no. 414

Como selecionar a melhor estrutura tarifária

Em linhas gerais, a estrutura **HOROSSAZONAL VERDE** é mais indicada para a unidade consumidora que consegue **paralisar suas atividades** no período denominado "***horário de ponta***", normalmente estabelecido como sendo das 18 às 21 horas, ou que possua geração própria.

A estrutura **HOROSSAZONAL AZUL** é, normalmente, mais recomendada às unidades consumidoras industriais que **não podem paralisar suas atividades** no "***horário de ponta***", e, portanto, apresentam um consumo significativo de energia elétrica nesse período, além de apresentarem um elevado grau de eficiência na utilização da Demanda Contratada, ou seja, apresentam um consumo maior por quilowatt de demanda.

Como selecionar a melhor estrutura tarifária

Ano Azul ou Ano Verde

O estudo para a definição da opção tarifária (Azul x Verde) deve considerar, no mínimo, **12 meses**.

As alterações contratuais, decorrentes de solicitação do Cliente para mudança de opção tarifária, **somente serão efetivadas caso a opção anterior tenha sido feita há mais de um ano**, conforme define a Resolução 414/ANEEL de 09/09/2010 no seu Art.57º § 3º.

Algumas causas do elevado custo médio da conta de energia

• Contratação de energia em estrutura **tarifária inadequada** às necessidades da unidade consumidora;

• Contratação de **demanda incompatível** com a utilização, podendo estes serem muito superiores à necessidade, sujeitando a unidade consumidora ao pagamento desnecessário de demanda, ou, quando inferiores, ao pagamento de penalidades pela ultrapassagem dos valores contratados;

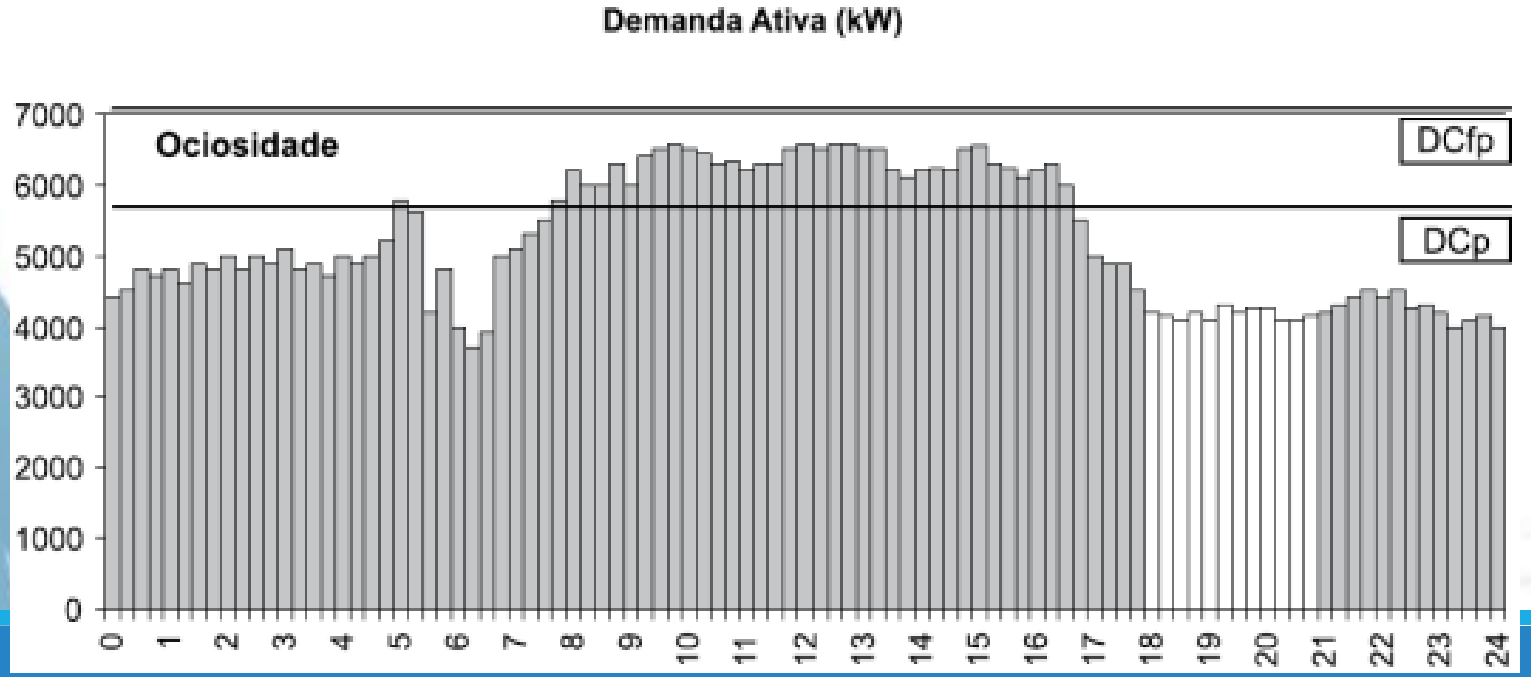
• **Baixa eficiência** na utilização da energia elétrica, normalmente causada por processos produtivos irregulares e equipamentos ultrapassados;

• **Baixo fator de potência** das instalações elétricas da unidade consumidora – correção do fator de potência;

Melhoria do fator de carga

- **Otimizar** a demanda em determinada instalação consumidora é adequar o consumo de energia às suas **reais necessidades**.
- A meta é fazer com que os valores de **demanda contratada, registrada e faturada** tenham valores muito **próximos**.

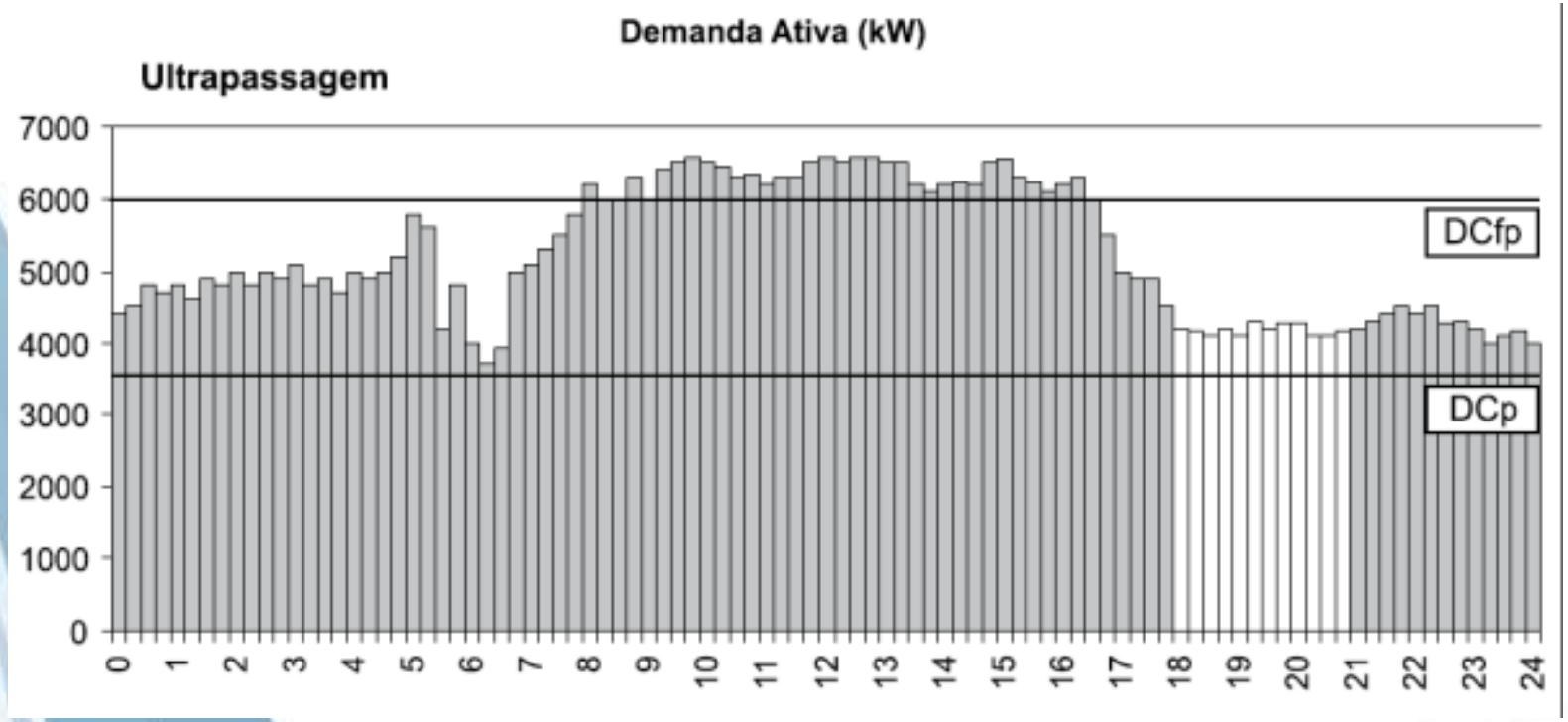
No exemplo, pode-se observar que um contrato ocioso de demanda. Neste caso, o **faturamento** se dá pela **demanda contratada**



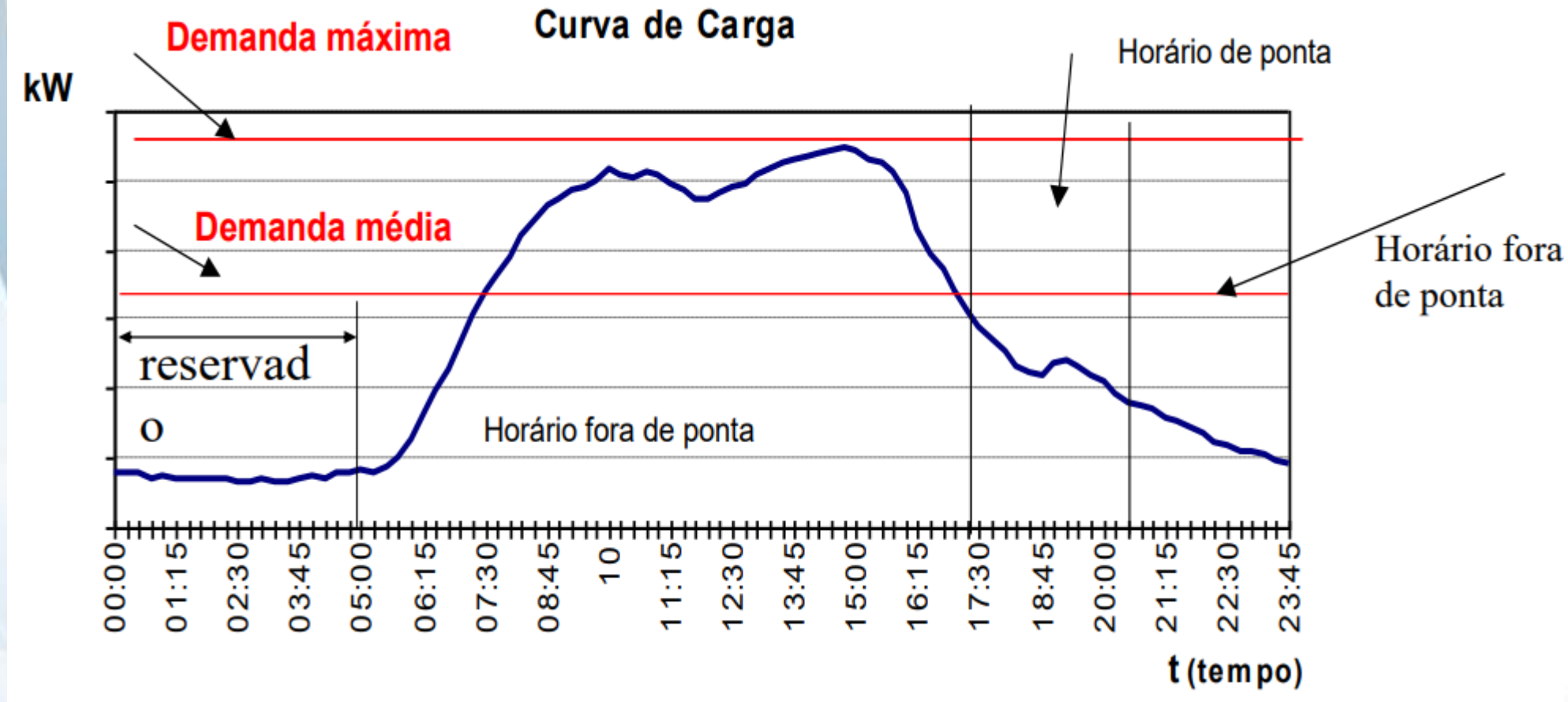
Melhoria do fator de carga

Neste exemplo observa-se um contrato insuficiente de demanda.

Neste caso, a concessionária aplicará a **tarifa de ultrapassagem**.



Melhoria do fator de carga



Melhoria do fator de carga

- Estabelecer medidas para a **modulação** da demanda pode reduzir significativamente a fatura da energia elétrica.

- Medidas de **eficiência energética** certamente auxiliarão nesse processo, principalmente se provocarem a redução do consumo de energia elétrica no horário de ponta.

- Além da adoção das medidas anteriores, o consumidor pode solicitar uma alteração na sua classe de tarifação, buscando, entre todas as possibilidades, a estrutura tarifária mais vantajosa. Logo, torna-se importante a execução de **análises de opção tarifária**

Melhoria do fator de Potência

Melhoria do fator de carga

- **Conhecer** os valores médios mensais de consumo e demanda nos horários de ponta e fora de ponta.
- **Determinar** os valores médios mensais a serem faturados em cada segmento horo-sazonal, bem como os valores de ultrapassagem que ocorreram ao longo do período de análise.
- **Verificar a possibilidade de deslocar** o horário de trabalho de equipamentos do horário de ponta para o fora de ponta.
- Considerar as **despesas mensais** em cada um dos sistemas tarifários.

Exemplo

- **Consumidor comercial** com demanda contratada < 300 kW e tensão de suprimento < 69 kV
  - Essas características permitem com que ele se adeque a qualquer estrutura tarifária: **azul, verde ou convencional**.
  - Dependendo da tensão de suprimento, ele pode pertencer ao **subgrupo A3a, A4 ou B**3.

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

B3: Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio

Exemplo

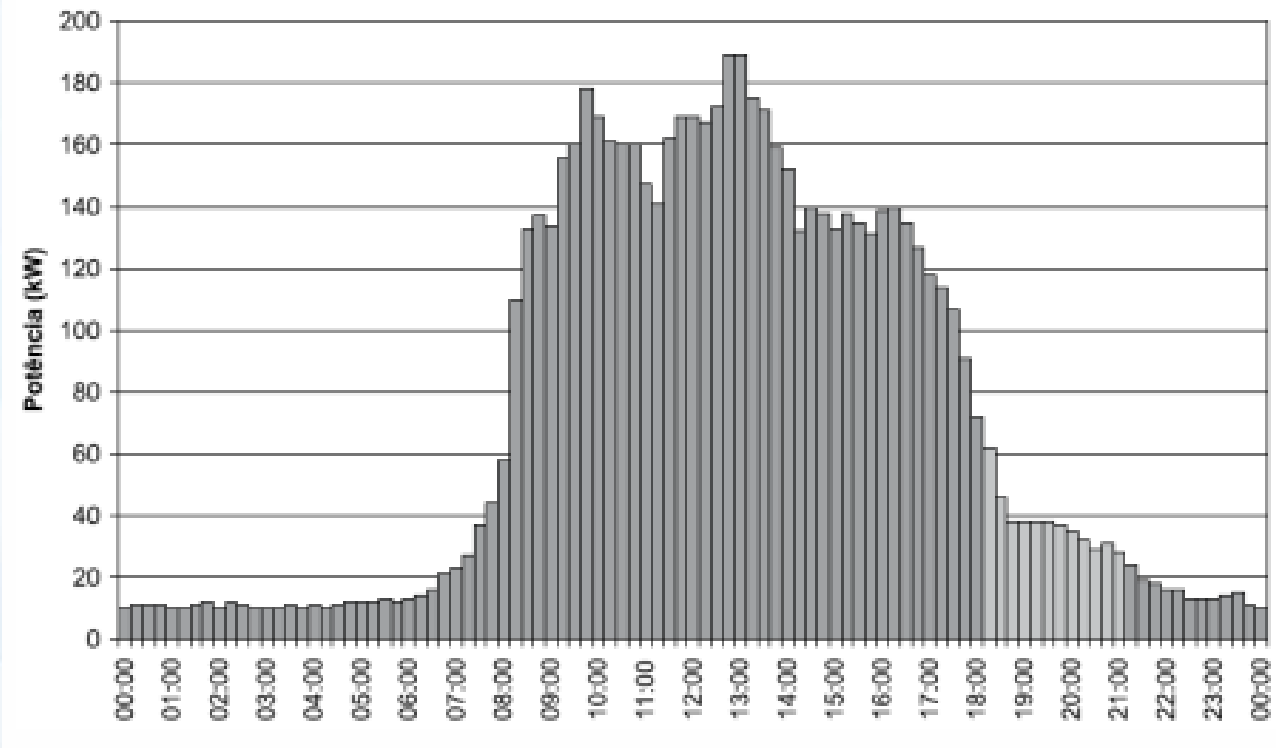
- Sejam os seguintes valores de tarifas para esses grupos

SUB-GRUPO A4					
Convencional		Azul		Verde	
160,86	R$/MWh	144,39	R$/MWh fora ponta	144,39	R$/MWh fora ponta
34,00	R$/kW	237,31	R$/MWh ponta	771,32	R$/MWh ponta
		8,78	R$/kW	8,78	R$/kW fora ponta
		32,17	R$/kW ponta		

SUB-GRUPO B3		SUB-GRUPO A3a			
Comercial		Azul		Verde	
293,35	R$/MWh	144,10	R$/MWh fora ponta	144,10	R$/MWh fora ponta
		236,68	R$/MWh ponta	606,66	R$/MWh ponta
		5,63	R$/kW	5,63	R$/kW fora ponta
		22,67	R$/kW ponta		

Exemplo

- Consumidor comercial com a seguinte curva de carga, classificado no **subgrupo B3**, com tensão **de 2,5 kV.**



Observa-se que:

Demanda Registrada	FP	189	kW
	P	72	kW
Energia consumida	FP	48.405	kWh/mês
	P	2.728	kWh/mês

Exemplo

- Analisando para cada estrutura tarifária e considerando que os contratos de demanda estão bem ajustados, tem-se (ICMS = 25%):

  - **Subgrupo B3**: Tarifa comercial = **R$ 19.999,82**
  - **Subgrupo A4**:
    Tarifa Convencional = **R$ 19.535,00**
    Tarifa Horo-Sazonal Azul = **R$ 13.756,18**
    Tarifa Horo-Sazonal Verde = **R$ 12.925,60**

Conclusão: é mais vantajoso se o consumidor alterar para a estrutura tarifária verde.

Tarifa hora-sazonal Verde 65 % inferior em relação a convencional

Indicadores de Eficiência Energética

- **Fator de carga**

$$FC = \frac{CA}{h \cdot DR}$$

FC – Fator de carga do mês na ponta e fora de ponta;
CA – o consumo mensal de energia dado em kWh/mês;
h – número médio de horas no mês, sendo geralmente 66 horas para ponta e 664 horas para período fora de ponta;
DR – demanda registrada máxima de potência no mês na ponta e fora de ponta.

Convencionou-se **h = 730 horas** para tarifa convencional, mas o real número de horas depende do intervalo de leitura.

Indicadores de Eficiência Energética

- **Fator de carga**
  - Se o **fator de carga é muito baixo** implica que ocorreu uma concentração no consumo de energia elétrica em um período muito curto de tempo. Ex.: o consumidor liga vários equipamentos ao mesmo tempo por um curto período de tempo.
  - Para aumentar o fator de carga, pode-se **manter o consumo de energia** e reduzir a demanda, ligando equipamentos de forma escalonada ao longo da jornada de trabalho, ou então aumentando o consumo e mantendo a demanda.

Indicadores de Eficiência Energética

- **Custo Médio ou Custo Unitário de Energia Elétrica**

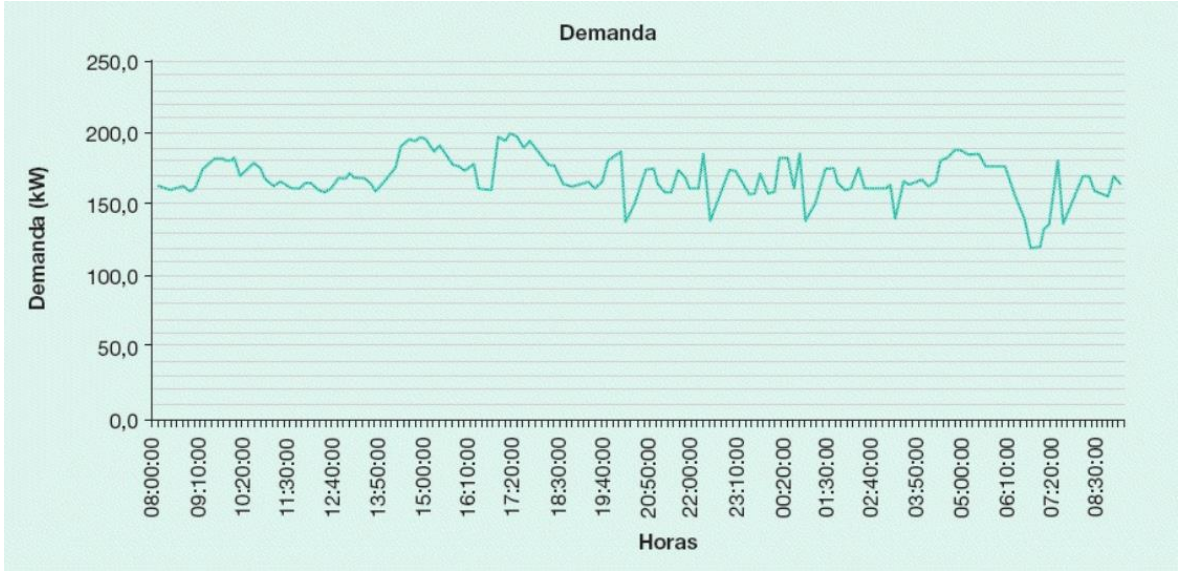
$$CMe = \frac{\text{Custo Total da Conta}}{\text{Consumo de energia no mês}} = \frac{R\$}{kWh}$$

Pode-se relacionar o custo médio com o fator de carga:

$$CMe = \frac{\text{Custo Total da Conta}}{FC \cdot h \cdot DR}$$

- Observa-se que quanto maior o fator de carga, menor será o custo médio.
- Valores elevados do custo médio podem indicar ineficiência no consumo de energia elétrica.

Otimização do fator de carga



Visualização

Entrar site Copel e visualizar as tarifas de energia elétrica

- Comercial e industrial
- Baixa tensão – fatura convencional
- Alta tensão – fatura horossazonal

- Ver regras e definições de Demanda e outras.

https://www.copel.com/hpcopel/tarifas/

Manual de tarifação de energia elétrica PROCEL

Exemplos Tarifas

Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

Tarifas de Energia – TE

www.copel.com 21/08/2019

Tarifa B3 convencional

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL Nº 2.559, de 18 de junho de 2019	
Tarifa em R$/kWh	Resolução ANEEL(*)	com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
B3 - Demais Classes	0,51761	0,79878
Vigência em 24/06/2019		

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

Resolução Homologatória ANEEL Nº 2.559, de 18 de junho de 2019
Vigência em 24/06/2019

TARIFAS APLICADAS À ALTA TENSÃO

Modalidade Tarifária Azul

SUBGRUPO	TUSD			TE							
				PONTA				FORA DE PONTA			
	DEMANDA PONTA	DEMANDA FORA DE PONTA	R$/kWh	TE	BAND. AMARELA	BAND. VERMELHA		TE	BAND. AMARELA	BAND. VERMELHA	
	R$/Kw	R$/Kw		R$/kWh	R$/kWh	Patamar 01 R$/kWh	Patamar 02 R$/kWh	R$/kWh	R$/kWh	Patamar 01 R$/kWh	Patamar 02 R$/kWh
A2 (88 a 138kV)	13,37	5,10	0,06265	0,43245	0,01500	0,04000	0,06000	0,25950	0,01500	0,04000	0,06000
A3 (69kV)	14,25	5,88	0,06359	0,43245	0,01500	0,04000	0,06000	0,25950	0,01500	0,04000	0,06000
A3a (30 a 44kV)	31,83	13,75	0,07979	0,43245	0,01500	0,04000	0,06000	0,25950	0,01500	0,04000	0,06000
A4 (2,3 a 25kV)	31,83	13,75	0,07979	0,43245	0,01500	0,04000	0,06000	0,25950	0,01500	0,04000	0,06000
AS (Subterrâneo)	63,86	14,10	0,10741	0,43245	0,01500	0,04000	0,06000	0,25950	0,01500	0,04000	0,06000

Modalidade Tarifária Verde

SUBGRUPO	TUSD			TE							
				PONTA				FORA DE PONTA			
	DEMANDA R$/kW	PONTA	FORA DE PONTA	TE	BAND. AMARELA	BAND. VERMELHA		TE	BAND. AMARELA	BAND. VERMELHA	
		R$/kWh	R$/kWh	R$/kWh	R$/kWh	Patamar 01 R$/kWh	Patamar 02 R$/kWh	R$/kWh	R$/kWh	Patamar 01 R$/kWh	Patamar 02 R$/kWh
A3a (30 a 44kV)	13,75	0,85456	0,07979	0,43245	0,01500	0,04000	0,06000	0,25950	0,01500	0,04000	0,06000
A4 (2,3 a 25kV)	13,75	0,85456	0,07979	0,43245	0,01500	0,04000	0,06000	0,25950	0,01500	0,04000	0,06000
AS (Subterrâneo)	14,10	1,66291	0,10741	0,43245	0,01500	0,04000	0,06000	0,25950	0,01500	0,04000	0,06000

Exercício 1.2

Uma indústria ligada em 13,8 kV, apresenta uma significativa regularidade no consumo e demanda de energia elétrica fora da ponta ao longo do ano. O consumo médio mensal foi de 73.920 kWh e a demanda máxima faturada foi de 200 kW.

- Determinar o valor do preço médio da energia, para os grupos tarifários no mês:
  - tarifa convencional B3;
  - tarifa azul, Grupo A4;
  - tarifa verde, Grupo A4;
- Determinar também o custo anual da energia, supondo constante o gasto mensal.

Obs.: Realizar os cálculos sem considerar o ICMS e PIS/COFINS.

Exercício 1.3

Considerando a mesma indústria do exemplo 1, determinar o valor do preço médio de energia para o grupo convencional verde, considerando a empresa no grupo A4, e a demanda máxima faturada foi de 200 kW. O consumo de energia foi de:

- Ponta: 11,6 MWh
- Fora Ponta: 62,32 MWh
- Total: 73,92 MWh

Obs.: Realizar os cálculos sem considerar o ICMS e PIS/COFINS.

Exercício 1.4

Para uma unidade consumidora na tensão de fornecimento de 13,8 kV, modalidade horossazonal verde, calcule o total da conta de energia:

A) Sem tarifa de ultrapassagem

Grandezas	Valor Medido	Valor Contratado	Tarifa aplicável fictícia
Demanda Máxima	349 kW	350 kw	R$ 9,43/kW
Consumo Ponta	11,550 kwh		R$ 0,8164/kwh
Consumo Fora Ponta	228.900 kwh		R$ 0,09359/kwh

B) Considerando a tarifa de ultrapassagem

Grandezas	Valor Medido	Valor Contratado	Tarifa aplicável fictícia	Valor ultrapassagem
Demanda Máxima	386 kW	350 kw	R$ 9,43/kW	36 kW
Consumo Ponta	11,550 kwh		R$ 0,8164/kwh	
Consumo Fora Ponta	228.900 kwh		R$ 0,09359/kwh	

Tarifa ultrapassagem: R$ 28,28/kW