

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CÂMPUS DE BOTUCATU

**APLICAÇÃO E ANÁLISE DO USO RACIONAL DE ENERGIA
ELÉTRICA NA FAZENDA EXPERIMENTAL LAGEADO - UNESP,
BOTUCATU-SP**

EDUARDO ANTONIO SLEIMAN

Tese apresentada à Faculdade de Ciências
Agronômicas da UNESP - Câmpus de Botucatu,
para obtenção do título de Doutor em Agronomia-
Área de Concentração em Energia na Agricultura

BOTUCATU - SP
Agosto - 2003

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CÂMPUS DE BOTUCATU

**APLICAÇÃO E ANÁLISE DO USO RACIONAL DE ENERGIA
ELÉTRICA NA FAZENDA EXPERIMENTAL LAGEADO - UNESP,
BOTUCATU-SP**

EDUARDO ANTONIO SLEIMAN

Orientador: Prof. Dr. Nelson Miguel Teixeira

Tese apresentada à Faculdade de Ciências
Agronômicas da UNESP - Câmpus de Botucatu,
para obtenção do título de Doutor em Agronomia-
Área de Concentração em Energia na Agricultura

BOTUCATU - SP
Agosto - 2003

*Ao meu Deus, que me deu a capacidade de chegar até aqui e
força para superar os obstáculos*

OFEREÇO

Aos meus pais Michel e Nour, com todo meu amor e carinho

DEDICO

AGRADECIMENTOS

À minha noiva **Selma**, pelo carinho, incentivo e presença nos momentos bons e difíceis.

Ao **Prof. Dr. Nelson Miguel Teixeira**, pela orientação, amizade e apoio.

Ao professores **Diógenes Pereira Gonzaga, José Ângelo Cagnon, Nilson Augusto Villa Nova** e **Odivaldo José Seraphim** pelas participações na Comissão Examinadora.

Ao meu irmão **Marcelo**, grande incentivador de minha carreira.

Ao **Prof.Dr. Paulo Roberto Curi**, sempre disposto a colaborar durante o curso de Doutorado.

À **Faculdade de Ciências Agronômicas** e ao curso de Pós-Graduação em **Energia na Agricultura** pela oportunidade da realização deste trabalho.

Aos **professores e funcionários do Departamento de Engenharia Rural** e da **Pós-Graduação** pelos ensinamentos e serviços prestados.

Aos **amigos e parentes** que sempre estiveram ao meu lado.

À **todos** que estiveram presentes na defesa da tese, pelo incentivo e apoio.

SUMÁRIO

	Página
1 RESUMO	1
SUMMARY	3
2 INTRODUÇÃO	5
3 REVISÃO DE LITERATURA.....	7
3.1 Política energética.....	7
3.2 Eficiência energética	14
3.3 Fator de Carga.....	17
3.3.1 Preço médio de energia e fator de carga da instalação	19
3.4 Fator de Potência	20
3.5 Sistemas de Tarifação.....	27
3.5.1 Legislação Tarifária.....	28
3.5.2 Definições e conceitos.....	32
3.5.3 Estrutura Tarifária	35
3.5.3.1 Estrutura Tarifária Convencional.....	35
3.5.3.2 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal.....	35
3.5.3.3 Critérios de inclusão	36
3.5.3.4 Faturamento	37
3.5.3.5 Tarifas de Ultrapassagem.....	39
3.5.3.6 Energia Reativa Excedente.....	40
3.6 Otimização da Demanda de Potência	42
4 MATERIAL E MÉTODOS.....	44
4.1 Material	45
4.2 Métodos	45
4.2.1 Análise das faturas de energia elétrica.....	45

4.2.2	Fator de potência	46
4.2.3	Fator de carga	48
4.2.4	Demanda.....	48
4.2.4.1	Estudo descritivo da demanda.....	48
4.2.4.2	Estudo econômico da demanda.....	49
4.2.5	Consumo de energia elétrica.....	49
4.2.6	Preço médio de energia elétrica.....	49
4.2.7	Excedentes reativos	51
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	52
5.1	Fator de potência	52
5.1.1	Estudo descritivo	52
5.1.2	Banco de capacitores	67
5.1.3	Capacidade liberada de potência	95
5.1.3.1	Programa computacional.....	97
5.1.3.2	Simulações com resultados práticos	98
5.2	Fator de Carga.....	100
5.3	Demanda	105
5.3.1	Estudo descritivo	106
5.3.2	Análise econômica.....	124
5.4	Consumo no horário de ponta e fora de ponta.....	133
5.5	Preço médio de energia elétrica	137
5.6	Excedentes Reativos.....	139
6	CONCLUSÕES	143
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	147
	APÊNDICES.....	152

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1: Fator de potência médio($\pm 1,96*S$) distribuído por horário aos domingos	54
Figura 2: Fator de potência médio($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas segundas-feiras.....	56
Figura 3: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas terças-feiras	58
Figura 4: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas quartas-feiras	60
Figura 5: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas quintas-feiras.....	62
Figura 6: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas sextas-feiras	64
Figura 7: Fator de potência médio($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário aos sábados	66
Figura 8: Capacidade liberada de potência para a instalação de nova carga com fator de potência qualquer	95
Figura 9: tela do programa computacional, onde o usuário fornece os valores de $\cos\phi_1$, S , $\cos\phi_2$, e $\cos\phi_n$, sendo calculados os valores de saída (Q_c , S_L , P_L e FP_1)	98
Figura 10: Fator de carga ao longo do ano de 2000, no horário de ponta e fora de ponta.....	102
Figura 11: Fator de carga ao longo do ano de 2001, no horário de ponta e fora de ponta.....	102
Figura 12: Fator de carga ao longo do ano de 2002, no horário de ponta e fora de ponta.....	102
Figura 13: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário aos domingos.....	107
Figura 14: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário nas segundas-feiras	109
Figura 15: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário nas terças-feiras	111
Figura 16: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário nas quartas-feiras	113
Figura 17: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário nas quintas-feiras.....	115

Figura 18: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96 * S$) distribuída por horário nas sextas-feiras.....	117
Figura 19: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96 * S$) distribuída por horário aos sábados.....	119
Figura 20: Distribuição de freqüências dos valores de demanda fora de ponta.....	121
Figura 21: Distribuição de freqüências dos valores de demanda no horário de ponta.....	122
Figura 22: Demanda mensal registrada nos horários de ponta e fora de ponta em 2000.....	123
Figura 23: Demanda mensal registrada nos horários de ponta e fora de ponta em 2001.....	123
Figura 24: Demanda mensal registrada nos horários de ponta e fora de ponta em 2002.....	124
Figura 25: Consumo mensal registrado no horário de ponta nos anos 2001 e 2002.....	135
Figura 26: Consumo mensal registrado no horário fora de ponta nos anos 2001 e 2002.....	135

LISTA DE TABELAS

	Página
Tabela 1: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário aos domingos.....	53
Tabela 2: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas segundas-feiras.	55
Tabela 3: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas terças-feiras.....	57
Tabela 4: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas quartas-feiras.....	59
Tabela 5: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas quintas-feiras.	61
Tabela 6: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas sextas-feiras.....	63
Tabela 7: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário aos sábados.....	65
Tabela 8: valores médios, mínimos e máximos de potência ativa em cada segmento horário, durante os sete dias da semana.....	68
Tabela 9: valores mínimos e máximos de fator de potência em cada segmento horário, durante os sete dias da semana	76

Tabela 10: valores máximos e mínimos de banco de capacitores em cada segmento horário, durante os sete dias da semana.....	87
Tabela 11: Valores máximo e mínimo do FP (COSf), potência aparente (S), potência reativa para a correção do FP (Qc), capacidade liberada de potência aparente (SL)com instalação de nova carga com FP = 0,8 e capacidade liberada de potência ativa (PL)com instalação de nova carga com FP = 0,8.....	99
Tabela 12: valores de fator de carga no horário de ponta, fora de ponta e geral, durante o ano de 2000, além da média e desvio padrão	100
Tabela 13: valores de fator de carga no horário de ponta, fora de ponta e geral, durante o ano de 2001, além da média e desvio padrão	100
Tabela 14: valores de fator de carga no horário de ponta, fora de ponta e geral, durante o ano de 2002, além da média e desvio padrão	101
Tabela 15: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário aos domingos.....	106
Tabela 16: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas segundas-feiras.....	108
Tabela 17: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas terças-feiras.....	110
Tabela 18: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas quartas-feiras.....	112
Tabela 19: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas quintas-feiras....	114
Tabela 20: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas sextas-feiras.....	116
Tabela 21: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário aos sábados.....	118
Tabela 22: estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído nos horários de ponta e fora de ponta.....	120

Tabela 23: Distribuição de freqüências dos valores de demanda fora de ponta	121
Tabela 24: Distribuição de freqüências dos valores de demanda no horário de ponta.....	122
Tabela 25: valores de demanda de ponta e fora de ponta contratada, demanda de ponta e fora de ponta registrada, e demanda de ultrapassagem na ponta e fora de ponta no ano 2001	125
Tabela 26: custo unitário e faturamento de demanda na ponta e fora de ponta no ano 2001	126
Tabela 27: custo unitário e faturamento de demanda de ultrapassagem na ponta e fora de ponta no ano 2001	126
Tabela 28: Custo total de demanda de ponta, fora de ponta, e total, no ano 2001	127
Tabela 29: valores de demanda de ponta e fora de ponta contratada, demanda de ponta e fora de ponta registrada, e demanda de ultrapassagem na ponta e fora de ponta no ano 2002	128
Tabela 30: custo unitário e faturamento de demanda na ponta e fora de ponta no ano 2002.....	129
Tabela 31: custo unitário e faturamento de demanda de ultrapassagem na ponta e fora de ponta no ano 2002.....	130
Tabela 32: Custo total de demanda de ponta, fora de ponta, e total, no ano 2002	130
Tabela 33: Economia obtida com a substituição das demandas contratadas na ponta (415kW) e fora de ponta (500kW) no ano 2001.....	131
Tabela 34: Economia obtida com a substituição das demandas contratadas na ponta (415kW) e fora de ponta (500kW) no ano 2002.....	132
Tabela 35: consumo nos horários de ponta e fora de ponta e seus respectivos custos, no ano 2000	133
Tabela 36: consumo nos horários de ponta e fora de ponta e seus respectivos custos, no ano 2001	133
Tabela 37: consumo nos horários de ponta e fora de ponta e seus respectivos custos, no ano 2002	134
Tabela 38: consumo no horário de ponta (kWh) nos anos 2000, 2001 e 2002.....	136
Tabela 39: consumo no horário fora de ponta (kWh) nos anos 2000, 2001 e 2002.....	136
Tabela 40: Preço médio de energia elétrica das tarifas azul, verde e convencional no ano 2000....	137
Tabela 41: Preço médio de energia elétrica das tarifas azul, verde e convencional no ano 2001....	138
Tabela 42: Preço médio de energia elétrica das tarifas azul, verde e convencional no ano 2002....	138
Tabela 43: custos referentes ao faturamento de energia reativa excedente no ano 2000	139
Tabela 44: custos referentes ao faturamento de energia reativa excedente no ano 2001	140

Tabela 45: custos referentes ao faturamento de energia reativa excedente no ano 2002	140
Tabela 46: Custos referentes ao pagamento de excedentes reativos nos anos 2000 (maio a dezembro), 2001 e2002	141
Tabela 47: custos referentes ao faturamento de demanda reativa excedente no ano 2000	141
Tabela 48: custos referentes ao faturamento de demanda reativa excedente no ano 2001	142
Tabela 49: custos referentes ao faturamento de demanda reativa excedente no ano 2002	143

1 RESUMO

A racionalização do consumo de energia elétrica não significa racionamento, não implica em perda de conforto e segurança e não compromete a produtividade ou o desempenho da produção de uma agroindústria nem a produção rural. Um programa de conservação de energia só terá resultado positivo se houver motivação, conscientização e treinamento dos consumidores que garantam a correta execução do programa.

No presente trabalho foram analisados os parâmetros elétricos relativos ao consumo e demanda obtidos dos relatórios de curva de carga e das faturas de energia elétrica do campus da UNESP, localizado na Fazenda Experimental Lageado em Botucatu-SP, envolvendo a Faculdade de Ciências Agronômicas e a Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia, permitindo que através destas análises, fossem feitas as respectivas propostas de uso racional de energia elétrica.

Foram analisados o fator de potência, fator de carga, demanda, consumo, preço médio. Na análise do fator de potência e demanda, foi utilizada estatística descritiva e na análise da demanda também foram feitas a análise econômica e propostas de alterações dos valores contratados, já que os valores de demanda atualmente contratados, estão superdimensionados.

Na análise do consumo de energia elétrica, constatou-se que durante o racionamento de energia elétrica, houve uma redução, mas logo após o término do racionamento, o consumo voltou a crescer.

Desenvolveu-se uma equação para se calcular a capacidade liberada de potência para uma carga com fator de potência qualquer, instalada num circuito com fator de potência já corrigido.

Analisando-se o fator de potência e a demanda em cada segmento horário, em cada dia da semana, constatou-se que existe uma ampla variação do comportamento desses parâmetros ao longo do dias.

O dimensionamento do banco de capacitores sugere que o mesmo seja automático, pois existe uma variação considerável dos valores de fator de potência.

Através do cálculo do preço médio de energia elétrica, constatou-se que a tarifa azul, atualmente contratada, é a melhor opção tarifária para o câmpus.

**APPLICATION AND ANALYSIS OF THE RATIONAL USE OF ELECTRIC POWER IN
THE EXPERIMENTAL FARM LAGEADO - UNESP, BOTUCATU-SP**

Botucatu, 2003, 157p. Tese (Energia na Agricultura)

Faculdade de Ciências Agrônômicas, UNESP

Author: Eduardo Antonio Sleiman.

Adviser: Prof. Dr. Nelson Miguel Teixeira.

SUMMARY

The rationalization of the electric power consumption doesn't mean rationing, it doesn't implicate in comfort loss and safety and it doesn't commit the productivity in a rural industry. An electric power conservation program will only have positive result if there are motivation and the consumers' training, which it guarantee the correct execution of the program.

In the present work, they were analyzed the electric parameters of consummate and demand obtained by the electric power invoices of the University, located in the Lageado Experimental Farm in Botucatu-SP, and through these analyses, they were made the respective proposals of electric power rational use.

They were analyzed the power factor, load factor, demand, consumption, medium price. It was used descriptive statistics to analyze the power factor and power demand. It was used also economical analysis to evaluate the power demand contracted values.

In the analysis of the electric power consumption, it was verified that during the electric power rationing, there was a reduction, but soon after the end of the rationing, the consumption grew again.

An equation was developed to calculate the power's liberated capacity for a load with any power factor, installed in a circuit with power factor corrected.

Analyzing the power factor and the demand in each hourly segment, in every day of the week, it was verified that there is a wide variation of those parameters along the days.

The capacitor bank project suggests the automatic one, due to power factor variation along the day.

Through the electric power medium price calculation, it was verified that the blue tariff now contracted, it is the best tariff option.

2 INTRODUÇÃO

O uso racional de energia elétrica é uma atitude fundamental para a melhoria do contexto energético nacional, pois otimiza os custos e investimentos, estimula a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico, além de reduzir os impactos ambientais.

Racionalizar o consumo de energia elétrica evitando seu desperdício não significa apenas reduzir o valor da fatura, mas também contribuir com o país.

O racionamento de energia elétrica em 2001 afetou todos os setores da sociedade brasileira, provocando uma reação de reflexão e necessidade da redução de consumo. Sendo assim, espera-se que desde então, o uso racional de energia possa continuar e não ser esquecido simplesmente pelo fato do governo não estar mais pressionando a economizar energia elétrica.

Um programa de conservação de energia só terá resultado positivo se houver motivação, conscientização e treinamento dos consumidores que garantam a correta execução do programa.

É importante ressaltar que a racionalização de energia elétrica não significa racionamento, não implica em perda de conforto e segurança e não compromete a produtividade ou o desempenho da produção de uma agroindústria nem a produção rural.

Sendo assim, a conservação de energia deve constituir um dos objetivos de qualquer setor rural bem administrado. Neste sentido, inúmeras providências são necessárias, como a introdução de medidas operacionais e administrativas, o estabelecimento de parâmetros de acompanhamento e controle.

Em síntese, a racionalização do consumo de energia elétrica é necessária em todos os setores da sociedade, desde as pequenas propriedades rurais até as grandes agroindústrias.

O presente trabalho tem como objetivo analisar os parâmetros elétricos relativos ao consumo e demanda obtidos dos relatórios de curva de carga e das faturas de energia elétrica do câmpus da UNESP, localizado na Fazenda Experimental Lageado em Botucatu-SP, envolvendo a Faculdade de Ciências Agronômicas e a Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia, permitindo que através destas análises, fossem feitas as respectivas propostas de uso racional de energia elétrica.

3 REVISÃO DE LITERATURA

3.1 Política energética

As campanhas publicitárias de informação e estímulo à conservação de energia elétrica retratam a importância dada ao tema, o que resulta das recentes crises no setor de distribuição que originaram blecautes nas regiões sul e sudeste e da falta de recursos para investimentos no setor.

O Brasil nunca teve grandes preocupações com o assunto, por ser uma nação de características peculiares. Como país em desenvolvimento que é, foi pouco atingido pela crise do petróleo na década de setenta, sendo nossa dependência deste tipo de energia menor que a dos países desenvolvidos. Nossa natureza privilegiada nos permitiu plantar imensas áreas de cana-de-açúcar para implementar o Pró-álcool, além de tirar partido de um enorme potencial hidráulico para a geração de energia elétrica limpa e barata. O setor elétrico mais que quintuplicou sua

capacidade instalada no período 70/96. Em 1996, cerca de 65% do potencial hidráulico inventariado era aproveitado na geração de energia elétrica, sendo que a energia gerada através das hidrelétricas representava 92% do total nacional. (MME, 1997).

O desenvolvimento destas alternativas acabou por criar uma certa reserva energética no país, possibilitando usar também a construção e implantação de usinas geradoras e a energia em excesso como estimulador de desenvolvimento da economia nacional. Como instrumento de controle econômico, no período inflacionário da década de oitenta, a energia elétrica chegou a ser subsidiada, com seu preço final ao consumidor menor que seu custo de geração e distribuição.

Hoje, porém, temos dois grandes problemas relacionados à energia: o primeiro é que o país já não possui mais folga em seu orçamento para investir em projetos de usinas geradoras. Historicamente, até 1975 os investimentos no setor energético brasileiro representaram de 8 a 10% dos investimentos totais. O ápice ocorreu em 1984, com os investimentos em energia representando 24% do total, sendo que nos últimos anos os investimentos em energia voltaram a representar cerca de 8% dos investimentos totais (MME, 1997). Uma vez que as áreas sociais como saúde, educação, carecem de investimentos estatais, atualmente algumas usinas que vêm sendo construídas já contam com capital privado, parcial ou total, diminuindo os recursos públicos destinados a este fim.

Outro problema é que a construção de novos parques geradores traz consigo enormes impactos sócio-ambientais. Exemplos disso são as desapropriações rurais e o alagamento de grandes áreas com destruição da fauna e da flora pelas represas de usinas hidroelétricas. No caso de usinas termoeletricas ou nucleares, os danos ambientais e prejuízos ao convívio humano tendem a ser ainda piores. Em 1996, as gerações térmica e nuclear representavam cerca de 8% do total nacional (MME, 1997).

No entanto, mesmo com as medidas que vêm sendo tomadas ultimamente, o regime de consumo nacional de energia elétrica vem atingindo o patamar mais alto de sua história, chegando a demandas de 95% da capacidade disponível. Tal fato põe em teste todo o sistema, já que a menor falha tende a provocar um grande blecaute como os que já ocorreram recentemente.

Como auxiliares na resolução de tais problemas, atualmente, surgem maneiras de diminuir o consumo de eletricidade pelo aumento da eficiência dos consumidores. Considera-se como tais, tanto os equipamentos propriamente ditos, quanto as próprias edificações, vistas agora como "uma máquina, cuja eficiência final pode ser maior ou menor em função da consciência global ao projetar e operar" (LAMBERTS et al., 1996). Assim, todos os serviços necessários à operação do edifício estariam disponíveis, só que a um custo energético menor.

Hoje, o consumo de energia elétrica no Brasil tem um crescimento mais ou menos constante e atrelado ao Produto Interno Bruto - PIB para os setores comercial, residencial e público. Aqui, o crescimento do consumo de energia elétrica foi de 7,9% a.a. (1970-1996), mas com a introdução de medidas de incremento da eficiência, poderíamos estabilizar o crescimento de consumo em um patamar mais constante, que não se alteraria com o crescimento da economia. Este é o caso dos EUA, cujo acréscimo de consumo foi de cerca de 2% a.a. no período 1973-1996 (ROSENFELD, 1996).

Neste sentido é que hoje busca-se aumentar a eficiência no consumo de maneiras distintas, seja modernizando equipamentos para que consumam menos para realizar o mesmo trabalho, seja planejando melhor a construção de novos prédios para que estes ofereçam a seus ocupantes todos os serviços e confortos necessários com um consumo menor de energia. Estas medidas são relacionadas a diversos detalhes do projeto arquitetônico que podem ser controlados de maneira a possibilitar ganhos significativos de eficiência, desde que corretamente explorados.

Os principais responsáveis pelo consumo elevado de energia elétrica no país são os setores industriais, residenciais, comerciais e públicos. Em 1996, os setores residencial e comercial foram os grandes impulsionadores do crescimento do consumo, com colaborações de 8,6% e 7,7% respectivamente no crescimento total nacional de 4,6%, comparado a um crescimento de 1,6% no consumo da indústria (MME, 1997). Estes dados são suficientes para justificar iniciativas de conservação específicas para estes segmentos. Cabe lembrar, ainda, que o crescimento do setor residencial sempre esteve atrelado à ligação de novas unidades e à incorporação de bens de consumo, uma vez que ainda não dispomos de energia elétrica instalada e equipamentos em todas as casas. Ainda com relação ao setor residencial, cabe acrescentar que apesar de ter havido um

acrécimo de cerca de 1,2 milhão de novas contas em 1996, o consumo médio por conta apresentou crescimento de 4,7% (MME. 1997). Estes fatos fazem com que a importância relativa dos setores público e comercial aumente ainda mais, como também a importância deste trabalho.

Nas edificações dos setores público e comercial, grande parte do consumo é atribuída a variáveis arquitetônicas e construtivas já que, em média, 64% de seu consumo é devido ao condicionamento ambiental e iluminação (GELLER, 1994), razão pela qual pode-se demonstrar a responsabilidade dos projetistas e construtores no consumo final de energia elétrica nas construções.

Segundo Poole & Geller (1997), durante muito tempo, o preço da energia elétrica foi um fator inibidor da adoção de medidas de conservação. Sucessivos governos reduziram as tarifas de energia elétrica como parte de políticas para baixar a inflação em curto prazo. O preço médio da energia elétrica no Brasil caiu quase 50% desde o início da década de 70 até 1993, quando ficou abaixo de US\$35/MWh. Entretanto, este processo não foi contínuo. Ocasionalmente predominava uma política contrária, que buscava o realismo tarifário, o que resultou em grandes oscilações na tarifa média. Estas oscilações, somadas à alta inflação, criaram problemas adicionais de planejamento, tanto para os fornecedores de energia como para os consumidores.

ABILUX (1992) afirma que mais do que nunca, conservar energia é uma questão colocada na ordem do dia para o Brasil. O desafio de participar dos avanços tecnológicos da competitividade internacional é uma necessidade inquestionável, não basta crescer, é preciso crescer com inteligência e qualidade.

Segundo Rosa (1983), a construção de usinas de eletricidade, a prospecção e exploração de petróleo, a construção de destilarias de petróleo e de álcool exigem, em geral, decisões do governo. A definição dos preços da energia também. Numa sociedade que busca ser democrática, espera-se que as decisões procurem representar, cada vez mais, os interesses da maioria da sociedade. Isso vale, também, para as decisões sobre a produção e utilização da energia.

Januzzi (1989) enfatiza que conservação de energia que nos interessa é aquela que se faz sem decréscimo dos serviços fornecidos por seu intermediário. A introdução de tecnologias de uso mais eficiente de energia é importante passo nessa direção. No entanto, em

muitos casos não existe uma produção local de tecnologias eficientes e via de regras elas representam um investimento muito mais alto, comparado com aquelas correntemente em uso. Estratégias devem então ser elaboradas para tornar viável sua efetiva penetração e utilização de acordo com as características dos consumidores.

A política de preços tomou um novo rumo em 1993, como parte do início da reforma do setor energético. Esta reforma vem tomando impulso e será de largo alcance, considerando tanto o aspecto de regulamentação do setor energético quanto as questões de sua propriedade. Um dos primeiros passos foi a descentralização da fixação e do controle de tarifas. De 1974 a 1993, havia uma tabela única para todo o país, nas diferentes categorias de consumo. Desde 1993, as tarifas passaram a ser diferenciadas ao nível das concessionárias. Muito embora as conseqüências até agora tenham sido pequenas, em termos das diferenças entre concessionárias, a tendência é que estas diferenças aumentem.

O consumo de eletricidade teve um crescimento médio anual de somente 2,6% no período 1985-95. Esta pequena taxa de crescimento reflete a estagnação econômica do final da década de 80 e no início da década de 90. No entanto, com o início da estabilização econômica em 1994, as taxas de crescimento da economia e da demanda elétrica aumentaram. A taxa média de crescimento anual da demanda elétrica entre 1993 e 1996 foi de 5,1%.

Seraphim & Teixeira (1997) citam que na indústria, no comércio, na agricultura ou no serviço público faz-se constantemente opções energéticas. Os responsáveis por uma indústria metalúrgica devem decidir com que forno aquecer metais, o cafeicultor deve decidir como secar os grãos de café, o dono de uma loja deve escolher que tipo de iluminação utilizar, os responsáveis por hospitais como produzir água quente e vapor. Estas escolhas estão constantemente sendo feitas em todo setor produtivo. Em residência, quando alguém escolhe um aquecedor de água a gás, ao invés de optar por um chuveiro elétrico, está escolhendo o tipo de energia que vai consumir, esta escolha depende de uma avaliação de custos, da conveniência e do conforto pessoal.

Do ponto de vista social, as grandes decisões sobre energia afetam a todos. Como vimos, a exploração em grande escala de fontes naturais de energia pode interferir em vários ciclos naturais e comprometer a qualidade de vida das populações.

Alqueres (1989) conclui que a energia elétrica cresce mais do que qualquer outra modalidade, tanto nos países em desenvolvimento como nos desenvolvidos. Embora tenha se reconhecido o importante papel da conservação de energia para evitar um uso predatório de recursos esta, não parece ser do entendimento da maioria dos participantes a solução “milagrosa” para o problema energético.

Carraro (1988) afirma que o setor elétrico não está podendo cumprir sua função básica de proporcionar aos seus consumidores energia elétrica com qualidade adequada e em quantidade suficiente.

Martin (1992) ressalta que são múltiplos os fatores que interferem na variação do consumo de energia final de um país no decorrer de um determinado período de tempo: o crescimento econômico medido pelo PIB, as mudanças de estrutura do produto (nem todas as atividades econômicas têm as mesmas necessidades de energia), e a evolução de conteúdo energético de cada produto. Pode-se avaliar a incidência de cada um deles exprimindo o consumo final da indústria, do transporte e do residencial-terciário-agricultura.

Segundo Guimarães & Carvalho (1992), muitas indústrias do interior paulista dispuseram-se a trocar suas caldeiras e adotar o bagaço como combustível, a começar pelos grandes fabricantes de suco de laranja. Conforme os mesmos autores, 1,8 milhões de toneladas de bagaço são vendidas para outras empresas durante a safra, o que proporciona a substituição de 328 mil toneladas de óleo combustível. Além desta sobra de bagaço comercializado, muitas usinas passaram a ter outro excedente, a energia elétrica, que a partir de 1987 passou também a ser colocada na rede das distribuidoras.

Goldemberg (1985) considera que a política de conservação é uma atividade muito diferente da de geração. Frequentemente, não percebemos que conservar energia é, na realidade, introduzir mais uma opção de suprimento. No Brasil, principalmente, o usual é que as pessoas estão acostumadas a discutir opções de suprimento e se limitam a examinar a substituição de energéticos, ao invés de falar em conservação. A grande parte dos energéticos utilizados no Brasil é financiado pelo governo, o que cria uma situação em que as decisões são centralizadas e, por isso, acabam-se tornando extremamente simples. Mas, em torno destas decisões, o sistema acabou

criando uma lógica própria, onde há um conjunto de interesses, em particular os das grandes empresas, envolvendo poucas pessoas e, sobretudo, dinheiro do governo. Já a conservação é uma fonte de energia, onde muitas decisões precisam ser tomadas, para que a conservação torne-se significativa. É uma decisão muito descentralizada, que envolve a conscientização das pessoas.

Redação da Eletricidade Moderna (2001), destaca que o racionamento e conservação movido por um surto de civismo ou pela ameaça de pagar a energia em dobro e ainda tê-la cortada (ou as duas coisas juntas), a sociedade brasileira vem respondendo positivamente à conclamação de reduzir o consumo elétrico. Nunca se conseguiu conservar tanta energia como agora, nem os consumidores brasileiros estiveram tão conscientes da importância que tem a eletricidade para suas atividades.

Segundo Januzzi (1989), as preocupações com aspectos de interesse público da indústria de eletricidade estão presentes na Lei 8.987/95, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição federal. O artigo 29, inciso X da referida lei, estabelece ao Poder Concedente a obrigatoriedade de "estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio ambiente e conservação". Existe, portanto, o reconhecimento de que essa indústria deve manter características de interesse público mesmo sob gerenciamento privado.

Esse dispositivo possibilitou que a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - criasse a Resolução 242/98 estabelecendo a obrigatoriedade da aplicação de 1% da receita operacional líquida das empresas privatizadas em programas de conservação de energia e pesquisa e desenvolvimento. Anualmente, a ANEEL publica uma Resolução e um Manual que regulamenta a aplicação dos recursos regulados (1% da receita operacional líquida das empresas) conforme previsto nos contratos de concessão. Assim, para o ciclo 1998/1999 foi publicada a Resolução 242/98 e para o ciclo 1999/2000, foi publicada a Resolução 261/99, que introduziu alguns ajustes relacionados a prioridades e limites de investimentos segundo tipos de programas.

Segundo Maciel (2001), políticas de expansão dos sistemas, assim como programas voltados para a eficiência energética, medidas de combate ao desperdício de energia e pesquisa e desenvolvimento são deveres indeclináveis do Estado.

3.2 Eficiência energética

Segundo a ELETROBRÁS (1994), o uso eficiente de energia deve ser entendido como o menor consumo possível para obter uma mesma quantidade de produto ou serviço, não alterando a qualidade, o conforto e a satisfação. Esse conceito é semelhante àquele utilizado em economia, onde a eficiência está relacionada à noção do melhor uso possível dos recursos econômicos disponíveis para produzir um determinado bem.

Para um melhor gerenciamento do consumo de energia elétrica ao longo do tempo, segundo Shoeps & Rouso (1992), o importante é o estabelecimento de índices que indiquem a quantidade de energia necessária para cada produto manufaturado pela empresa, ou por exemplo, o kWh por quilograma de peça tratada, ou por metro de produto, ou por unidade produzida, ou por metro cúbico de produto ou por litro de produto. Assim a gestão de energia em uma indústria, visando a coordenação de um programa para a utilização racional e eficiente da energia, abrange a administração e organização (medição do consumo de energia), o campo técnico e econômico (análise de perdas na conservação, na distribuição e nos consumos das unidades) e a divulgação.

De acordo com Januzzi (1997), a constatação das possibilidades técnicas de se continuar a oferecer os serviços necessários dependendo de menores quantidades de energia, e de que o crescimento econômico não está necessariamente atrelado a maior consumo energético, colocou em risco os fundamentos do planejamento dominante até meados da década de 70. No entanto, talvez a mais convincente vantagem da eficiência energética é a de que ela é quase sempre mais barata que a produção de energia. Não resta dúvida de que investir em tecnologia eficiente para os vários fins requererá também maiores gastos de capital. Sistemas e equipamentos eficientes são geralmente mais caros, embora nem sempre, que as tecnologias que eles substituem. Entretanto, o custo de conservar 1kWh é geralmente mais barato que a sua produção. Ainda, em muitas aplicações, o custo da eficiência é uma pequena fração dos custos da produção de energia. Mas

tradicionalmente esses custos são contabilizados por agentes diferentes, sendo ora debitados ao consumidor, à concessionária de energia ou ao próprio governo.

Russomano (1987), afirmou que a conservação de eletricidade é, genericamente, conseguida apenas pelo controle do seu consumo. Entretanto, como seu custo depende de outros fatores, como o fator de carga e fator de potência, é importante adequá-los aos parâmetros de eficiência. Afirmou que a quantidade de potência elétrica é um elemento fundamental ao controle de consumo. Porém, a simples determinação de seu valor não seria suficiente, face às variações no consumo causado pelas mudanças na produção. Para contornar esse problema desenvolveram conceitos de potência específica e consumo específico de energia. A potência específica é a razão entre o consumo de eletricidade (kWh) e a produção (t). O consumo específico é a razão entre o consumo de energia (kJ) e a produção (t). Sugeriu os seguintes métodos para a redução da potência específica.:

- a) utilização de equipamentos de alta eficiência;
- b) melhoria nos processos;
- c) redução nas interrupções dos equipamentos;
- d) utilização de matéria prima de melhor qualidade.

ELETROBRÁS (1999), apresenta o cenário das previsões de conservação de energia elétrica, baseadas nos valores dos períodos de 1993/1998, somando um total de 7.091 GWh. Tal economia ocorreu em função das melhorias de eficiência tanto do lado da demanda como do lado da oferta de energia elétrica. Estima-se que a economia no uso final foi de 5.126 GWh e, na geração adicional de 1.965 GWh. Os resultados de conservação previstos estão apoiados em ações a serem implementadas pelas concessionárias em suas áreas de atuação, bem como ações induzidas diretamente pelo PROCEL por meio de linhas de financiamento junto à sociedade, através de programas de promoção e difusão, e à entidade de ensino e pesquisa.

Segundo Arana (1994), a concessionária sugere a instalação dos transformadores com 30% de reserva, Para os casos em que a ampliação supera a reserva deixada é necessário realizar-se um estudo da possibilidade de troca do transformador, para que não se corram riscos de comprometer o transformador já existente.

Segundo Pereira (1998), nas instalações em que as curvas de cargas informam se existem curtos períodos de pico de demanda que permitem ao transformador trabalhar em sobrecarga, pode-se aproveitar a capacidade térmica destes equipamentos, a fim de diminuir seus valores nominais. No entanto, deve-se lembrar que a redução na capacidade nominal dos transformadores e circuitos adjacentes não deve afetar o desempenho do sistema nos períodos de picos de carga.

Segundo Estremote et al.(2002), a tomada de decisões sobre a implantação de controlador de demanda e grupo gerador depende de um planejamento global, considerando a forma como o insumo é consumido pela indústria por meio de medições, simulações do melhor valor de demanda a ser contratado e verificação se estas medidas não interferem no processo produtivo da indústria.

Estremote et al.(2002) ainda ressalta que embora a situação de cumprir metas a princípio seja transitória, há incentivo para o deslocamento do consumo no horário de ponta para o horário fora de ponta, já incorporado ao sistema de tarifação. Com esta modalidade criada pelo governo, impondo mais restrições ao sistema tarifário com a sobretaxa, a aquisição de grupos geradores fica incentivada pois o valor pela ultrapassagem da meta é impraticável para a indústria.

Segundo Brandão Jr. & Pinto (2002), constatou-se que os edifícios comerciais apresentam um elevado potencial de conservação de energia que deve ser analisado e explorado por meio de projetos que reúnem ações coerentes, de maneira a utilizar a readequação tecnológica em edifícios já construídos, em conjunto com sistemas de automação e supervisão predial.

Ainda segundo Brandão Jr. & Pinto (2002), em novas edificações, os projetos já devem considerar as tecnologias recentes e as simulações da eficiência energética por meio de programas computacionais, e prever os desenvolvimentos futuros para os sistemas e equipamentos.

3.3 Fator de Carga

O fator de carga é a relação entre a demanda média e a demanda máxima medida durante um intervalo de tempo definido, ou seja, mede o grau em que a demanda máxima foi mantida durante o intervalo de tempo de medição.

Segundo a ENERSUL (1998), o fator de carga é um índice que informa se a energia está sendo consumida de maneira racional. O seu valor varia entre 0.0 e 1.0, podendo indicar a relação entre o consumo de energia e a demanda de potência em um determinado período. A equação 1 estabelece essa relação:

$$FC = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{kWh}{kW \cdot t} \quad (\text{equação 1})$$

Onde:

FC: fator de carga;

KWh: consumo de energia

KW: demanda de potência

t = 730 horas (mês médio)

66 horas (horário de ponta)

664 horas (horário fora de ponta)

É assim denominada a relação entre a demanda média verificada num determinado intervalo de tempo e a demanda máxima registrada neste mesmo período. Assim, tem-se o fator de carga diário, semanal, mensal e anual.

De acordo com a Agência para Aplicação de Energia (1988), o fator de carga (FC) é o índice que mostra se a energia elétrica está sendo utilizada de forma racional por um determinado consumidor.

O fator de carga mede o grau de uniformidade da utilização de energia elétrica de uma determinada planta. É o fator mais característico de avaliação de racionalidade

operativa de uma instalação, principalmente industrial. Manter um elevado fator de carga no sistema significa obter os seguintes benefícios:

- otimização dos investimentos da instalação elétrica;
- aproveitamento racional e aumento da vida útil da instalação elétrica, incluindo os motores e equipamentos;
- redução e/ou deslocamento da demanda de ponta;
- introdução de novas modalidades tarifárias (amarela, binômia, ou outra);
- prestação de serviços adicionais ao consumidor que redundem na redução de seu consumo ou no deslocamento da sua demanda

Russomano (1987), conceituou a demanda como sendo a potência máxima solicitada dentro de um determinado tempo, e o consumo como a quantidade de energia efetivamente utilizada neste mesmo período que, em geral, é de um mês.

Segundo CPFL (1989), para que seja possível realizar o aumento do fator de carga em qualquer tipo de instalação, deve-se proceder da seguinte maneira:

- relacionar toda a carga instalada existente e anotar os respectivos horários de funcionamento;
- selecionar as cargas que podem ser operadas fora do período de demanda máxima;
- reprogramar o período de funcionamento das cargas passíveis de deslocamento;
- evitar partidas simultâneas de motores que iniciam operação com carga;
- evitar a ocorrência de curtos-circuitos e fugas de corrente;
- dar proteção adequada aos equipamentos e instalações elétricas, bem como manutenção periódica.

A realização do procedimento descrito acima, ou parte dele, em qualquer estabelecimento consumidor, proporcionará um aumento do fator de carga, trazendo benefícios para a instalação, os quais podem ser:

- otimização dos investimentos na instalação elétrica;
- aproveitamento racional e aumento da vida útil da instalação elétrica, incluídos os motores e equipamentos;
- redução do valor de demanda de pico.

3.3.1 Preço médio de energia e fator de carga da instalação

O preço médio de energia elétrica depende da forma como ela é utilizada, ou seja, seu custo médio é menor se estiver sendo usada eficientemente.

O fator de carga que é deduzido pelos dados das contas de energia, é um dos indicadores de eficiência, pois, mostra como a energia está sendo utilizada ao longo do tempo.

Quanto maior for o fator de carga, menor será o custo representado pelo kWh empregado. Supondo-se a possibilidade de manter, ao longo do ano, o fator de carga na faixa do mais alto já obtido, no período analisado, projeta-se uma economia média em cima da fatura mensal de energia.

Um fator de carga próximo da unidade indica que as cargas elétricas foram utilizadas racionalmente ao longo do tempo. Por outro lado, um fator de carga baixo indica que houve concentração de consumo de energia elétrica em curto período de tempo, determinando uma demanda elevada. Isto se dá quando muitos equipamentos são ligados ao mesmo tempo.

Para obter um fator de carga mais elevado existem três formas básicas:

a) aumentar o número de horas trabalhadas (ou seja, aumentando-se o consumo de kWh), porém conservando-se a demanda de potência;

b) otimizar a demanda de potência, conservando-se o mesmo nível de consumo de kWh; e

c) atuar simultaneamente nos dois parâmetros acima citados.

Para se avaliar o potencial de economia, neste caso, deve-se observar o comportamento do fator de carga nos segmentos horo-sazonais e identificar os meses em que este fator apresentou seu valor máximo. Isto pode indicar que nestes meses, adotou-se uma sistemática de operação que proporcionou o uso racional de energia elétrica. Portanto, seria possível repetir esta sistemática, após uma averiguação das causas deste alto fator de carga e determinando se este valor pode ser mantido ao longo dos meses. Desta forma, para cada período (ponta ou fora de ponta) existe um fator de carga diferente.

O preço médio de energia também é conhecido como custo unitário de energia.

3.4 Fator de Potência

A definição do fator de potência pode ser expressa como a relação entre a potência ativa e potência aparente, sendo:

- potência ativa (P): produz trabalho nos equipamentos elétricos (W)
- potência reativa (Q): produz o fluxo magnético necessário para o funcionamento dos equipamentos elétricos (VAr);
- potência aparente (S): soma fasorial das potências ativa e reativa (VA)

Sabe-se que a energia reativa não produz trabalho efetivo, mas é necessária para o estabelecimento do campo magnético de equipamentos, como: reatores; motores, transformadores. Apesar desta necessidade da energia reativa para o funcionamento destes equipamentos, a concessionária não cobra o seu fornecimento, desde que os consumidores não ultrapassem o limite mínimo atual de 0,92 para o fator de potência de suas instalações.

A portaria n° 1569 do antigo Departamento Nacional de Aguas e Energia Elétrica (DNAEE), de 23 de dezembro de 1993, estabelece que o fator de potência indutivo ou capacitivo, na época de 0,85, passaria a ter como limite mínimo o valor de 0,92, a partir de abril de 1994; porém suas características seriam limitadas da seguinte forma: 0,92 indutivo entre 6:00 e 24:00

horas e 0,92 capacitivo entre 0:00 e 6:00 horas. A avaliação deste para efeito de faturamento do consumo e demanda de reativos excedentes deixaria de ser feita pela média mensal, a partir de abril de 1996, passando a ser realizada a cada intervalo de uma hora, obrigando, deste modo, os consumidores a adequarem, no decorrer deste prazo, (abril de 1994 - abril de 1996) suas instalações, para não pagarem multas pelo consumo excessivo de potência reativa.

Esta legislação tem como objetivo trazer um grande benefício para a sociedade através da liberação de carga do sistema elétrico brasileiro, todavia resulta em um razoável impacto financeiro nas contas de energia elétrica para os consumidores que não adequaram suas instalações. Segundo Heuri & Franco (1993), para o caso de um consumidor que ainda possui o fator de potência de 0,85 nas suas instalações e está submetido ao cálculo de faturamento horário, ao invés da média mensal, terá um acréscimo de 35,82% na multa pelo consumo excessivo de energia reativa.

Mamede (1985) destaca que a energia elétrica que aciona as máquinas ou outros equipamentos industriais é composta, em geral, de duas parcelas; energia ativa e energia reativa. A maioria das cargas das unidades consumidoras consomem energia reativa indutiva, como motores, transformadores, lâmpadas de descargas, fornos de indução, entre outros. A corrente elétrica necessária ao estabelecimento do campo magnético da maioria dos equipamentos, tais como motores, transformadores, reatores para lâmpadas fluorescentes, é de origem reativa e não produz trabalho. Ao contrário, a corrente elétrica responsável pelo trabalho realizado pelas máquinas é originada da potência ativa absorvida por estas.

Assim, enquanto a potência ativa é sempre consumida na execução de trabalho, a potência reativa, além de não produzir trabalho, circula entre a carga e a fonte de alimentação ocupando um “espaço” no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais energia ativa.

Ainda segundo Mamede (1985), mais comumente se adota, em projetos industriais, a instalação de banco de capacitores, por ser, normalmente, a solução mais econômica. Os capacitores, no entanto, apresentam as seguintes características indesejáveis:

- produção de sobretensão nos sistema;
- pouca resistência a sobrecargas e a aquecimentos anormais;
- não manifestação aparente de pequenos defeitos, tal como a queima de um elemento interno.

Creder (1991) afirma que os conceitos básicos de energia ativa e reativa podem ser explicados da seguinte maneira; qualquer equipamento que transforme a energia elétrica diretamente em outra forma de energia útil (térmica, luminosa, etc.) sem necessitar energia intermediária na transformação, é um consumidor de energia ativa. Qualquer equipamento (motores, transformadores, reatores, etc.) que necessita de energia magnetizante como intermediária na utilização de energia ativa, é um consumidor de energia ativa reativa.

Os motores são selecionados para vencer a carga máxima mas, geralmente, opera abaixo dessa condição, o que constitui uma das desvantagens citada por Kuznetsov (1979), que mostra, em geral, que o fator de potência baixo resulta de equipamentos elétricos trabalhando com carga parcial. Frequentemente os sistemas de acionamento motorizados são superdimensionados. Muitas vezes, o motor é selecionado de modo a vencer a carga máxima, mas geralmente opera abaixo da plena carga.

A observação de Kosow (1979) é que o fator de potência a vazio correspondia a um baixo valor, sendo que nestas circunstâncias quase toda a corrente absorvida é empregada para a magnetização do motor requerido para produzir o campo girante do estator. Ao se aumentar a potência fornecida, precisa-se então de mais potência ativa absorvida, que é aquela transformada em potência útil, e isto melhora o fator de potência.

Creder (1991) descreve que o fator de potência é o ângulo de defasagem entre a corrente e a tensão. Se o circuito for indutivo, ou seja, consumidor de energia reativa, o fator de potência é dito em atraso, se for capacitivo, ou seja, fornecedor de energia reativa, é dito em avanço.

Os sistemas elétricos industriais possuem diversas cargas indutivas, como motores e outros equipamentos que dependem de fluxo magnético alternado para sua operação. O acúmulo de cargas indutivas faz com que o fator de potência da instalação seja baixo. Sendo assim,

é necessária a utilização de mecanismos de correção do fator de potência. Um fator de potência maior que 0,92 significa economia de energia elétrica, porque diminui as perdas e melhoram a utilização da capacidade instalada de transformadores, sistemas de distribuição e de geradores de energia elétrica.

Segundo a ENERSUL (1998), a maioria das cargas das unidades consumidoras consome energia reativa indutiva, como motores, transformadores, lâmpadas de descarga, fornos de indução entre outros. As cargas indutivas necessitam de campo eletromagnético para seu funcionamento, por isso sua operação requer dois tipos de potência: Potência ativa, medida em kW, a que efetivamente realiza trabalho gerando calor, luz, movimento, etc. e Potência reativa, medida em kVAr, usada apenas para criar e manter os campos eletromagnéticos das cargas indutivas. Assim, enquanto a potência ativa é sempre consumida na produção de trabalho, a potência reativa, além de não produzir trabalho, circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupando um espaço no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais energia ativa.

A potência ativa e a potência reativa constituem a potência aparente, medida em kVA, que é a potência total gerada e transmitida à carga.

A razão entre a potência ativa e a potência aparente de qualquer instalação se constitui no "fator de potência".

O fator de potência indica qual porcentagem da potência total fornecida (kVA) é efetivamente utilizada como potência ativa (kW). Assim o fator de potência mostra o grau de eficiência do uso dos sistemas elétricos, valores elevados de fator de potência (próximo de 1,0) indicam uso eficiente de energia elétrica, enquanto valores baixos evidenciam seu mau aproveitamento, além de representar uma sobrecarga para todo sistema elétrico.

As principais consequências do baixo fator de potência são:

- Flutuação de tensão, podendo ocasionar a queima de motores;
- Perdas na rede em forma de calor proporcional ao quadrado da corrente;
- Queda de tensão provocando sobrecarga dos equipamentos;
- Desgaste nos dispositivos de proteção e manobra;

- Aumento de investimento em condutores e equipamentos elétricos sujeitos a limitação térmica;
- subutilização da capacidade instalada, impedindo a instalação de novas cargas.

Para a correção do fator de potência através de capacitores:

- Correção fixa: bancos de capacitores fixos instalados nos quadros alimentadores, chave geral no lado de baixa tensão para suprir os reativos de transformadores e motores de grande potência;

- Correção Automática: Utilização de bancos automáticos de correção de fator de potência, com unidade eletrônica de controle reativo;

- Correção Mista: Utilização de correção por grupo ou individual, e somente a complementação na entrada através da correção automática;

- Correção individual, apresenta-se em muitos casos inviável, pois a carga exata aplicada ao motor será conhecida apenas quando da eletiva operação do equipamento, tornando difícil o dimensionamento do capacitor, pois o fator de potência varia de acordo com a carga aplicada ao mesmo (WEG, 1999).

Os critérios de localização dos capacitores para efetuar a correção do fator de potência dependem do tipo de instalação, da potência do banco de capacitores e da característica de funcionamento das cargas, podendo ser instalado:

- na média tensão;
- na baixa tensão;
- na barra de carga;
- em paralelo com motores.

Cada uma das possibilidades apresentadas tem suas vantagens e desvantagens, dependendo do tipo de carga e das instalações existentes.

A instalação de capacitores junto aos pontos de cargas que apresentam baixo fator de potência seria a melhor solução. Na maioria das vezes, estas cargas são caracterizadas por motores de média ou grande potência que trabalham durante várias horas por dia, os quais devem possuir uma única chave para manobrar simultaneamente o conjunto motor-capacitor. Conforme o COMITÉ DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CODI, 1994), as principais vantagens deste tipo de compensação, são:

- redução das perdas energéticas em toda instalação;
- diminuição da carga nos circuitos de alimentação dos equipamentos compensados;
- melhoria dos níveis de tensão de toda a instalação;
- possibilidade de se utilizar um sistema único de acionamento para a carga e o capacitor, economizando-se equipamentos de manobra;

Contudo existem algumas desvantagens, são elas:

- muitos capacitores de pequena potência têm o custo maior que capacitores concentrados de potência maior;
- a pouca utilização dos capacitores, no caso do equipamento compensado não ser de uso constante;
- para os motores, deve-se compensar no máximo 90% da energia reativa necessária.

Todavia, poder-se-ia corrigir o baixo fator de potência dos transformadores por meio da colocação de bancos de capacitores junto ao quadro de distribuição de carga, isto é, no ponto de concentração de cargas. A principal vantagem é a liberação de potência do transformador e da capacidade nos cabos alimentadores, além de tornar a instalação mais econômica, uma vez que a potência reativa solicitada pelo conjunto da instalação é menor que

no caso da compensação individual. Tem como desvantagem o fato de não haver diminuição de corrente nos alimentadores de cada equipamento compensado. Caso o banco de capacitores junto ao quadro não seja automático, seria recomendável a existência de uma chave seccionadora-fusível que permita, além de proteger o equipamento, desligar o banco quando finalizadas as operações das cargas.

A instalação de capacitores no lado de baixa tensão dos transformadores mais carregados indutivamente é uma solução viável, quando se têm instalações elétricas com um número elevado de cargas com potências diferentes e regimes de utilização pouco uniformes. Apresentando como vantagens:

- os capacitores instalados são mais utilizados;
- fácil supervisão;
- possibilidade de controle automático;
- melhoria geral do nível de tensão;
- instalações adicionais suplementares relativamente simples.

Além de simplificar o número de capacitores, aumenta a eficiência dos transformadores e sua vida útil. Porém não libera o cabo alimentador da queda de tensão e das perdas envolvidas.

Na existência de cargas oscilantes, as quais provocam um baixo fator de potência, é necessário instalar um controle no compensador capaz de desligar a parcela de capacitores que injeta os reativos excedentes no sistema, nos instantes de menos carga, ou de carga desligada, para compensar devidamente as flutuações de reativo.

A compensação central com banco automático de capacitores é adequada para instalação com potência reativa muito variável e onde não deve ser usado compensação fixa, evitando, assim, que em determinadas horas haja sobre ou subcompensação.

Portanto, pode-se concluir que a instalação dos capacitores e o seu controle devem ser feitos prioritariamente na baixa tensão, e de preferência o mais próximo da unidade de consumo. Desta maneira, a melhor solução seria determinar quais as cargas ou grupos de cargas necessitariam ter uma correção do fator de potência em separado. Sabendo-se que a compensação desses setores certamente não corrigiria o fator de potência de todo o sistema, para as cargas restantes seria realizada uma correção centralizada, por meio de um banco automático de capacitores, com um local a ser definido depois de tomadas as providências das correções já efetuadas, baseando-se numa nova medição do fator de potência.

3.5 Sistemas de Tarifação

Segundo PROCEL (2001), compreender a estrutura tarifária e como são calculados os valores expressos nas notas fiscais de energia elétrica é um parâmetro importante para a correta tomada de decisão em projetos envolvendo conservação de energia. A análise dos elementos que compõem esta estrutura, seja convencional ou horo-sazonal, é indispensável para uma tomada de decisão quanto ao uso eficiente da energia. A conta de energia é uma síntese dos parâmetros de consumo, refletindo a forma como a mesma é utilizada. Uma análise histórica, com no mínimo 12 meses, apresenta um quadro rico de informações e torna-se a base de comparação para futuras mudanças, visando mensurar potenciais de economia. Nesse sentido, o estudo e acompanhamento das contas de energia tornam-se ferramentas importantes para a execução de um gerenciamento energético em instalações. Além disso, o resultado da análise permite que o instrumento contratual entre a concessionária e o consumidor torne-se adequado às necessidades deste, podendo implicar em redução de despesas com a eletricidade.

O comportamento médio do mercado de eletricidade, ao longo do dia, revela uma curva de carga típica do sistema elétrico brasileiro mostrando que a maior demanda ocorre no horário compreendido entre 17:00e 22:00. Com o intuito de adequar a oferta de energia à solicitação de carga do sistema elétrico, foi concebida a estrutura tarifária horo-sazonal (tarifas azul e verde), de modo a compreender a sistemática de aplicação de tarifas a preços diferenciados, de

acordo com o horário do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (úmido e seco). Essa estrutura tarifária tem como objetivo a prorrogação da necessidade de ampliação do sistema elétrico nacional (ENERSUL, 1998).

Esse comportamento resulta das influências individuais das várias classes de consumo que normalmente compõe o mercado, ou seja: industriais, comerciais, residencial, iluminação pública, rural e outras. O horário de maior uso, é denominado horário de ponta do sistema elétrico, e é justamente o período em que as redes de distribuição assumem maior carga, atingindo seu valor máximo aproximadamente às 19 horas, variando pouco este horário de região para região.

3.5.1 Legislação Tarifária

Atualmente, o principal instrumento regulatório que estabelece e consolida as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica é a Resolução ANEEL n° 456, de 29 de novembro de 2000. Além deste, serve como base legal o disposto no Decreto n° 24.643, de 10 de julho de 1934 - Código de Águas, no Decreto n° 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 - Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, nas Leis n° 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 - Regime de Concessão e Permissão da Prestação dos Serviços Públicos, n° 9.074, de 7 de julho de 1995 - Normas para Outorga e Prorrogação das Concessões e Permissões de Serviços Públicos, n° 8.078, de 11 de setembro de 1990 - Código de Defesa do Consumidor, n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996 - Instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e no Decreto n° 2.335, de 6 de outubro de 1997 - Constituição da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

O sistema tarifário de energia elétrica é um conjunto de normas e regulamentos que tem por finalidade estabelecer o preço da eletricidade para os diferentes tipos de consumidores. O órgão regulamentador do sistema vigente é a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

No início do século passado, a entrada da *Light* canadense no Rio de Janeiro e em São Paulo foi protegida pela inclusão, nos contratos da época, de cláusulas prevendo a necessidade de atualizações tarifárias em decorrência de futuras desvalorizações da moeda brasileira.

As empresas de capital externo precisavam adquirir divisas para honrarem seus compromissos financeiros externos e também remeterem os dividendos. Um caminho encontrado foi a introdução da chamada cláusula ouro, onde as tarifas eram definidas parcialmente em papel-moeda e em ouro, atualizada esta última pelo câmbio médio mensal.

Ainda na primeira metade do século passado, tem-se um período caracterizado pela forte presença do Estado na regulamentação dos serviços de energia elétrica, como pode ser comprovado pela publicação do Código de Águas em 10 de julho de 1934, (Decreto nº 24.643), e da adoção do regime tarifário de serviço pelo custo (Decreto nº 41.019, de 26/02/57).

Com o Decreto-lei nº 1.383, de 1974, tem-se o estabelecimento da política nacional de equalização tarifária. Neste mesmo ano de 1974, foi instituída a Reserva Global de Garantia-RGG, instrumento que serviu para transferir recursos gerados por empresas rentáveis para outras menos rentáveis.

Ao longo dos anos, a fixação das tarifas serviu, ora como um instrumento econômico considerado por muitos como inadequado, caso da equalização tarifária, ora de política antiinflacionária, como ocorreu no período de 1975 até 1986. Como consequência desta política e de um crescente endividamento externo de algumas empresas, instalou-se forte crise financeira no setor elétrico. Neste período de tarifas equalizadas, os reajustes tarifários se baseavam na evolução do "custo do serviço" das empresas concessionárias de energia elétrica, composto basicamente pelos custos de operação e manutenção, mais uma remuneração garantida sobre o capital investido.

Em 1993, com o advento das Leis nº⁰⁵ 8.631 e 8.724 e do Decreto regulamentar nº 774, iniciou-se uma nova fase do sistema de tarifas, buscando, entre outros objetivos, a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro das empresas. A Lei nº 8.631 extinguiu o regime de remuneração garantida, terminou com a equalização tarifária e estabeleceu que a ELETROBRÁS também destinaria os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para, entre outras finalidades, a reativação do programa de conservação de energia elétrica, mediante projetos específicos. Este fato possibilitou estimular e injetar uma soma significativa de recursos no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica -PROCEL. Outras importantes alterações foram a solução para os

débitos acumulados da União para com o setor elétrico (Conta Resultados a Compensar -CRC) e a implantação de uma nova sistemática para o reajuste das tarifas. A partir da referida Lei, passou-se a aplicar uma fórmula paramétrica que garantia às concessionárias o reajuste das tarifas iniciais, proposta com base nos seus custos, por indicadores específicos destes custos. As tarifas seriam revisadas a cada três anos. Na prática, tentou-se garantir aos concessionários um repasse para as tarifas das variações ocorridas nos seus custos.

Com a implantação do Plano Real, através da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1994, as tarifas foram convertidas em Real (URV) pela média dos valores praticados nos meses de dezembro de 1993 a março de 1994. A fórmula paramétrica, definida em 1993, ficou suspensa sendo que estabeleceu-se a condição de não poder ocorrer reajuste de tarifas em prazo inferior a um ano. Em novembro de 1995, para as unidades consumidoras classificadas como Residencial, foram alteradas as faixas de desconto, extinguindo-se a progressividade para os clientes não enquadrados como baixa renda, ao mesmo tempo que reduziram-se os descontos existentes para as menores faixas de consumo. Dentro da classe Residencial, criou-se a subclasse Residencial Baixa Renda, com o objetivo de manter os subsídios para as menores faixas de consumo, dos menos favorecidos economicamente.

As leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que dispõem sobre o regime das concessões, constituem importante marco legal para o setor elétrico, estabelecendo novas diretrizes para a administração das tarifas. Com a lei nº 8.987, a política tarifária sofre nova alteração, instituindo-se o conceito de "tarifa pelo preço". Ou seja, visando dar maiores incentivos à busca por eficiência e redução de custos, as tarifas seriam fixadas num processo licitatório onde a concessão seria dada ao agente que solicitasse a menor tarifa ou, alternativamente, uma vez fixadas no edital as tarifas iniciais, a concessão seria dada ao agente que oferecesse o maior pagamento pela concessão.

Cabe ainda destacar a introdução nos contratos de concessão de cláusulas de garantia de preço, com fórmula de reajuste anual e critérios de revisões periódicas e extraordinárias; a introdução de mecanismos de competição com negociação de tarifas com a

criação dos "Consumidores Livres"; promoção da desverticalização das atividades setoriais, visando dar transparência à definição dos preços de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Uma importante mudança no sistema tarifário brasileiro ocorreu com a implantação da tarifa horo-sazonal. O Decreto nº 86.463, de 1981, já determinava que o então existente Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, passaria a estabelecer diferenciações nas tarifas, tendo em vista os períodos do ano e os horários de utilização da energia. Optou-se, então, emprego da teoria dos custos marginais, onde o custo marginal de fornecimento reflete o custo incorrido pelo sistema elétrico para atender o crescimento da carga.

Este sistema tarifário permitiu a implantação de um sinal econômico para os consumidores, incentivando-os à maior utilização de energia durante os períodos de menor demanda ou de maior disponibilidade de oferta pelo sistema elétrico. A THS, como é também conhecida a tarifa horo-sazonal, teve suas primeiras portarias publicadas em 1982, sendo que a portaria DNAEE n33 de 11 de fevereiro de 1988, consolidava todas as anteriores. A modalidade também prevê contemplar os consumidores de baixa tensão, notadamente os residenciais, através da tarifa amarela. Algumas concessionárias realizaram projetos pilotos de tarifa amarela, autorizadas na época pelo DNAEE, através da Portaria nº 740, de 7 de novembro de 1994.

O sistema de tarifação horo-sazonal permitiu a diferenciação na cobrança de energia elétrica de acordo com os períodos do dia (horários de ponta e fora de ponta) e com os períodos do ano (seco e úmido). Tal forma de tarifação trouxe vantagens para o sistema elétrico, pois levou a uma utilização mais racional da energia. Os consumidores por sua vez passaram a ter alternativas de deslocamento do seu consumo para períodos em que o custo é mais baixo, reduzindo gastos. Atualmente, este sistema tarifário bem como as modificações recentes envolvendo o Fator de Potência, estão consolidadas na Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000.

3.5.2 Definições e conceitos

A seguir serão apresentados algumas definições e conceitos importantes na análise de eficiência energética, segundo PROCEL (2001).

- ENERGIA ELÉTRICA ATIVA

É o uso da potência ativa durante qualquer intervalo de tempo, sua unidade usual é o quilowatts-hora (kWh). Uma outra definição é "energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia".

- ENERGIA ELÉTRICA REATIVA

É a energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reactivo-hora (kvarh).

- DEMANDA

É a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. Assim, esta potência média, expressa em quilowatts (kW), pode ser calculada dividindo-se a energia elétrica absorvida pela carga em um certo intervalo de tempo Δt , por este intervalo de tempo Δt . Os medidores instalados no Brasil operam com intervalo de tempo $\Delta t = 15$ minutos (Decreto nº 62.724 de 17 de maio de 1968).

- DEMANDA MÁXIMA

É a demanda de maior valor verificada durante um certo período (diário, mensal, anual etc.).

- DEMANDA MÉDIA

E a relação entre a quantidade de energia elétrica (kWh) consumida durante um certo período de tempo e o número de horas desse período.

- DEMANDA MEDIDA

É a maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW). Considerando um ciclo de faturamento de 30 dias, tem-se 720 horas e 2880 intervalos de 15 min.

- DEMANDA CONTRATADA

É a demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada, durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

- DEMANDA FATURÁVEL

É o valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

- HORÁRIOS DE PONTA E FORA DE PONTA

O horário de ponta (P) é o período definido pela concessionária de energia elétrica e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, e os feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico, normalmente das 18 às 21 horas. O horário fora de ponta (FP) é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta. Estes horários são definidos pela concessionária em virtude, principalmente, da capacidade de fornecimento que a mesma apresenta.

- PERÍODOS SECO E UMIDO

Estes períodos guardam, normalmente, uma relação direta com os períodos onde ocorrem as variações de cheias dos reservatórios de água utilizados para a geração de energia elétrica.

O período Seco (S) corresponde ao período de 7 (sete) meses consecutivos iniciando-se em maio e finalizando-se em novembro de cada ano; é, geralmente, o período com pouca chuva. O período Úmido (U) corresponde ao período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte; é, geralmente, o período com mais chuva.

- CONSUMIDOR

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar a concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.

- UNIDADE CONSUMIDORA

Conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor.

Para fins de faturamento, as unidades consumidoras são agrupadas em dois grupos tarifários, definidos, principalmente, em função da tensão de fornecimento e também, como consequência, em função da demanda. Se a concessionária fornece energia em tensão inferior a 2300 Volts, o consumidor é classificado como sendo do "Grupo B" (baixa tensão); se a tensão de fornecimento for maior ou igual a 2300 Volts, será consumidor do "Grupo A" (alta tensão).

- GRUPO A

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo, em caráter opcional, nos termos definidos na Resolução ANEEL n° 456, caracterizado pela estruturação tarifária binômia e subdividido nos subgrupos A1, A2, A3, A3a, A4 e AS.

- GRUPO B

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo, nos termos definidos na Resolução ANEEL n° 456, caracterizado pela estruturação tarifária monômia e subdividido nos seguintes subgrupos: residencial; residencial baixa renda; rural; cooperativa de eletrificação rural; serviço público de irrigação; demais classes; iluminação pública.

3.5.3 Estrutura Tarifária

A estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou à demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento de energia elétrica.

3.5.3.1 Estrutura Tarifária Convencional

Esta estrutura é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, independentemente, das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

3.5.3.2 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal

Esta estrutura tarifária se caracteriza pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

a) **Tarifa Azul:** modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia;

b) **Tarifa Verde:** modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência;

3.5.3.3 Critérios de inclusão

Os critérios de inclusão na estrutura tarifária convencional ou horo-sazonal aplicam-se às unidades consumidoras do Grupo "A", conforme as condições apresentadas a seguir, estabelecidas na Resolução ANEEL n° 456.

I - na estrutura tarifária convencional: para as unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal nos termos do item IV;

II - compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

III - compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul, ou Verde se houver opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, quando:

a) a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW em qualquer segmento horo-sazonal; ou

b) a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional houver apresentado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW; e

IV - opcionalmente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul ou Verde, conforme opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas

pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.

O consumidor poderá optar pelo retorno à estrutura tarifária convencional, desde que seja verificado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, a ocorrência de 9 (nove) registros, consecutivos ou alternados, de demandas medidas inferiores a 300 kW.

3.5.3.4 Faturamento

Tarifa Convencional

A tarifa convencional está estruturada da seguinte forma:

- demanda de potência (D)
- tarifa de demanda (TD)
- consumo de energia (C)
- tarifa de consumo (TC)
- **cálculo do importe para a tarifa convencional (IC):**

$$IC = C \cdot TC + D \cdot TD \quad (\text{equação 2})$$

onde:

IC = importe para a tarifa convencional (R\$)

C = consumo total (kWh)

TC = tarifa de consumo (R\$/kWh)

D = demanda (kW)

TD = tarifa de demanda (R\$/kW)

Tarifa azul

A tarifa azul está estruturada da seguinte forma:

- demanda de potência na ponta (D_P)
- tarifa de demanda para a ponta (TD_{PA})
- demanda de potência fora de ponta (D_{FP})
- tarifa de demanda para fora de ponta (TD_{FPA})

- consumo de energia na ponta (C_P)
- tarifa de consumo para a ponta em período úmido (TC_{PAU})
- tarifa de consumo para a ponta em período seco (TC_{PAS})
- consumo de energia fora de ponta (C_{FP})
- tarifa de consumo para fora de ponta em período úmido (TC_{FPAU})
- tarifa de consumo para fora de ponta em período seco (TC_{FPAS})

- **cálculo do importe para a tarifa azul (IA):**

$$IA = D_P \cdot TD_{PA} + D_{FP} \cdot TD_{FPA} + C_P \cdot TC_{PA} + C_{FP} \cdot TC_{FPA}$$

(equação 3)

onde:

IA = importe para a tarifa azul (R\$)

D_P = demanda de ponta (kW)

TD_{PA} = tarifa de demanda de ponta para tarifa azul (R\$/kW)

D_{FP} = demanda fora de ponta (kW)

TD_{FPA} = tarifa de demanda fora de ponta para tarifa azul (R\$/kW)

C_P = consumo de ponta (kWh)

TC_{PA} = tarifa de consumo de ponta para tarifa azul (R\$/kWh)

C_{FP} = consumo fora de ponta (kWh)

TC_{FPA} = tarifa de consumo fora de ponta para tarifa azul (R\$/kWh)

Tarifa verde

A estrutura da tarifa verde é a seguinte:

- demanda de potência (D)
- uma tarifa de demanda única, independente do segmento horário (TDV)
- consumo de energia na ponta (C_P)
- tarifa de consumo para a ponta em período úmido (TC_{PVU})

- tarifa de consumo para a ponta em período seco (TC_{PVS})
- consumo de energia fora de ponta (C_{FP})
- tarifa de consumo para fora de ponta em período úmido (TC_{FPVU})
- tarifa de consumo para fora de ponta em período seco (TC_{FPVS})

- cálculo do importe para a tarifa verde (IV):

$$IV = D \cdot TD_V + C_P \cdot TC_{PV} + C_{FP} \cdot TC_{FPV} \quad \text{(equação 4)}$$

IV = importe para a tarifa verde (R\$)

D = demanda (kW)

TDV = tarifa de demanda para tarifa verde (R\$/kW)

C_P = consumo de ponta (kWh)

TC_{PV} = tarifa de consumo de ponta para tarifa verde (R\$/kWh)

C_{FP} = consumo fora de ponta (kWh)

TC_{FPV} = tarifa de consumo fora de ponta para tarifa verde (R\$/kWh)

3.5.3.5 Tarifas de Ultrapassagem

É aplicada uma tarifa com valor majorado sobre a parcela da demanda medida, que superar a respectiva demanda contratada, denominada tarifa de ultrapassagem, caso aquela parcela seja superior aos limites mínimos de tolerância a seguir fixados:

I - 5% (cinco por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV; e

II - 10% (dez por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento inferior a 69 kV.

Esta tarifa de ultrapassagem aplicável à unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional, será correspondente a 3 (três) vezes o valor da tarifa normal de fornecimento.

3.5.3.6 Energia Reativa Excedente

As mudanças ocorridas com o Fator de Potência, tiveram início na Portaria DNAEE n° 1569, de 23/12/1993 e, atualmente, estão consolidadas na Resolução ANEEL n° 456, de 29 de novembro de 2000. O fator de potência (FP) é um índice que reflete como a energia está sendo utilizada, mostrando a relação entre a energia realmente útil (ativa - W) e a energia total (aparente - VA), fornecida pelo sistema elétrico.

A resolução fixa o fator de potência de referência "fr", indutivo ou capacitivo, em 0,92 o limite mínimo permitido para as instalações elétricas das unidades consumidoras. Para as unidades consumidoras do Grupo A, a medição do FP será obrigatória e permanente, enquanto que para aquelas do Grupo B, a medição será facultativa.

A energia reativa capacitiva passa ser medida e faturada. Sua medição será feita no período entre 23 h e 30 min e 6 h e 30 min e a medição da energia reativa indutiva passa a ser limitada ao período diário complementar.

O faturamento correspondente ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência reativas excedentes pode ser feito de duas formas distintas:

— **Por avaliação horária:** através de valores de energia ativa e reativa medidas de hora em hora durante o ciclo de faturamento, obedecendo aos períodos para verificação das energias reativas indutiva e capacitiva.

— **Por avaliação mensal:** através de valores de energia ativa e reativa medidas durante o ciclo de faturamento.

O excedente de reativo indutivo ou capacitivo, que ocorre quando o fator de potência indutivo ou capacitivo é inferior a 0,92, é cobrado utilizando-se as tarifas de fornecimento de energia ativa.

As equações (5) e (6) mostram o cálculo do faturamento de energia reativa excedente (*FER*) e da demanda reativa excedente (*FDR*), respectivamente.

$$FER = tc_p \sum_{k=1}^{n_p} \left[\left(\frac{0,92}{fp(\Delta t_k)} - 1 \right) c_p(\Delta t_k) \right] + tc_f \sum_{j=1}^{n_f} \left[\left(\frac{0,92}{fp(\Delta t_j)} - 1 \right) c_f(\Delta t_j) \right] \quad \text{(equação 5)}$$

onde:

FER = faturamento de energia reativa excedente;

tc_p e tc_f = tarifas de energia ativa no horário de ponta e fora de ponta, respectivamente;

Δt_k e Δt_j = intervalos de uma hora pertencentes aos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente, em que o fator de potência médio horário é inferior a 0,92;

$c_p(\Delta t_k)$ e $c_f(\Delta t_j)$ = consumo de energia ativa nos intervalos Δt_k e Δt_j , pertencentes aos horário de ponta e fora de ponta, respectivamente;

n_p e n_f = quantidades de intervalos de uma hora no horário de ponta e fora de ponta, respectivamente, durante o período de faturamento, em que o fator de potência médio horário indutivo ou capacitivo, é inferior a 0,92;

$fp(\Delta t_j)$ = fator de potência médio do intervalo (Δt_j).

$$FDR = td_p \left[\max \left(\begin{array}{c} \frac{0,92}{fp_p(1)} d_p(1) \\ \frac{0,92}{fp_p(2)} d_p(2) \\ \frac{0,92}{fp_p(n_p)} d_p(n_p) \end{array} \right) - df_p \right] + td_f \left[\max \left(\begin{array}{c} \frac{0,92}{fp_f(1)} d_f(1) \\ \frac{0,92}{fp_f(2)} d_f(2) \\ \frac{0,92}{fp_f(n_f)} d_f(n_f) \end{array} \right) - df_f \right]$$

(equação 6)

onde:

FDR = faturamento da demanda de potência reativa excedente;

td_p e td_f = tarifa de demanda dos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente;

$d_p(\Delta t_k)$ e $d_f(\Delta t_j)$ = potência ativa média nos intervalos Δt_k e Δt_j , pertencentes aos horário de ponta e fora de ponta, respectivamente;

$fp_p(\Delta t_k)$ e $fp_f(\Delta t_j)$ = fator de potência médio nos intervalos Δt_k e Δt_j , pertencentes aos horário de ponta e fora de ponta, respectivamente;

n_p e n_f = quantidades de intervalos de uma hora no horário de ponta e fora de ponta, respectivamente, durante o período de faturamento, em que o fator de potência médio horário indutivo ou capacitivo, é inferior a 0,92;

df_p e df_f = demanda faturável nos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente;

$\max(v)$ = função que retorna o maior componente do *vetor* v .

3.6 Otimização da Demanda de Potência

A análise da demanda tem por objetivo a sua adequação às reais necessidades da unidade consumidora. São analisadas as demandas de potência contratada, medidas e as efetivamente faturadas. A premissa básica é a de se procurar reduzir ou mesmo eliminar as ociosidades e ultrapassagens de demanda. Assim, a unidade consumidora estará trabalhando adequadamente quando os valores de demanda de potência registrados, contratados e faturados tiverem o mesmo valor, ou, pelo menos, apresentarem valores próximos, pois desta forma estará pagando por aquilo que realmente necessita.

Deve-se, nesse ponto, considerar a possibilidade de reduções nas demandas contratadas em função de alterações nos principais sistemas consumidores, com a redução das cargas instaladas e a introdução de controles automatizados para a modulação ótima da carga. Para assegurar mínimas despesas mensais com a fatura de energia elétrica, é fundamental a escolha dos valores para as demandas a serem contratadas junto às concessionárias de eletricidade, que devem ser adequados às reais necessidades da empresa. A importância na fixação de valores adequados de contrato reside em dois pontos importantes da legislação:

- se a demanda solicitada for inferior à contratada, será faturada a demanda contratada;
- nos contratos de tarifas horo-sazonais, serão aplicadas as tarifas de ultrapassagem, caso a demanda registrada ultrapasse a contratada em percentuais superiores aos limites estabelecidos. Dessa forma, se as demandas contratadas não forem aquelas realmente necessárias e

suficientes para cada segmento horário, haverá elevação desnecessária dos custos com energia elétrica.

O super ou subdimensionamento das demandas contratadas geram aumentos de custos que podem e devem ser evitados. O ideal é ser sempre faturado pelo valor efetivamente utilizado em cada ciclo de faturamento.

Outro ponto importante é que, uma vez fixado os valores de contrato, deve-se supervisionar e controlar o consumo de energia de forma a evitar que algum procedimento inadequado venha a provocar uma elevação desnecessária da demanda. Para as empresas, onde a demanda registrada varia muito ao longo do tempo, pode ser conveniente a instalação de um sistema automático de supervisão e controle da demanda.

4 MATERIAL E MÉTODOS

A proposta do presente trabalho de racionalizar o consumo de energia elétrica na Fazenda Experimental Lageado é de extrema importância, visto que, existem diversidades nas formas de utilização de energia elétrica, pois se trata de uma Instituição de Ensino e Pesquisa, envolvendo setores administrativos, manutenção, salas de aula, departamentos didáticos, laboratórios, sistemas de produção agropecuária e outros. Fazem parte desta Instituição, cursos de graduação em Agronomia, Engenharia Florestal, Zootecnia, além dos cursos de pós-graduação.

Na avaliação de um sistema elétrico, existem vários fatores a serem analisados, tanto na proposta de uso racional de energia, como na própria questão funcional da empresa, visando a qualidade e eficiência energética.

Os parâmetros a serem analisados são: fator de carga, fator de potência, demanda na ponta e fora de ponta, sistema de tarifação, consumo na ponta e fora de ponta.

4.1 Material

Para se fazer as análises de consumo e demanda foram utilizadas as faturas de energia elétrica da Fazenda Experimental Lageado, referente ao medidor da cabine principal, no período de maio de 2000 a dezembro de 2002.

Vale ressaltar que o período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, corresponde ao período de racionamento de energia.

Para se fazer as análises de fator de potência, demanda, fator de carga, foram utilizados os relatórios de curva de carga fornecidos pela CPFL, referentes ao período de setembro a novembro de 2001.

Os dados foram processados no programa *Excel*, onde também foram traçados os respectivos gráficos, envolvendo os parâmetros elétricos estudados.

No programa computacional desenvolvido para cálculo de capacidade liberada de potência, utilizou-se a linguagem de programação *Visual Basic*.

4.2 Métodos

No presente trabalho foram feitas análises da utilização de energia elétrica da Fazenda Experimental Lageado, sendo enfatizados alguns parâmetros que serão descritos a seguir:

4.2.1 Análise das faturas de energia elétrica

Com os dados principais das faturas de energia elétrica, foram elaboradas tabelas mostrando demanda na ponta, demanda fora de ponta, consumo na ponta, consumo fora de ponta.

A partir destes dados, foram calculados os gastos durante o período em questão, de maio de 2000 a dezembro de 2002.

Vale ressaltar a importância do valor das demandas contratadas na ponta e fora de ponta, pois mesmo que a demanda registrada seja menor que a contratada, o faturamento será equivalente à demanda contratada.

4.2.2 Fator de potência

Com os valores de fator de potência registrados nos relatórios de curva de carga a cada 15 minutos, foram agrupados os dados por hora, ou seja, 4 valores por hora, totalizando aproximadamente 32 valores por hora, durante os 2 meses analisados. Foi utilizada estatística descritiva, (Curi, 1997), para analisar a média, desvio padrão, e traçar os gráficos do fator de potência em função do horário em cada dia da semana.

Com isso, foi possível se determinar os horários mais críticos ao longo da semana, podendo monitorar a correção do fator de potência. Após as análises do fator de potência, foi dimensionado o banco de capacitores para elevar o fator de potência para 0,95.

Para se dimensionar o banco de capacitores, calculou-se a potência ativa média (kW) em cada segmento horário de cada dia da semana. Com os valores de fator de potência máximo e mínimo para cada segmento horário de cada dia da semana, foi dimensionada a quantidade de potência reativa capacitiva que deve ser inserida na instalação elétrica na cabine primária, pois a medição da referida unidade consumidora é feita na média tensão (13,8kV).

A equação 7 mostra o cálculo da potência reativa capacitiva necessária para elevar o fator de potência para 0,95.

$$Q_c = P \cdot (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad (\text{equação 7})$$

onde:

Q_c = potência reativa capacitiva necessária para elevar o fator de potência do circuito para 0,95(kVAr);

P = potência ativa média em cada segmento horário de cada dia da semana (kW);

ϕ_1 = ângulo da carga original ($\arccos\phi$);

ϕ_2 = ângulo de correção do fator de potência ($\arccos 0,95$).

Depois de corrigido o fator de potência, pode-se calcular o valor da capacidade liberada de potência para uma nova carga a ser instalada.

Teixeira (1999) demonstrou o equacionamento da capacidade liberada de potência, considerando duas situações:

- o fator de potência da nova carga é igual ao fator de potência da carga original;

$$T_{nc} = Q_c \cdot \text{sen } f_1 - S + \sqrt{S^2 - Q_c^2 \cdot \cos^2 f_1} \quad \text{(equação 8)}$$

- o fator de potência da nova carga é igual ao fator de potência corrigido.

$$T_c = Q_c \cdot \text{sen } f_2 + S - \sqrt{S^2 - Q_c^2 \cos^2 f_2} \quad \text{(equação 9)}$$

onde:

T_{nc} = capacidade liberada de potência, instalando nova carga com o fator de potência igual ao fator de potência da carga original (kVA);

T_c = capacidade liberada de potência, instalando nova carga com o fator de potência igual ao fator de potência corrigido (kVA);

S = potência aparente do circuito original, ou seja, antes da correção do fator de potência (kVA)

No presente trabalho foi desenvolvida a equação geral da capacidade de potência liberada, ou seja, considerando o fator de potência da nova carga um valor qualquer.

Elaborou-se, também, um programa computacional em *Visual Basic* que calcula os valores da capacidade liberada de potência, de acordo com o valor do fator de potência da carga a ser instalada.

Os gráficos do comportamento do fator de potência ao longo dos dias encontram-se no Apêndice 1.

4.2.3 Fator de carga

Com os valores de consumo na ponta e fora de ponta, demanda na ponta e fora de ponta, utilizou-se a equação (1) para calcular o fator de carga na ponta, fora de ponta e geral, para todos os meses do período em questão.

Um fator de carga elevado indica que as cargas elétricas foram utilizadas racionalmente ao longo do tempo. Por outro lado, um fator de carga baixo indica que houve concentração de consumo de energia em um curto período de tempo, determinando uma demanda elevada.

4.2.4 Demanda

4.2.4.1 Estudo descritivo da demanda

Foi utilizada estatística descritiva, (Curi,1997), para analisar a média, desvio padrão, e traçar os gráficos da demanda em função do horário em cada dia da semana.

Os dados de demanda registrados a cada 15 minutos nos relatórios de curva de carga foram separados por horário, utilizando-se um período de 60 dias consecutivos compreendidos entre setembro e novembro de 2001, período este importante na questão da demanda.

Sendo assim, têm-se aproximadamente 32 valores de demanda por hora, por dia da semana, com os quais foram calculados a média (\bar{X}), desvio padrão (S), intervalo que inclui 95% dos valores individuais ($\pm 1,96*S$), coeficiente de variação, distribuídos por hora em cada dia da semana.

Também foi analisado o comportamento da demanda em função das frequências de classes, com os respectivos gráficos. Esta análise foi feita em duas etapas:

- utilizando as demandas de ponta e fora de ponta registradas para cada mês do período em questão (maio de 2000 a dezembro de 2002);

- utilizando as demandas de ponta e fora de ponta registradas a cada 15 minutos obtidas da memória de massa, durante dois meses (setembro a novembro de 2001)

4.2.4.2 Estudo econômico da demanda

Foram analisados os valores de demanda contratada e registrada durante os anos 2000, 2001 e 2002, estabelecendo-se comparações entre a demanda registrada ao longo do mês em relação a demanda contratada, verificando, assim, a necessidade de redimensionar a demanda contratada, evitando os gastos com tarifas de ultrapassagem caso a demanda registrada seja maior que a contratada, ou desperdício de demanda, caso a demanda contratada seja maior que a registrada.

Com isso, através de simulações, foram determinados os valores “ideais” de demanda a serem contratados nos horários de ponta e fora de ponta.

Os gráficos das curvas de demanda diárias, considerando o período analisado, encontram-se no Apêndice 2.

4.2.5 Consumo de energia elétrica

Foram feitas tabelas e gráficos de consumo nos horários de ponta e fora de ponta, com seus respectivos custos, durante os anos de 2000, 2001 e 2002. Vale ressaltar que entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, corresponde ao período de racionamento de energia elétrica.

4.2.6 Preço médio de energia elétrica

Foi calculado o preço médio de energia elétrica, parâmetro inversamente proporcional ao valor do fator de carga, ou seja, quanto maior o fator de carga, menor será o preço médio de energia elétrica. Este parâmetro depende da forma como a energia elétrica está sendo utilizada, ou seja, se estiver sendo usada eficientemente, seu preço médio será menor.

Através do cálculo do preço médio de energia elétrica para cada modalidade tarifária, é possível se comparar os valores a serem pagos, determinando, assim, qual é a melhor tarifa para cada sistema elétrico.

O preço médio de energia elétrica é calculado da seguinte maneira:

- **tarifa azul**

$$P_m = \frac{CP}{CT} \cdot \left(\frac{TD_p}{FC_p * 66} + TC_p \right) + \left(\frac{TD_{fp}}{FC_{fp} * 664} + TC_{fp} \right) \cdot \left(1 - \frac{CP}{CT} \right) \quad \text{(equação 10)}$$

onde:

P_m = preço médio (R\$/kWh)

CP = consumo na ponta (kWh)

CT = consumo total (kWh)

FC_p = fator de carga na ponta

FC_{fp} = fator de carga fora de ponta

TD_p = tarifa de demanda na ponta (R\$/kW)

TD_{fp} = tarifa de demanda fora de ponta (R\$/kW)

TC_p = tarifa de consumo na ponta (R\$/kWh)

TC_{fp} = tarifa de consumo fora de ponta (R\$/kWh)

- **tarifa verde**

$$P_m = \frac{CP}{CT} \cdot (TC_p - TC_{fp}) + TC_{fp} + \left(\frac{TD}{FC * 730} \right) \quad \text{(equação 11)}$$

onde:

P_m = preço médio (R\$/kWh)

CP = consumo na ponta (kWh)

CT = consumo total (kWh)

FC = fator de carga geral

TD = tarifa de demanda (R\$/kW)

TC_p = tarifa de consumo na ponta (R\$/kWh)

TC_{fp} = tarifa de consumo fora de ponta (R\$/kWh)

- **tarifa convencional**

$$P_m = \left(\frac{TD}{FC * 730} \right) + TC \quad \text{(equação 12)}$$

onde:

P_m = preço médio (R\$/kWh)

TD = tarifa de demanda (R\$/kW)

FC = fator de carga geral

TC = tarifa de consumo (R\$/kWh)

4.2.7 Excedentes reativos

Com os valores dos excedentes reativos na ponta e fora de ponta obtidos das faturas de energia elétrica, determinou-se a quantia gasta com o baixo fator de potência.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Fator de potência

5.1.1 Estudo descritivo

Para se fazer o estudo descritivo do fator de potência, foram utilizados os dados obtidos dos relatórios de curva de carga, sendo os valores registrados a cada 15 minutos. O período considerado foi de 60 dias consecutivos compreendidos entre setembro e novembro de 2001. Os dados foram agrupados por hora, totalizando 32 valores para cada segmento horário, por dia da semana. Com isso, foi feita uma tabela para cada dia da semana, onde foram calculados para cada segmento horário: a média (\bar{X}), o desvio padrão (S), o intervalo que inclui 95% dos valores individuais ($\bar{X} \pm 1,96S$), e o coeficiente de variação (CV). Os gráficos situados nas figuras 1 a 7 apresentam os valores médios de fator de potência e os intervalos ($\pm 1,96S$), que compreende 95% dos valores individuais de demanda.

Tabela 1: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário aos domingos.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	0,786	0,023	0,763	0,809	0,741	0,831	2,93
1:15-2:00	0,780	0,022	0,758	0,802	0,737	0,823	2,82
2:15-3:00	0,775	0,015	0,760	0,791	0,745	0,805	1,97
3:15-4:00	0,776	0,017	0,759	0,792	0,743	0,808	2,15
4:15-5:00	0,778	0,017	0,762	0,795	0,746	0,811	2,14
5:15-6:00	0,752	0,045	0,707	0,797	0,664	0,841	6,00
6:15-7:00	0,671	0,038	0,633	0,709	0,596	0,746	5,68
7:15-8:00	0,661	0,037	0,624	0,698	0,588	0,733	5,60
8:15-9:00	0,678	0,027	0,651	0,705	0,624	0,731	4,01
9:15-10:00	0,692	0,031	0,661	0,722	0,631	0,752	4,44
10:15-11:00	0,689	0,032	0,657	0,721	0,626	0,752	4,64
11:15-12:00	0,666	0,028	0,638	0,694	0,611	0,721	4,21
12:15-13:00	0,659	0,024	0,635	0,683	0,612	0,706	3,62
13:15-14:00	0,653	0,023	0,630	0,676	0,608	0,698	3,51
14:15-15:00	0,653	0,022	0,631	0,675	0,609	0,697	3,42
15:15-16:00	0,670	0,033	0,637	0,703	0,605	0,735	4,94
16:15-17:00	0,684	0,038	0,646	0,723	0,609	0,759	5,59
17:15-18:00	0,700	0,035	0,665	0,735	0,631	0,768	4,98
18:15-19:00	0,787	0,052	0,734	0,839	0,684	0,889	6,66
19:15-20:00	0,821	0,020	0,801	0,841	0,782	0,861	2,45
20:15-21:00	0,810	0,022	0,788	0,832	0,767	0,853	2,68
21:15-22:00	0,797	0,024	0,772	0,821	0,749	0,844	3,04
22:15-23:00	0,783	0,027	0,755	0,810	0,729	0,836	3,50
23:15-00:00	0,779	0,031	0,748	0,811	0,718	0,841	4,02

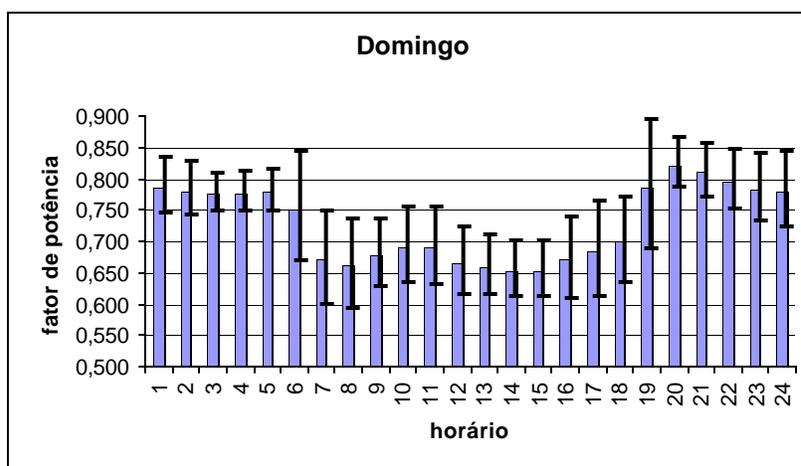


Figura 1: Fator de potência médio($\pm 1,96*S$) distribuído por horário aos domingos

Observa-se que aos domingos a variação de utilização de equipamentos no câmpus é menor do que durante os dias da semana, sendo que o fator de potência sofre uma variação menor. Se observarmos o período entre 6 horas da manhã até às 18 horas, o fator de potência variou apenas entre 0,65 a 0,69. Nos outros períodos, ou seja, das 18 horas até às 6 horas da manhã, o fator de potência aumenta. Quanto ao coeficiente de variação de valores de fator de potência em intervalos de uma hora, observa-se que as maiores variações encontram-se entre 5 e 6 horas da manhã e entre 18 e 19 horas.

Tabela 2: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas segundas-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	0,776	0,021	0,755	0,797	0,735	0,818	2,733
1:15-2:00	0,771	0,022	0,749	0,793	0,728	0,814	2,828
2:15-3:00	0,779	0,028	0,752	0,807	0,725	0,834	3,554
3:15-4:00	0,783	0,028	0,755	0,811	0,728	0,838	3,589
4:15-5:00	0,793	0,024	0,768	0,817	0,744	0,841	3,091
5:15-6:00	0,777	0,046	0,731	0,823	0,687	0,867	5,898
6:15-7:00	0,727	0,036	0,691	0,762	0,656	0,797	4,939
7:15-8:00	0,786	0,051	0,735	0,837	0,686	0,886	6,499
8:15-9:00	0,851	0,022	0,830	0,873	0,809	0,893	2,527
9:15-10:00	0,862	0,012	0,850	0,874	0,838	0,886	1,427
10:15-11:00	0,846	0,032	0,814	0,878	0,783	0,909	3,799
11:15-12:00	0,800	0,040	0,760	0,840	0,722	0,878	4,970
12:15-13:00	0,779	0,023	0,756	0,803	0,734	0,825	2,986
13:15-14:00	0,821	0,027	0,794	0,848	0,768	0,874	3,289
14:15-15:00	0,844	0,020	0,824	0,864	0,805	0,883	2,348
15:15-16:00	0,842	0,020	0,822	0,861	0,803	0,880	2,326
16:15-17:00	0,810	0,052	0,758	0,862	0,708	0,912	6,434
17:15-18:00	0,765	0,059	0,707	0,824	0,650	0,880	7,669
18:15-19:00	0,814	0,057	0,757	0,871	0,702	0,926	7,011
19:15-20:00	0,845	0,022	0,823	0,868	0,802	0,889	2,636
20:15-21:00	0,831	0,023	0,808	0,854	0,786	0,877	2,796
21:15-22:00	0,815	0,030	0,785	0,845	0,756	0,873	3,676
22:15-23:00	0,797	0,032	0,764	0,829	0,734	0,859	4,029
23:15-00:00	0,796	0,033	0,763	0,830	0,731	0,862	4,193

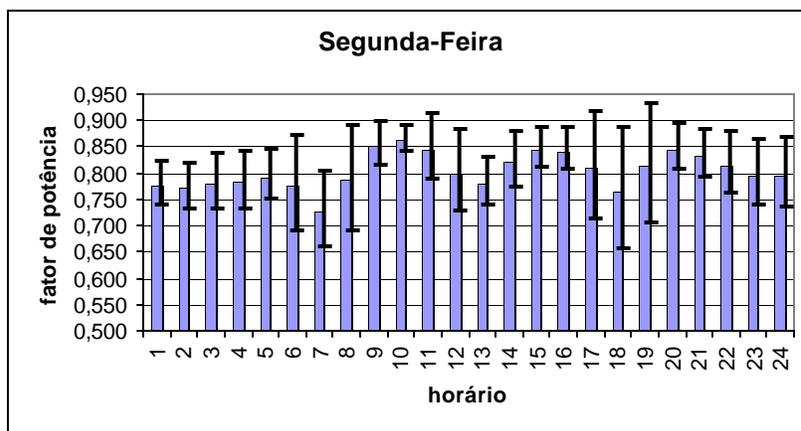


Figura 2: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96 * S$) distribuído por horário nas segundas-feiras

Observa-se nas segundas-feiras os maiores coeficientes de variação entre 7 e 8 horas da manhã e entre 17 e 18 horas. O maior valor médio de fator de potência encontra-se entre 9 e 10 horas, período com menor coeficiente de variação. O menor valor médio de fator de potência encontra-se entre 6 e 7 horas.

Tabela 3: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas terças-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	0,799	0,033	0,766	0,833	0,734	0,865	4,185
1:15-2:00	0,794	0,035	0,759	0,829	0,726	0,862	4,396
2:15-3:00	0,793	0,035	0,758	0,827	0,724	0,861	4,406
3:15-4:00	0,799	0,033	0,766	0,833	0,734	0,865	4,179
4:15-5:00	0,809	0,031	0,778	0,840	0,748	0,870	3,837
5:15-6:00	0,789	0,053	0,736	0,841	0,686	0,892	6,660
6:15-7:00	0,745	0,037	0,708	0,782	0,673	0,818	4,974
7:15-8:00	0,793	0,037	0,756	0,830	0,721	0,865	4,646
8:15-9:00	0,849	0,024	0,825	0,873	0,803	0,896	2,796
9:15-10:00	0,861	0,019	0,842	0,880	0,824	0,898	2,215
10:15-11:00	0,849	0,034	0,814	0,883	0,781	0,916	4,046
11:15-12:00	0,802	0,041	0,762	0,843	0,723	0,882	5,064
12:15-13:00	0,786	0,028	0,758	0,814	0,731	0,841	3,570
13:15-14:00	0,823	0,024	0,799	0,847	0,776	0,870	2,935
14:15-15:00	0,849	0,017	0,832	0,866	0,816	0,883	2,015
15:15-16:00	0,852	0,028	0,824	0,880	0,797	0,907	3,286
16:15-17:00	0,817	0,055	0,761	0,872	0,708	0,925	6,777
17:15-18:00	0,774	0,048	0,726	0,822	0,680	0,868	6,216
18:15-19:00	0,824	0,051	0,773	0,875	0,724	0,924	6,210
19:15-20:00	0,850	0,022	0,828	0,872	0,807	0,893	2,588
20:15-21:00	0,836	0,024	0,812	0,860	0,789	0,883	2,880
21:15-22:00	0,821	0,026	0,795	0,847	0,770	0,872	3,146
22:15-23:00	0,803	0,030	0,773	0,833	0,744	0,862	3,761
23:15-00:00	0,798	0,028	0,770	0,827	0,743	0,854	3,544

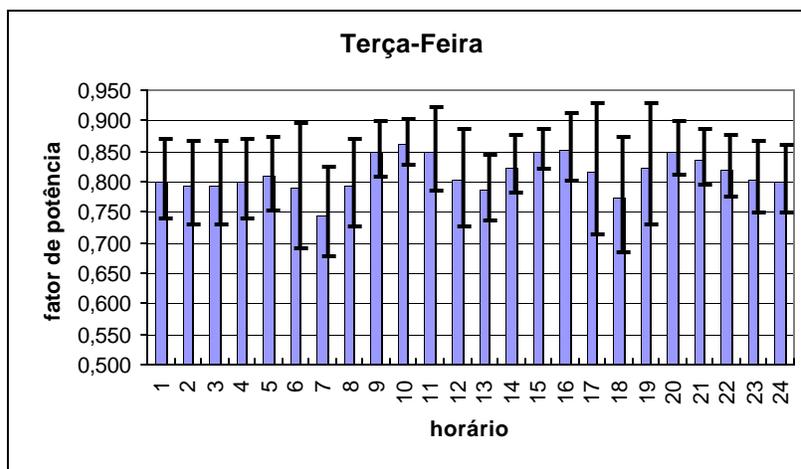


Figura 3: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas terças-feiras

Observa-se nas terças-feiras os maiores coeficientes de variação entre 5 e 6 horas da manhã e entre 16 e 17 horas. O maior valor médio de fator de potência encontra-se entre 9 e 10 horas, período com o segundo menor coeficiente de variação. O menor valor médio de fator de potência encontra-se entre 6 e 7 horas.

Tabela 4: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas quartas-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	0,802	0,027	0,775	0,828	0,750	0,854	3,309
1:15-2:00	0,796	0,027	0,769	0,823	0,743	0,849	3,390
2:15-3:00	0,796	0,024	0,772	0,820	0,749	0,844	3,022
3:15-4:00	0,795	0,024	0,771	0,819	0,748	0,842	3,033
4:15-5:00	0,805	0,024	0,781	0,829	0,758	0,852	2,975
5:15-6:00	0,793	0,049	0,744	0,842	0,697	0,889	6,167
6:15-7:00	0,753	0,026	0,728	0,779	0,703	0,804	3,410
7:15-8:00	0,805	0,040	0,765	0,845	0,727	0,883	4,929
8:15-9:00	0,854	0,016	0,838	0,870	0,822	0,886	1,921
9:15-10:00	0,865	0,011	0,853	0,876	0,842	0,887	1,316
10:15-11:00	0,843	0,034	0,810	0,877	0,777	0,909	3,980
11:15-12:00	0,798	0,043	0,755	0,842	0,713	0,883	5,445
12:15-13:00	0,777	0,022	0,755	0,799	0,734	0,820	2,820
13:15-14:00	0,814	0,029	0,784	0,843	0,756	0,872	3,622
14:15-15:00	0,841	0,015	0,826	0,856	0,812	0,870	1,753
15:15-16:00	0,840	0,021	0,819	0,861	0,800	0,880	2,446
16:15-17:00	0,811	0,041	0,770	0,851	0,731	0,890	5,012
17:15-18:00	0,764	0,032	0,732	0,796	0,701	0,827	4,190
18:15-19:00	0,813	0,048	0,765	0,861	0,719	0,908	5,931
19:15-20:00	0,846	0,019	0,828	0,865	0,810	0,883	2,209
20:15-21:00	0,829	0,020	0,808	0,849	0,789	0,869	2,464
21:15-22:00	0,824	0,025	0,798	0,849	0,774	0,874	3,087
22:15-23:00	0,807	0,024	0,782	0,831	0,759	0,855	3,018
23:15-00:00	0,806	0,020	0,786	0,826	0,767	0,845	2,469

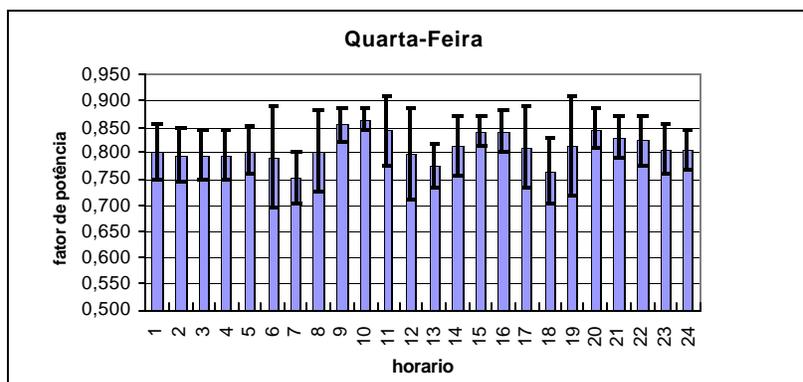


Figura 4: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas quartas-feiras

Observa-se nas quartas-feiras os maiores coeficientes de variação entre 5 e 6 horas da manhã e entre 18 e 19 horas. O maior valor médio de fator de potência encontra-se entre 9 e 10 horas, período com menor coeficiente de variação. O menor valor médio de fator de potência encontra-se entre 6 e 7 horas.

Tabela 5: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas quintas-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	0,806	0,021	0,785	0,826	0,765	0,846	2,560
1:15-2:00	0,797	0,018	0,778	0,815	0,761	0,832	2,268
2:15-3:00	0,794	0,017	0,777	0,811	0,760	0,828	2,166
3:15-4:00	0,796	0,016	0,780	0,811	0,765	0,826	1,966
4:15-5:00	0,810	0,022	0,788	0,831	0,767	0,852	2,689
5:15-6:00	0,793	0,046	0,747	0,839	0,703	0,884	5,803
6:15-7:00	0,759	0,031	0,728	0,790	0,699	0,819	4,048
7:15-8:00	0,795	0,045	0,750	0,840	0,706	0,884	5,715
8:15-9:00	0,853	0,024	0,830	0,877	0,807	0,900	2,770
9:15-10:00	0,864	0,018	0,846	0,882	0,829	0,900	2,096
10:15-11:00	0,848	0,034	0,814	0,881	0,782	0,914	3,960
11:15-12:00	0,797	0,040	0,756	0,837	0,718	0,875	5,038
12:15-13:00	0,783	0,020	0,763	0,802	0,743	0,822	2,556
13:15-14:00	0,811	0,025	0,786	0,835	0,762	0,859	3,037
14:15-15:00	0,833	0,022	0,811	0,855	0,790	0,875	2,610
15:15-16:00	0,830	0,033	0,797	0,863	0,765	0,894	3,974
16:15-17:00	0,803	0,051	0,751	0,854	0,702	0,903	6,393
17:15-18:00	0,755	0,054	0,701	0,809	0,649	0,861	7,168
18:15-19:00	0,813	0,057	0,756	0,870	0,701	0,925	7,037
19:15-20:00	0,842	0,025	0,816	0,867	0,792	0,891	3,020
20:15-21:00	0,826	0,027	0,799	0,853	0,773	0,879	3,296
21:15-22:00	0,820	0,028	0,792	0,849	0,765	0,876	3,455
22:15-23:00	0,805	0,029	0,776	0,833	0,749	0,861	3,557
23:15-00:00	0,805	0,028	0,777	0,833	0,751	0,859	3,442

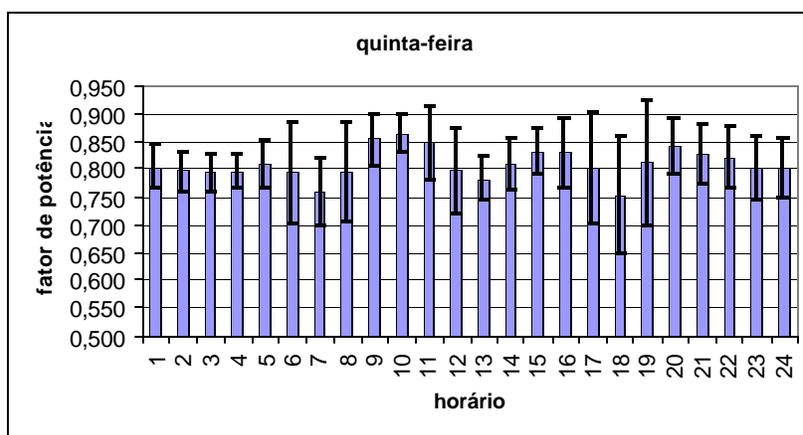


Figura 5: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas quintas-feiras

Observa-se nas quintas-feiras os maiores coeficientes de variação entre 5 e 6 horas da manhã e entre 17 e 18 horas. O maior valor médio de fator de potência encontra-se entre 9 e 10 horas, período com segundo menor coeficiente de variação. Os menores valores médios de fator de potência encontram-se entre 6 e 7 horas da manhã e entre 17 e 18 horas.

Tabela 6: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário nas sextas-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	0,805	0,031	0,774	0,835	0,745	0,865	3,801
1:15-2:00	0,791	0,025	0,765	0,816	0,741	0,841	3,217
2:15-3:00	0,791	0,028	0,763	0,820	0,735	0,847	3,600
3:15-4:00	0,792	0,031	0,761	0,823	0,731	0,853	3,934
4:15-5:00	0,803	0,028	0,775	0,830	0,748	0,857	3,453
5:15-6:00	0,785	0,057	0,728	0,842	0,673	0,897	7,307
6:15-7:00	0,742	0,046	0,696	0,789	0,651	0,833	6,261
7:15-8:00	0,761	0,062	0,699	0,823	0,640	0,882	8,117
8:15-9:00	0,815	0,069	0,746	0,884	0,680	0,950	8,440
9:15-10:00	0,833	0,074	0,759	0,906	0,688	0,977	8,853
10:15-11:00	0,817	0,078	0,740	0,895	0,665	0,969	9,495
11:15-12:00	0,778	0,071	0,706	0,849	0,638	0,917	9,159
12:15-13:00	0,761	0,049	0,713	0,810	0,666	0,857	6,399
13:15-14:00	0,788	0,046	0,742	0,834	0,697	0,878	5,855
14:15-15:00	0,810	0,060	0,750	0,870	0,692	0,928	7,421
15:15-16:00	0,808	0,062	0,746	0,869	0,686	0,929	7,666
16:15-17:00	0,784	0,056	0,727	0,840	0,673	0,894	7,179
17:15-18:00	0,753	0,042	0,711	0,795	0,671	0,835	5,546
18:15-19:00	0,809	0,052	0,757	0,860	0,707	0,910	6,396
19:15-20:00	0,834	0,019	0,816	0,853	0,798	0,871	2,236
20:15-21:00	0,823	0,017	0,806	0,840	0,790	0,857	2,080
21:15-22:00	0,815	0,016	0,798	0,831	0,783	0,847	1,996
22:15-23:00	0,803	0,024	0,780	0,827	0,757	0,850	2,959
23:15-00:00	0,798	0,023	0,775	0,822	0,753	0,844	2,900

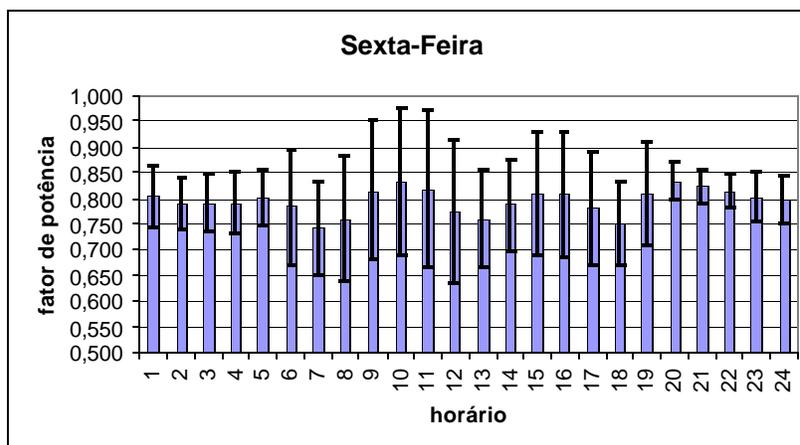


Figura 6: Fator de potência médio ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário nas sextas-feiras

Observa-se nas sextas-feiras os maiores coeficientes de variação entre 10 e 11 e entre 11 e 12 horas. O maior valor médio de fator de potência encontra-se entre 9 e 10 horas. O menor valor médios de fator de potência encontra-se entre 6 e 7 horas da manhã e entre 17 e 18 horas.

Observa-se que durante a semana, ou seja, de segunda a sexta-feira, o fator de potência sofre maior variação em função dos horários, devido a diversidade de equipamentos que entram em operação em horários variados. Vale ressaltar que o fator de potência não atinge o valor de 0,92, exigido pela concessionária, em nenhum momento. Sendo assim, o sistema elétrico analisado, tem enormes gastos com excedentes reativos, o que será discutido mais adiante.

Tabela 7: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) do fator de potência distribuído por horário aos sábados.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	0,798	0,026	0,772	0,824	0,747	0,849	3,268
1:15-2:00	0,788	0,020	0,768	0,808	0,749	0,827	2,505
2:15-3:00	0,784	0,015	0,768	0,799	0,754	0,814	1,965
3:15-4:00	0,786	0,018	0,767	0,804	0,750	0,822	2,330
4:15-5:00	0,789	0,016	0,773	0,805	0,757	0,821	2,056
5:15-6:00	0,765	0,041	0,724	0,806	0,685	0,845	5,343
6:15-7:00	0,704	0,035	0,669	0,740	0,635	0,774	5,022
7:15-8:00	0,689	0,027	0,662	0,716	0,636	0,742	3,933
8:15-9:00	0,694	0,022	0,672	0,715	0,652	0,736	3,101
9:15-10:00	0,702	0,024	0,678	0,725	0,655	0,748	3,379
10:15-11:00	0,694	0,023	0,671	0,717	0,648	0,739	3,351
11:15-12:00	0,680	0,027	0,653	0,706	0,627	0,732	3,928
12:15-13:00	0,664	0,024	0,640	0,688	0,617	0,710	3,585
13:15-14:00	0,656	0,020	0,635	0,676	0,616	0,696	3,122
14:15-15:00	0,659	0,020	0,639	0,679	0,620	0,698	2,994
15:15-16:00	0,669	0,017	0,652	0,686	0,635	0,702	2,541
16:15-17:00	0,675	0,021	0,654	0,696	0,634	0,717	3,124
17:15-18:00	0,690	0,029	0,661	0,719	0,634	0,747	4,187
18:15-19:00	0,786	0,054	0,732	0,841	0,680	0,893	6,927
19:15-20:00	0,830	0,022	0,808	0,852	0,787	0,873	2,640
20:15-21:00	0,811	0,022	0,789	0,833	0,769	0,853	2,664
21:15-22:00	0,803	0,022	0,782	0,825	0,761	0,845	2,692
22:15-23:00	0,796	0,023	0,773	0,818	0,751	0,840	2,854
23:15-00:00	0,798	0,026	0,772	0,824	0,747	0,849	3,268

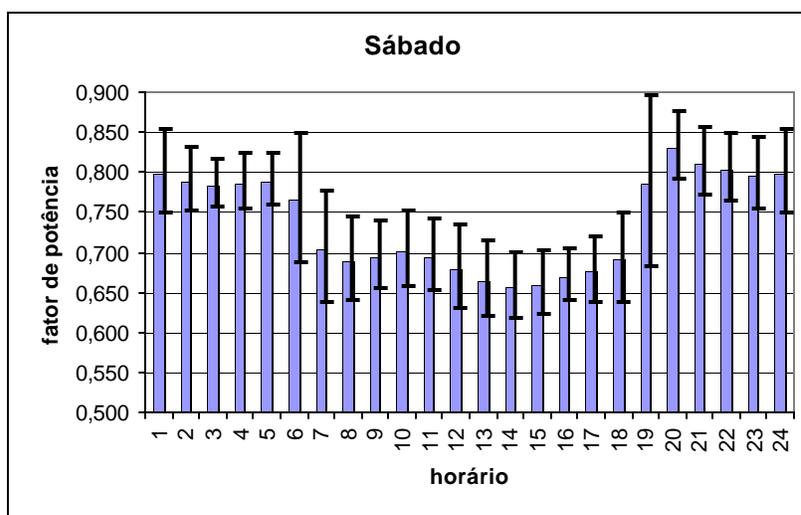


Figura 7: Fator de potência médio($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuído por horário aos sábados

Observa-se que aos sábados a variação de utilização de equipamentos no câmpus é menor do que durante os dias da semana, sendo que o fator de potência sofre uma variação menor. Se observarmos o comportamento do fator de potência aos sábados e domingos, podemos concluir que são praticamente semelhantes.

Convém lembrar que o baixo fator de potência não é só devido ao uso incorreto dos transformadores, mas sim a uma série de causas como: motores e equipamentos mal dimensionados. Por isto, é preciso identificar as possíveis causas do baixo fator de potência junto às cargas alimentadas pelos transformadores, a fim de eliminar o problema.

Dentro do câmpus existem diversas causas que podem provocar a redução do fator de potência, devido uma expressiva quantidade de equipamentos superdimensionados e da grande diversidade de equipamentos de um departamento para o outro, o que torna muito difícil identificar quais destes são realmente responsáveis pelo baixo fator de potência. Sendo assim, seria necessário que se fizesse uma análise mais detalhada para identificar os “pontos” causadores do baixo fator de potência.

A princípio, pode-se afirmar que a substituição dos reatores mais antigos de lâmpadas de descarga por reatores de alto fator de potência, à medida que estes viessem a se danificar, melhoraria a parte que lhe é pertinente, mas o redimensionamento dos transformadores e

motores existentes dentro do câmpus seria a melhor contribuição para a melhora do fator de potência. Entretanto, nem sempre é possível realizar estes redimensionamentos devido à viabilidade econômica. Diante deste quadro, a correção do fator de potência através da instalação de capacitores constitui a solução mais prática. A localização da sua instalação deve ser estudada, observando-se critérios técnicos e econômicos.

Assim através dessas propostas de correção do fator de potência dos transformadores que estão com o fator abaixo do mínimo permitido pela concessionária espera-se contribuir com o processo de conservação de energia elétrica no câmpus, evitando-se assim os desperdícios causados pelo baixo fator de potência nas instalações elétricas.

5.1.2 Banco de capacitores

Com os dados obtidos dos relatórios de curva de carga e com as análises realizadas no item 5.1.1, concluiu-se que a melhor alternativa seria a instalação central de banco de capacitores automático do lado da média tensão. A compensação central com banco automático de capacitores é adequada para instalação com potência reativa muito variável, evitando, assim, que em determinadas horas haja sobre ou sub-compensação.

Para que se fizesse a correção do fator de potência diretamente nos transformadores, “atacando” os pontos críticos da referida instalação elétrica, ou seja, as cargas com menores valores de fator de potência, dever-se-ia fazer medições que fossem registradas ao longo do dia, durante vários dias, semanas ou até mesmo, durante meses. Isso porque a variação de utilização de equipamentos no câmpus é muito ampla, sendo impossível afirmar que o fator de potência permanece constante durante certo período. Como a faculdade não possui o equipamento que faça as medições e o registro das respectivas medições durante um certo período, foram utilizados os dados provenientes dos relatórios de curva de carga fornecidos pela CPFL. Sendo assim, foi possível analisar o sistema elétrico como um todo, o que se permite ter um panorama geral do fator de potência da instalação e analisar os parâmetros já descritos.

A Tabela 8 mostra os valores médios, mínimos e máximos de potência ativa durante cada segmento horário, durante os sete dias da semana.

Tabela 8: valores médios, mínimos e máximos de potência ativa em cada segmento horário, durante os sete dias da semana.

Domingo			
horário	Potência Ativa Média (kW)	Potência Ativa Mínima (kW)	Potência Ativa Máxima (kW)
00:15-1:00	288	264	322
1:15-2:00	287	262	310
2:15-3:00	288	266	314
3:15-4:00	287	271	310
4:15-5:00	287	264	307
5:15-6:00	269	214	314
6:15-7:00	212	180	283
7:15-8:00	196	170	235
8:15-9:00	199	175	235
9:15-10:00	210	182	257
10:15-11:00	209	182	252
11:15-12:00	202	182	240
12:15-13:00	201	185	218
13:15-14:00	202	180	242
14:15-15:00	200	175	254
15:15-16:00	207	175	250
16:15-17:00	211	180	259
17:15-18:00	217	182	250
18:15-19:00	282	214	365
19:15-20:00	314	288	365
20:15-21:00	307	274	360
21:15-22:00	295	269	338

22:15-23:00	285	257	326
23:15-00:00	278	250	317

Tabela 8: (continuação)

Segunda-Feira			
horário	Potência Ativa Média (kW)	Potência Ativa Mínima (kW)	Potência Ativa Máxima (kW)
00:15-1:00	279	254	317
1:15-2:00	276	252	310
2:15-3:00	279	259	310
3:15-4:00	278	262	307
4:15-5:00	278	259	312
5:15-6:00	265	202	307
6:15-7:00	232	197	278
7:15-8:00	282	221	374
8:15-9:00	362	286	410
9:15-10:00	389	353	418
10:15-11:00	375	310	418
11:15-12:00	324	269	403
12:15-13:00	297	266	329
13:15-14:00	338	283	430
14:15-15:00	387	331	444
15:15-16:00	389	338	444
16:15-17:00	345	240	437
17:15-18:00	283	221	372
18:15-19:00	311	218	434
19:15-20:00	340	305	422
20:15-21:00	327	288	396
21:15-22:00	314	283	386
22:15-23:00	305	276	367
23:15-00:00	298	271	353

Tabela 8: (continuação)

Terça-Feira			
horário	Potência		
	Potência Ativa	Potência Ativa	Ativa
	Média (kW)	Mínima (kW)	Máxima (kW)
00:15-1:00	291	252	346
1:15-2:00	290	259	341
2:15-3:00	292	262	336
3:15-4:00	293	262	338
4:15-5:00	290	247	334
5:15-6:00	272	206	329
6:15-7:00	241	211	298
7:15-8:00	295	211	391
8:15-9:00	377	283	425
9:15-10:00	406	326	463
10:15-11:00	390	307	449
11:15-12:00	336	276	418
12:15-13:00	314	271	391
13:15-14:00	366	276	456
14:15-15:00	413	372	463
15:15-16:00	416	341	463
16:15-17:00	353	245	437
17:15-18:00	287	230	338
18:15-19:00	325	240	403
19:15-20:00	351	314	396
20:15-21:00	337	298	384
21:15-22:00	322	286	374
22:15-23:00	310	264	362
23:15-00:00	299	264	348

Tabela 8: (continuação)

Quarta-Feira			
horário	Potência Ativa	Potência Ativa	Potência Ativa
	Média (kW)	Mínima (kW)	Máxima (kW)
00:15-1:00	300	274	338
1:15-2:00	300	281	341
2:15-3:00	302	283	341
3:15-4:00	299	271	343
4:15-5:00	300	274	341
5:15-6:00	285	216	338
6:15-7:00	252	226	290
7:15-8:00	315	235	425
8:15-9:00	389	322	432
9:15-10:00	411	360	444
10:15-11:00	388	312	468
11:15-12:00	338	264	434
12:15-13:00	311	262	374
13:15-14:00	363	278	456
14:15-15:00	413	358	490
15:15-16:00	410	329	470
16:15-17:00	358	257	439
17:15-18:00	286	230	338
18:15-19:00	311	233	379
19:15-20:00	346	307	389
20:15-21:00	330	290	353
21:15-22:00	318	271	341
22:15-23:00	307	274	338
23:15-00:00	297	269	338

Tabela 8: (continuação)

Quinta-Feira			
horário	Potência Ativa Média (kW)	Potência Ativa Mínima (kW)	Potência Ativa Máxima (kW)
00:15-1:00	296	276	329
1:15-2:00	295	266	329
2:15-3:00	296	266	331
3:15-4:00	295	271	331
4:15-5:00	297	281	326
5:15-6:00	282	230	331
6:15-7:00	254	209	305
7:15-8:00	304	228	413
8:15-9:00	382	286	458
9:15-10:00	411	377	463
10:15-11:00	394	326	449
11:15-12:00	333	278	430
12:15-13:00	307	274	374
13:15-14:00	348	276	490
14:15-15:00	395	329	494
15:15-16:00	394	334	492
16:15-17:00	341	247	430
17:15-18:00	271	221	343
18:15-19:00	314	226	406
19:15-20:00	340	302	394
20:15-21:00	325	281	374
21:15-22:00	315	278	348
22:15-23:00	308	269	348
23:15-00:00	299	262	331

Tabela 8: (continuação)

Sexta-Feira			
horário	Potência Ativa Média (kW)	Potência Ativa Mínima (kW)	Potência Ativa Máxima (kW)
00:15-1:00	300	264	322
1:15-2:00	298	252	326
2:15-3:00	297	250	326
3:15-4:00	295	250	324
4:15-5:00	296	252	326
5:15-6:00	281	226	319
6:15-7:00	247	194	283
7:15-8:00	275	223	382
8:15-9:00	359	266	401
9:15-10:00	401	338	463
10:15-11:00	380	302	451
11:15-12:00	332	269	413
12:15-13:00	294	266	341
13:15-14:00	314	271	394
14:15-15:00	361	324	410
15:15-16:00	363	305	432
16:15-17:00	329	257	413
17:15-18:00	274	226	331
18:15-19:00	307	233	365
19:15-20:00	324	305	353
20:15-21:00	318	288	346
21:15-22:00	310	286	341
22:15-23:00	306	288	343
23:15-00:00	296	264	336

Tabela 8: (continuação)

Sábado			
horário	Potência Ativa Média (kW)	Potência Ativa Mínima (kW)	Potência Ativa Máxima (kW)
00:15-1:00	290	269	314
1:15-2:00	288	266	312
2:15-3:00	288	269	307
3:15-4:00	290	271	319
4:15-5:00	289	264	322
5:15-6:00	272	202	312
6:15-7:00	230	197	302
7:15-8:00	215	180	240
8:15-9:00	216	194	250
9:15-10:00	220	197	252
10:15-11:00	223	194	271
11:15-12:00	220	187	259
12:15-13:00	211	180	247
13:15-14:00	208	180	240
14:15-15:00	211	185	242
15:15-16:00	217	197	257
16:15-17:00	221	199	266
17:15-18:00	220	187	252
18:15-19:00	274	202	341
19:15-20:00	310	264	341
20:15-21:00	306	262	331
21:15-22:00	302	276	334
22:15-23:00	299	274	329
23:15-00:00	294	271	331

A Tabela 9 mostra os valores mínimos e máximos de fator de potência durante cada segmento horário, durante os sete dias da semana.

Tabela 9: valores mínimos e máximos de fator de potência em cada segmento horário, durante os sete dias da semana

Domingo		
horário	Fator de Potência Mínimo	Fator de Potência Máximo
00:15-1:00	0,76	0,83
1:15-2:00	0,75	0,83
2:15-3:00	0,75	0,8
3:15-4:00	0,75	0,81
4:15-5:00	0,75	0,81
5:15-6:00	0,66	0,82
6:15-7:00	0,61	0,77
7:15-8:00	0,6	0,75
8:15-9:00	0,63	0,73
9:15-10:00	0,63	0,74
10:15-11:00	0,63	0,74
11:15-12:00	0,6	0,71
12:15-13:00	0,62	0,71
13:15-14:00	0,61	0,7
14:15-15:00	0,61	0,72
15:15-16:00	0,61	0,75
16:15-17:00	0,62	0,77
17:15-18:00	0,64	0,76
18:15-19:00	0,67	0,87
19:15-20:00	0,78	0,86
20:15-21:00	0,77	0,85
21:15-22:00	0,76	0,84

22:15-23:00	0,75	0,85
23:15-00:00	0,73	0,85

Tabela 9: (continuação)

Segunda-Feira		
horário	Fator de Potência Mínimo	Fator de Potência Máximo
00:15-1:00	0,74	0,83
1:15-2:00	0,74	0,83
2:15-3:00	0,74	0,85
3:15-4:00	0,73	0,85
4:15-5:00	0,77	0,85
5:15-6:00	0,67	0,86
6:15-7:00	0,67	0,81
7:15-8:00	0,68	0,88
8:15-9:00	0,8	0,88
9:15-10:00	0,83	0,88
10:15-11:00	0,79	0,9
11:15-12:00	0,74	0,87
12:15-13:00	0,73	0,82
13:15-14:00	0,76	0,87
14:15-15:00	0,8	0,88
15:15-16:00	0,81	0,87
16:15-17:00	0,69	0,89
17:15-18:00	0,68	0,85
18:15-19:00	0,71	0,91
19:15-20:00	0,8	0,9
20:15-21:00	0,8	0,88
21:15-22:00	0,78	0,88
22:15-23:00	0,76	0,88
23:15-00:00	0,76	0,88

Tabela 9: (continuação)

Terça-Feira		
horário	Fator de Potência Mínimo	Fator de Potência Máximo
00:15-1:00	0,77	0,88
1:15-2:00	0,75	0,88
2:15-3:00	0,75	0,88
3:15-4:00	0,77	0,88
4:15-5:00	0,78	0,89
5:15-6:00	0,68	0,89
6:15-7:00	0,7	0,86
7:15-8:00	0,72	0,85
8:15-9:00	0,77	0,88
9:15-10:00	0,81	0,89
10:15-11:00	0,78	0,9
11:15-12:00	0,75	0,87
12:15-13:00	0,74	0,84
13:15-14:00	0,75	0,86
14:15-15:00	0,82	0,89
15:15-16:00	0,78	0,9
16:15-17:00	0,72	0,9
17:15-18:00	0,71	0,85
18:15-19:00	0,72	0,9
19:15-20:00	0,8	0,89
20:15-21:00	0,79	0,88
21:15-22:00	0,77	0,88
22:15-23:00	0,75	0,87
23:15-00:00	0,74	0,87

Tabela 9: (continuação)

Quarta-Feira		
horário	Fator de Potência Mínimo	Fator de Potência Máximo
00:15-1:00	0,76	0,86
1:15-2:00	0,77	0,86
2:15-3:00	0,77	0,85
3:15-4:00	0,77	0,85
4:15-5:00	0,77	0,86
5:15-6:00	0,68	0,87
6:15-7:00	0,7	0,81
7:15-8:00	0,75	0,87
8:15-9:00	0,81	0,89
9:15-10:00	0,85	0,89
10:15-		
11:00	0,78	0,89
11:15-		
12:00	0,74	0,87
12:15-		
13:00	0,75	0,84
13:15-		
14:00	0,76	0,87
14:15-		
15:00	0,81	0,87
15:15-		
16:00	0,79	0,87
16:15-		
17:00	0,72	0,86
17:15-		
18:00	0,7	0,82
18:15-	0,73	0,88

19:00		
19:15-		
20:00	0,81	0,89
20:15-		
21:00	0,79	0,87
21:15-		
22:00	0,78	0,86
22:15-		
23:00	0,77	0,86
23:15-		
00:00	0,78	0,85

Tabela 9: (continuação)

Quinta-Feira		
horário	Fator de Potência Mínimo	Fator de Potência Máximo
00:15-1:00	0,78	0,85
1:15-2:00	0,77	0,83
2:15-3:00	0,77	0,83
3:15-4:00	0,77	0,83
4:15-5:00	0,78	0,86
5:15-6:00	0,69	0,86
6:15-7:00	0,72	0,84
7:15-8:00	0,71	0,86
8:15-9:00	0,79	0,9
9:15-10:00	0,83	0,9
10:15-		
11:00	0,77	0,89
11:15-		
12:00	0,74	0,88
12:15-		
13:00	0,75	0,82
13:15-		
14:00	0,75	0,85
14:15-		
15:00	0,79	0,88
15:15-		
16:00	0,77	0,9
16:15-		
17:00	0,7	0,9
17:15-		
18:00	0,67	0,86
18:15-	0,69	0,89

19:00		
19:15-		
20:00	0,81	0,89
20:15-		
21:00	0,77	0,88
21:15-		
22:00	0,77	0,87
22:15-		
23:00	0,77	0,85
23:15-		
00:00	0,77	0,85

Tabela 9: (continuação)

Sexta-Feira		
horário	Fator de Potência Mínimo	Fator de Potência Máximo
00:15-1:00	0,77	0,87
1:15-2:00	0,76	0,84
2:15-3:00	0,75	0,85
3:15-4:00	0,75	0,85
4:15-5:00	0,76	0,86
5:15-6:00	0,66	0,87
6:15-7:00	0,64	0,82
7:15-8:00	0,63	0,87
8:15-9:00	0,65	0,89
9:15-10:00	0,65	0,91
10:15-		
11:00	0,65	0,91
11:15-		
12:00	0,63	0,87
12:15-		
13:00	0,64	0,83
13:15-		
14:00	0,67	0,84
14:15-		
15:00	0,66	0,89
15:15-		
16:00	0,65	0,89
16:15-		
17:00	0,68	0,89
17:15-		
18:00	0,69	0,84
18:15-	0,7	0,87

19:00		
19:15-		
20:00	0,8	0,87
20:15-		
21:00	0,79	0,86
21:15-		
22:00	0,79	0,85
22:15-		
23:00	0,78	0,85
23:15-		
00:00	0,76	0,85

Tabela 9: (continuação)

Sábado		
horário	Fator de Potência Mínimo	Fator de Potência Máximo
00:15-1:00	0,75	0,85
1:15-2:00	0,76	0,83
2:15-3:00	0,76	0,82
3:15-4:00	0,76	0,83
4:15-5:00	0,76	0,82
5:15-6:00	0,66	0,82
6:15-7:00	0,65	0,78
7:15-8:00	0,63	0,74
8:15-9:00	0,65	0,74
9:15-10:00	0,66	0,75
10:15-		
11:00	0,65	0,75
11:15-		
12:00	0,63	0,73
12:15-		
13:00	0,62	0,7
13:15-		
14:00	0,62	0,69
14:15-		
15:00	0,62	0,69
15:15-		
16:00	0,63	0,7
16:15-		
17:00	0,64	0,71
17:15-		
18:00	0,64	0,74
18:15-	0,69	0,86

19:00		
19:15-		
20:00	0,78	0,86
20:15-		
21:00	0,76	0,85
21:15-		
22:00	0,77	0,85
22:15-		
23:00	0,77	0,85
23:15-		
00:00	0,76	0,84

Com os valores de potência ativa média horária e fator de potência mínimo e máximo horário ao longo da semana, utilizou-se a equação (7) para se calcular os valores de banco de capacitores para corrigir o fator de potência para 0,95. Apesar do valor de fator de potência estipulado pela ANEEL ser igual a 0,92, é importante corrigir para 0,95, evitando assim, qualquer pagamento pelo excedente reativo. A Tabela 10 mostra os valores máximos e mínimos de potência reativa capacitiva necessária, a ser fornecida pelo banco de capacitores, em cada segmento horário, durante os sete dias da semana.

Tabela 10: valores máximos e mínimos de banco de capacitores em cada segmento horário, durante os sete dias da semana.

Domingo		
horário	Banco de Capacitores – Máximo (kVAr)	Banco de Capacitores – Mínimo (kVAr)
00:15-1:00	151,72	98,94
1:15-2:00	158,64	98,45
2:15-3:00	159,19	121,23
3:15-4:00	158,95	113,58
4:15-5:00	158,73	113,42
5:15-6:00	218,09	99,49
6:15-7:00	205,35	105,80
7:15-8:00	197,07	108,52

8:15-9:00	179,98	120,96
9:15-10:00	189,70	121,76
10:15-11:00	188,80	121,18
11:15-12:00	202,72	133,81
12:15-13:00	188,56	133,48
13:15-14:00	196,16	139,80
14:15-15:00	193,73	126,82
15:15-16:00	201,16	114,69
16:15-17:00	197,99	105,66
17:15-18:00	189,04	114,15
18:15-19:00	219,69	67,11
19:15-20:00	148,80	83,16
20:15-21:00	153,56	89,40
21:15-22:00	155,29	93,58
22:15-23:00	157,74	82,99
23:15-00:00	169,07	81,00

Tabela 10: (continuação)

Segunda-Feira		
horário	Banco de Capacitores – Máximo (kVAr)	Banco de Capacitores – Mínimo (kVAr)
00:15-1:00	161,96	95,83
1:15-2:00	160,42	94,92
2:15-3:00	161,63	81,08
3:15-4:00	168,90	80,91
4:15-5:00	139,06	80,96
5:15-6:00	206,25	70,05
6:15-7:00	181,07	91,85
7:15-8:00	211,38	59,52
8:15-9:00	152,65	76,47
9:15-10:00	133,40	82,01
10:15-11:00	167,61	58,31
11:15-12:00	187,85	77,07
12:15-13:00	180,38	109,65
13:15-14:00	178,11	80,53
14:15-15:00	163,21	81,76
15:15-16:00	153,72	92,57
16:15-17:00	248,40	63,32
17:15-18:00	212,48	82,51
18:15-19:00	206,09	39,45
19:15-20:00	143,44	52,99
20:15-21:00	137,77	69,02
21:15-22:00	148,53	66,19
22:15-23:00	160,73	64,43
23:15-00:00	157,04	62,95

Tabela 10: (continuação)

Terça-Feira		
horário	Banco de Capacitores – Máximo (kVAr)	Banco de Capacitores – Mínimo (kVAr)
00:15-1:00	145,53	61,44
1:15-2:00	160,25	61,13
2:15-3:00	161,27	61,52
3:15-4:00	146,50	61,85
4:15-5:00	137,43	53,29
5:15-6:00	203,53	49,86
6:15-7:00	166,44	63,71
7:15-8:00	187,43	85,89
8:15-9:00	188,46	79,56
9:15-10:00	160,33	74,48
10:15-11:00	184,58	60,66
11:15-12:00	185,66	79,89
12:15-13:00	182,41	99,74
13:15-14:00	202,59	96,92
14:15-15:00	152,49	75,82
15:15-16:00	196,90	64,71
16:15-17:00	224,27	54,95
17:15-18:00	190,32	83,53
18:15-19:00	206,71	50,65
19:15-20:00	147,91	64,47
20:15-21:00	150,56	71,03
21:15-22:00	161,04	67,99
22:15-23:00	171,59	73,83
23:15-00:00	173,28	71,09

Tabela 10: (continuação)

Quarta-Feira		
horário	Banco de Capacitores – Máximo (kVAr)	Banco de Capacitores – Mínimo (kVAr)
00:15-1:00	158,00	79,43
1:15-2:00	149,75	79,28
2:15-3:00	150,80	87,80
3:15-4:00	149,23	86,88
4:15-5:00	149,86	79,34
5:15-6:00	213,92	67,94
6:15-7:00	173,99	99,46
7:15-8:00	174,15	74,93
8:15-9:00	153,91	71,50
9:15-10:00	119,68	75,51
10:15-11:00	183,69	71,22
11:15-12:00	195,89	80,36
12:15-13:00	172,17	98,73
13:15-14:00	191,11	86,41
14:15-15:00	163,08	98,20
15:15-16:00	183,63	97,70
16:15-17:00	227,66	94,87
17:15-18:00	197,75	105,61
18:15-19:00	189,01	65,66
19:15-20:00	136,68	63,49
20:15-21:00	147,66	78,56
21:15-22:00	150,77	84,26
22:15-23:00	153,66	81,35
23:15-00:00	140,46	86,32

Tabela 10: (continuação)

Quinta-Feira		
horário	Banco de Capacitores – Máximo (kVAr)	Banco de Capacitores – Mínimo (kVAr)
00:15-1:00	140,08	86,09
1:15-2:00	147,41	101,23
2:15-3:00	147,98	101,62
3:15-4:00	147,64	101,39
4:15-5:00	140,88	78,73
5:15-6:00	203,40	74,74
6:15-7:00	161,31	80,57
7:15-8:00	201,39	80,38
8:15-9:00	170,96	59,47
9:15-10:00	141,12	63,97
10:15-11:00	196,88	72,32
11:15-12:00	193,38	70,34
12:15-13:00	169,86	113,39
13:15-14:00	192,77	101,42
14:15-15:00	176,84	83,42
15:15-16:00	197,04	61,34
16:15-17:00	235,96	53,11
17:15-18:00	211,20	71,73
18:15-19:00	225,95	57,60
19:15-20:00	134,22	62,35
20:15-21:00	162,44	68,57
21:15-22:00	157,34	74,92
22:15-23:00	153,78	89,53
23:15-00:00	149,44	87,00

Tabela 10: (continuação)

Sexta-Feira		
horário	Banco de Capacitores – Máximo (kVAr)	Banco de Capacitores – Mínimo (kVAr)
00:15-1:00	150,15	71,49
1:15-2:00	157,00	94,61
2:15-3:00	164,31	86,44
3:15-4:00	163,18	85,85
4:15-5:00	155,71	78,28
5:15-6:00	227,87	67,00
6:15-7:00	215,18	91,15
7:15-8:00	248,90	65,54
8:15-9:00	301,40	65,85
9:15-10:00	337,05	50,90
10:15-11:00	319,40	48,24
11:15-12:00	300,43	79,11
12:15-13:00	255,98	100,79
13:15-14:00	244,71	99,62
14:15-15:00	292,53	66,35
15:15-16:00	304,94	66,63
16:15-17:00	246,70	60,44
17:15-18:00	197,55	87,01
18:15-19:00	212,27	73,07
19:15-20:00	136,30	77,01
20:15-21:00	142,11	84,07
21:15-22:00	138,90	90,36
22:15-23:00	145,06	89,15
23:15-00:00	155,84	86,15

Tabela 10: (continuação)

Sábado		
horário	Banco de Capacitores – Máximo (kVAr)	Banco de Capacitores – Mínimo (kVAr)
00:15-1:00	160,61	84,50
1:15-2:00	151,44	98,76
2:15-3:00	151,46	106,25
3:15-4:00	152,43	99,40
4:15-5:00	152,32	106,85
5:15-6:00	220,34	100,51
6:15-7:00	193,57	109,08
7:15-8:00	194,50	124,84
8:15-9:00	181,38	125,22
9:15-10:00	178,14	121,73
10:15-11:00	187,34	123,32
11:15-12:00	198,60	133,47
12:15-13:00	198,05	146,19
13:15-14:00	194,74	149,74
14:15-15:00	197,28	151,69
15:15-16:00	196,40	150,23
16:15-17:00	193,02	146,80
17:15-18:00	191,44	127,40
18:15-19:00	197,48	72,56
19:15-20:00	146,96	82,13
20:15-21:00	160,92	88,96
21:15-22:00	150,76	87,77
22:15-23:00	149,66	87,13
23:15-00:00	154,52	93,11

Os valores calculados por segmento horário em cada dia da semana permitem que o banco de capacitores automático seja projetado adequadamente para o sistema elétrico. Determinou-se a média (180kVAr), desvio padrão ($S=36\text{kVAr}$) e o intervalo que inclui 95% dos valores máximos de potência reativa capacitiva ($1,96*S=70\text{kVAr}$). Concluiu-se que o

valor máximo de potência reativa capacitiva a ser utilizada no banco de capacitores (Q_c) é aproximadamente de 250kVAr.

5.1.3 Capacidade liberada de potência

Depois de corrigido o fator de potência num sistema elétrico, pode-se calcular o valor da capacidade liberada de potência para uma nova carga a ser instalada.

A figura 8 mostra as relações que podem ser obtidas no equacionamento:

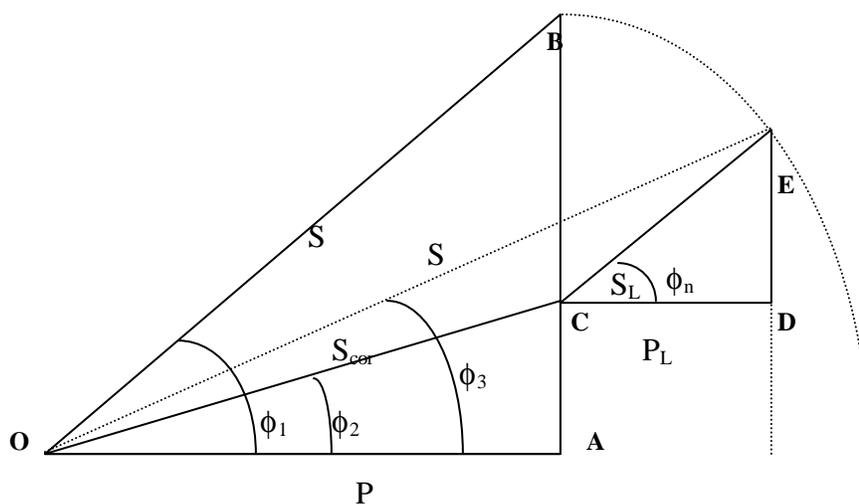


Figura 8: Capacidade liberada de potência para a instalação de nova carga com fator de potência qualquer

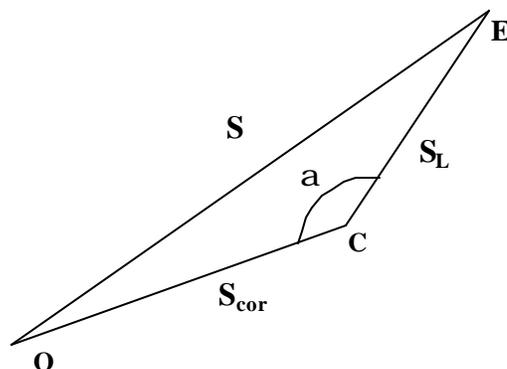
onde:

f_2 = ângulo de correção do fator de potência;

f_n = ângulo da carga a ser instalada no circuito após a correção do

fator de potência

Da Figura 8, destaca-se o triângulo OCE:



Aplicando a Lei dos Cossenos e fazendo $\mathbf{a} = \mathbf{f}_2 + 180 - \mathbf{f}_n$, pode-se determinar o valor de S_L :

$$S^2 = S_{cor}^2 + S_L^2 - 2 \cdot S_{cor} \cdot S_L \cdot \cos \mathbf{a}$$

$$S_L^2 + S_L \cdot (-2 \cdot S_{cor} \cdot \cos \mathbf{a}) + (S_{cor}^2 - S^2) = 0 \quad \text{(equação 13)}$$

Resolvendo-se a equação do 2º grau, tem-se o valor de S_L :

$$S_L = S_{cor} \cdot \cos \mathbf{a} + \sqrt{S^2 - S_{cor}^2 \cdot \sin^2 \mathbf{a}} \quad \text{(equação 14)}$$

sendo:

S_L = capacidade liberada de potência aparente para uma carga a ser instalada com fator de potência qualquer (kVA)

S_{cor} = potência aparente do sistema elétrico após o fator de potência ter sido corrigido (kVA)

S = potência aparente do sistema elétrico original (kVA)

$\mathbf{a} = \mathbf{f}_2 + 180 - \mathbf{f}_n$; sendo \mathbf{f}_2 = ângulo de correção do fator de potência e

\mathbf{f}_n = ângulo da carga a ser instalada no circuito após a correção do fator de potência

Determinou-se, também, os valores de P_L e $\cos \phi_3$:

$$P_L = S_L \cdot \cos f_n \quad \text{(equação 15)}$$

onde:

P_L = capacidade liberada de potência ativa para uma carga a ser instalada com fator de potência qualquer (kW)

S_L = capacidade liberada de potência aparente para uma carga a ser instalada com fator de potência qualquer (kVA)

$\cos f_n$ = fator de potência da carga a ser instalada

$$\cos f_3 = \frac{P + P_L}{S} \quad \text{(equação 16)}$$

onde:

$\cos f_3$ = fator de potência final das duas cargas combinadas

P = potência ativa do sistema elétrico original (kW)

S = potência aparente do sistema elétrico original (kVA)

5.1.3.1 Programa computacional

O programa computacional em *Visual Basic* foi desenvolvido para calcular os valores de Q_c , S_L , P_L e $\cos f_3$.

O usuário fornece os valores de:

- fator de potência do circuito;
- potência aparente do circuito;
- fator de potência corrigido (deve ser utilizado 0,95);
- fator de potência da nova carga a ser instalada no circuito corrigido.

Sendo assim, o programa pode simular diversos valores tanto para a potência aparente do circuito, como para o fator de potência da nova carga a ser instalada no circuito corrigido, e obter os valores das capacidades liberadas de potência.

A Figura 9 ilustra a tela do programa.

Cálculo de Qc, Sl, Pl e FPt

Entre com o valor do fator de potência

Entre com o valor da potência aparente do transformador (kVA)

Entre com o valor do fator de potência corrigido

Entre com o valor do fator de potência da carga a ser instalada após a correção do fator de potência

Qc = 6,22
 Qc: potência reativa capacitiva necessária para elevar o fator de potência para 0,95 (banco de capacitores) (kVAr)

Sl = 3,29
 Sl: capacidade de potência aparente liberada para a carga a ser instalada (kVA)

Pl = 2,63
 Pl: capacidade de potência ativa liberada para a carga a ser instalada (kW)

FPt = 0,92
 FPt = fator de potência final das duas cargas combinadas

Figura 9: tela do programa computacional, onde o usuário fornece os valores de $\cos f_1$, S , $\cos f_2$, e $\cos f_n$, sendo calculados os valores de saída (Q_c , S_L , P_L e FP_t)

5.1.3.2 Simulações com resultados práticos

Considerando somente para efeito de cálculo, os dados obtidos de transformadores existentes no câmpus (Teixeira,1999), já que hoje a realidade é muito diferente, calculou-se as capacidades liberadas de potência dos transformadores então existentes, considerando o fator de potência da carga a ser instalada igual a 0,8. A Tabela 11 mostra os valores destas simulações.

Tabela 11: Valores máximo e mínimo do FP (COSf), potência aparente (S), potência reativa para a correção do FP (Qc), capacidade liberada de potência aparente (SL)com instalação de nova carga com FP = 0,8 e capacidade liberada de potência ativa (PL)com instalação de nova carga com FP = 0,8

LOCAL	COSf	S (kVA)	Qc (kVAr)	S _L (kVA)	P _L (kW)
1. Biblioteca e Diretoria	0.89	53832	8978	3576	2861
	0.82	56378	17248	8082	6465
2. Central de Aulas e Ciências Ambientais	0.87	10718	2255	949	759
	0.79	12138	4326	2137	1709
3. Ciências do Solo	0.76	34762	14009	7258	5806
	0.72	64484	9665	16259	13007
4. Cinag	0.86	3880	733	386	309
	0.81	4573	1399	705	564
5. Agricultura	0.86	16842	3888	1676	1340
	0.81	21900	7079	3380	2703
6. Engenharia Rural	0.84	13132	3541	1595	1276
	0.79	12194	4346	2148	1718
7. Defesa Fitossanitária	0.85	44271	11094	4891	3913
	0.81	113796	36784	17557	14046
8. Tecnologia e Economia	0.71	12956	6135	3407	2726
	0.66	63895	34300	20243	16194
9. Zootecnia e Manutenção	0.87	107179	22547	9483	7587
	0.84	83831	22605	10180	8145
10. Horticultura	0.82	33827	10349	4849	3879
	0.77	45518	17655	9009	7207

5.2 Fator de Carga

As tabelas 12 a 14 mostram os valores de fator de carga (FC) calculados no horário de ponta, fora de ponta e geral para cada mês, durante os anos de 2000, 2001 e 2002, respectivamente.

Tabela 12: valores de fator de carga no horário de ponta, fora de ponta e geral, durante o ano de 2000, além da média e desvio padrão

	ponta	foraponta	geral
maio	0,852	0,586	0,597
junho	0,806	0,623	0,633
julho	0,835	0,609	0,617
agosto	0,862	0,634	0,644
setembro	0,882	0,674	0,680
outubro	0,769	0,549	0,553
novembro	0,882	0,606	0,609
dezembro	0,779	0,637	0,634
média	0,833	0,615	0,621
desvio	0,044	0,037	0,037

Tabela 13: valores de fator de carga no horário de ponta, fora de ponta e geral, durante o ano de 2001, além da média e desvio padrão

	Ponta	foraponta	geral
janeiro	0,797	0,529	0,532
fevereiro	0,797	0,598	0,597
março	0,711	0,523	0,522
abril	0,840	0,618	0,619
maio	0,766	0,627	0,629
junho	0,823	0,644	0,652
julho	0,794	0,560	0,570
agosto	0,853	0,584	0,594
setembro	0,844	0,634	0,637

outubro	0,712	0,595	0,601
novembro	0,844	0,638	0,637
dezembro	0,707	0,544	0,542
média	0,791	0,591	0,594
desvio	0,055	0,043	0,044

Tabela 14: valores de fator de carga no horário de ponta, fora de ponta e geral, durante o ano de 2002, além da média e desvio padrão

	Ponta	foraponta	geral
janeiro	0,660	0,576	0,575
fevereiro	0,790	0,679	0,674
março	0,701	0,482	0,481
abril	0,738	0,525	0,523
maio	0,838	0,611	0,614
junho	0,814	0,683	0,686
julho	0,812	0,685	0,695
agosto	0,836	0,668	0,679
setembro	0,818	0,692	0,696
outubro	0,782	0,569	0,575
novembro	0,895	0,664	0,669
dezembro	0,742	0,581	0,581
média	0,786	0,618	0,621
desvio	0,065	0,071	0,073

Os gráficos a seguir apresentam a variação do fator de carga ao longo dos anos de 2000, 2001 e 2002, respectivamente.

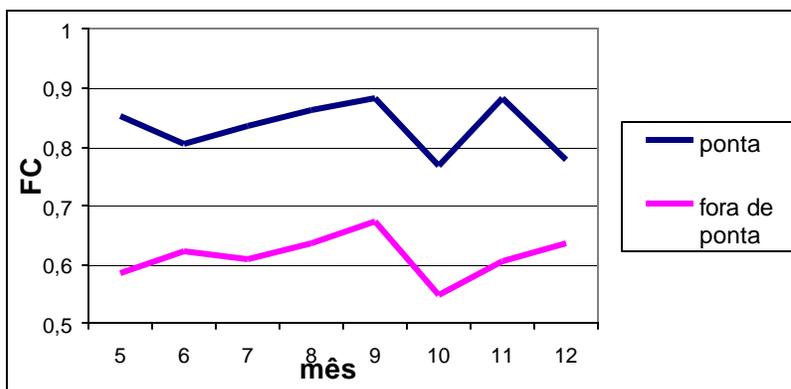


Figura 10: Fator de carga ao longo do ano de 2000, no horário de ponta e fora de ponta

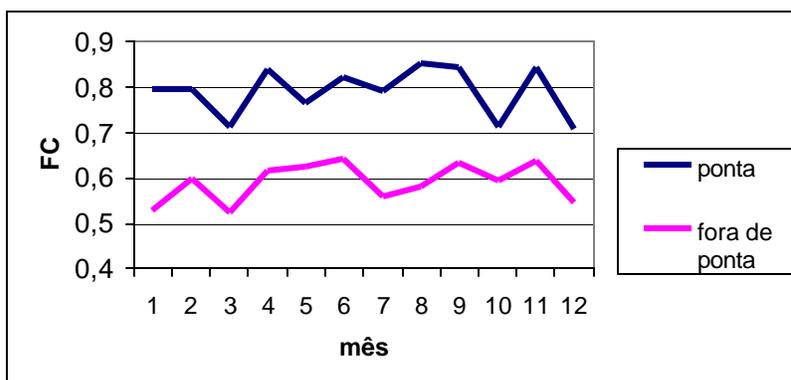


Figura 11: Fator de carga ao longo do ano de 2001, no horário de ponta e fora de ponta

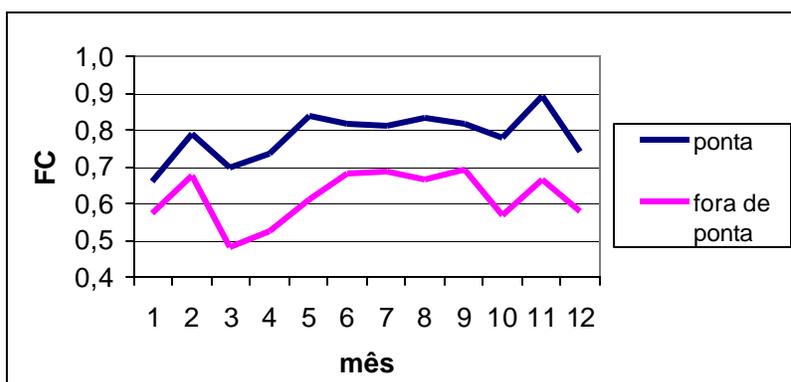


Figura 12: Fator de carga ao longo do ano de 2002, no horário de ponta e fora de ponta

Observando-se as Tabelas 12, 13, 14 e as Figuras 10, 11, 12, nota-se que as médias do fator de carga na ponta e fora de ponta são próximos de 0,80 e 0,60, respectivamente.

No ano 2000, os menores valores de fator de carga foram observados em outubro, sendo 0,769 no horário de ponta e 0,549 no horário fora de ponta. Os maiores valores foram observados em setembro e novembro na ponta, sendo 0,882 e 0,674 fora de ponta em setembro.

No ano 2001, os menores valores de fator de carga nos horários de ponta e fora de ponta foram 0,707 e 0,523, respectivamente observados em dezembro e em março. Os maiores valores de fator de carga nos horários de ponta e fora de ponta foram 0,853 e 0,644, respectivamente observados em agosto e em junho.

No ano 2002, os menores valores de fator de carga nos horários de ponta e fora de ponta foram 0,66 e 0,482, respectivamente observados em janeiro e em março. Os maiores valores de fator de carga nos horários de ponta e fora de ponta foram 0,895 e 0,692, respectivamente observados em novembro e em setembro.

O baixo fator de carga gerado pela concentração de demanda em um curto período de tempo, provoca o carregamento dos transformadores e cabos de alimentação, reduzindo assim a vida útil, o rendimento e a eficiência destes equipamentos. Mas além destas consequências apresentadas, o fator de carga também influencia no preço médio do kWh consumido, pois quanto menor o valor do fator de carga, maior é o preço médio cobrado.

Como será abordado mais adiante, o preço médio não é faturado na conta de energia elétrica cobrada pela concessionária. Por isto, deve-se tomar muito cuidado, pois existe uma grande diferença entre o conceito de preço médio e o de faturamento das contas de energia elétrica, realizado mensalmente pelas concessionárias, como será explicado mais adiante.

Para que seja possível um aumento do fator de carga numa instalação é necessário que se faça um remanejamento da utilização das cargas existentes, deslocando assim o funcionamento de certos equipamentos que funcionam durante o período de demanda alta, para horários em que a demanda requisitada é menor.

O remanejamento das cargas para os horários de menor demanda possibilita a redução da demanda máxima, sendo que esta redução deve ser realizada sem afetar o resultado final de um processo ou a realização das tarefas diárias do consumidor. Esta medida também poderá proporcionar a redução da demanda contratada, podendo, assim, diminuir seus encargos com a energia elétrica.

Através dos cálculos realizados, percebe-se que de uma forma geral o fator de carga sofre variações ao longo dos meses no referido câmpus. Agora, analisando-se o problema de uma outra forma, pode-se chegar à conclusão que o fator de carga medido no câmpus encontra-se acima do fator de carga típico para estabelecimentos de ensino superior que é de 0,33, segundo CPFL (1989). O conceito de fator de carga típico para uma instalação pode ser introduzido de forma a caracterizar um tipo de instalação, sendo seu valor estabelecido em função do quadro em que se encontra o funcionamento das cargas, não se levando em conta a potência consumida, o horário de funcionamento e até mesmo a necessidade destas cargas.

O valor do fator de carga típico para os diversos tipos de consumidores não deve ser mantido como um objetivo a ser alcançado. A meta a ser atingida é de que o valor do fator de carga encontrado dentro de uma instalação seja no mínimo igual ao fator de carga típico.

Apesar dos valores de fator de carga estarem dentro da especificação característica determinada pela CPFL (1989), seria interessante que existisse um controle sobre a entrada e saída de operação das cargas instaladas no câmpus. Todavia, isto é praticamente impossível devido ao fato de existirem diversos blocos, laboratórios dentro da universidade, os quais possuem de certa forma cargas de características específicas da área e executam na maioria das vezes atividades totalmente diferentes. Portanto, o controle e supervisão das cargas dentro do câmpus é uma tarefa um tanto difícil, diante da grande extensão das instalações elétricas e a diversidade de atividades,.

Uma tentativa para melhorar o fator de carga deve ser analisada cuidadosamente, pois a introdução de controladores de demanda dentro dos departamentos pode acabar trazendo grandes empecilhos para a realização de experimentos, ou mesmo para a própria

manutenção do prédio, como no caso do desligamento de equipamentos essenciais para o seu funcionamento.

Uma solução que poderia gerar resultados positivos seria o levantamento das cargas instaladas e o seu período de funcionamento para cada transformador e, através da análise das curvas de carga levantadas em cada um deles, realizar o remanejamento do horário de funcionamento dos equipamentos. Caso fosse uma indústria, esta meta poderia ser alcançada mais facilmente, pois estes consumidores na maioria das vezes possuem uma curva de carga bem definida no decorrer do dia a dia, possibilitando uma programação adequada de operação das cargas e conseqüente aumento do fator de carga.

No caso apresentado, é praticamente impossível realizar uma programação sistemática de operação das cargas dentro do câmpus, porém tem-se como alternativa que cada departamento se auto-gerencie, distribuindo de forma adequada a utilização de seus equipamentos ao longo do dia.

Convém lembrar novamente que o fator de carga não é faturado nas contas de energia, ou seja, corresponde a um índice que indica a forma de como a energia elétrica vem sendo utilizada, caracterizando, assim, o perfil do consumidor.

5.3 Demanda

O estudo da demanda nos horários de ponta e fora de ponta resultou das análises dos dados obtidos das faturas de energia elétrica e dos relatórios de curva de carga.

As análises foram divididas em algumas etapas envolvendo o estudo descritivo da demanda e a análise econômica.

5.3.1 Estudo descritivo

As Tabelas 15 a 21 e os gráficos apresentados nas Figuras 13 a 19, mostram os valores do estudo descritivo da demanda (kW) realizado por segmento horário para cada dia da semana.

Tabela 15: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário aos domingos.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	288,19	15,34	272,85	303,53	258,12	318,25	5,32
1:15-2:00	286,75	11,82	274,93	298,57	263,58	309,92	4,12
2:15-3:00	287,75	10,61	277,14	298,36	266,95	308,55	3,69
3:15-4:00	287,31	10,41	276,90	297,72	266,91	307,71	3,62
4:15-5:00	286,91	11,65	275,25	298,56	264,06	309,75	4,06
5:15-6:00	269,38	29,05	240,32	298,43	212,43	326,32	10,79
6:15-7:00	211,63	22,22	189,41	233,84	168,08	255,17	10,50
7:15-8:00	196,16	15,46	180,70	211,61	165,86	226,45	7,88
8:15-9:00	199,09	15,43	183,66	214,53	168,84	229,34	7,75
9:15-10:00	209,84	19,06	190,78	228,91	172,48	247,21	9,08
10:15-11:00	208,84	18,61	190,24	227,45	172,38	245,31	8,91
11:15-12:00	201,78	15,38	186,40	217,16	171,64	231,93	7,62
12:15-13:00	201,28	9,96	191,32	211,24	181,76	220,80	4,95

13:15-14:00	202,16	13,98	188,18	216,14	174,76	229,56	6,92
14:15-15:00	199,66	15,64	184,02	215,30	169,00	230,31	7,83
15:15-16:00	207,31	18,80	188,51	226,11	170,47	244,16	9,07
16:15-17:00	211,34	19,66	191,69	231,00	172,81	249,87	9,30
17:15-18:00	216,81	18,37	198,45	235,18	180,81	252,81	8,47
18:15-19:00	281,91	40,17	241,73	322,08	203,17	360,65	14,25
19:15-20:00	314,19	16,86	297,32	331,05	281,13	347,24	5,37
20:15-21:00	307,16	19,49	287,67	326,64	268,96	345,35	6,34
21:15-22:00	294,97	18,65	276,31	313,62	258,41	331,53	6,32
22:15-23:00	285,13	16,84	268,28	301,97	252,12	318,13	5,91
23:15-00:00	278,28	18,17	260,11	296,45	242,66	313,90	6,53

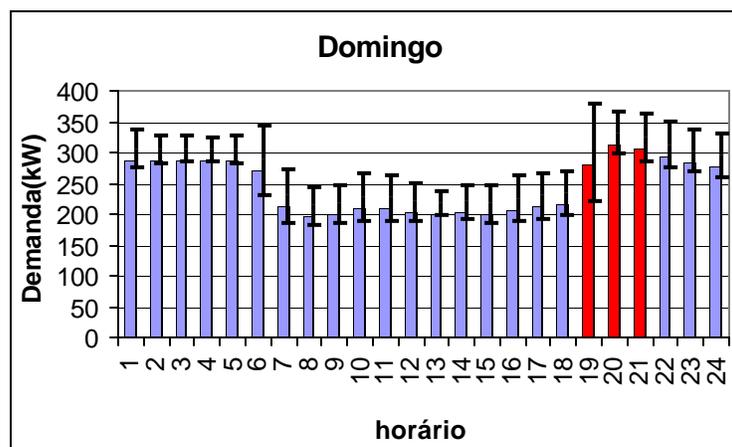


Figura 13: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96 * S$) distribuída por horário aos domingos

Observa-se que aos domingos, o maior valor médio de demanda encontra-se entre 19 e 20 horas, atingindo o valor de 314kW. Observa-se também que o maior coeficiente de variação ocorre também nesse período. Vale ressaltar que aos sábados e domingos não são considerados horários de ponta. A demanda sofre poucas variações do período entre 7 da manhã até às 18 horas. Conclui-se, portanto, que aos domingos, as maiores variações de demanda ocorrem nos períodos onde é ligado e desligado o sistema de iluminação.

Tabela 16: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas segundas-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	279,13	16,00	263,13	295,12	247,77	310,48	5,73
1:15-2:00	276,47	14,32	262,15	290,79	248,41	304,53	5,18
2:15-3:00	278,56	14,52	264,05	293,08	250,11	307,01	5,21
3:15-4:00	278,00	13,70	264,30	291,70	251,15	304,85	4,93
4:15-5:00	278,16	14,31	263,85	292,47	250,11	306,20	5,14
5:15-6:00	264,66	29,02	235,63	293,68	207,77	321,54	10,97
6:15-7:00	232,34	21,32	211,02	253,67	190,55	274,14	9,18
7:15-8:00	282,00	43,61	238,39	325,61	196,52	367,48	15,47
8:15-9:00	362,31	27,65	334,66	389,96	308,12	416,50	7,63
9:15-10:00	388,56	16,90	371,66	405,46	355,44	421,69	4,35
10:15-11:00	374,63	34,38	340,24	409,01	307,24	442,01	9,18
11:15-12:00	323,75	42,66	281,09	366,41	240,14	407,36	13,18
12:15-13:00	296,91	16,59	280,31	313,50	264,38	329,43	5,59
13:15-14:00	338,31	39,55	298,77	377,86	260,80	415,82	11,69
14:15-15:00	387,38	29,97	357,41	417,34	328,64	446,11	7,74
15:15-16:00	388,88	26,21	362,66	415,09	337,50	440,25	6,74
16:15-17:00	344,84	55,54	289,31	400,38	235,99	453,70	16,11
17:15-18:00	283,47	45,89	237,58	329,36	193,52	373,41	16,19
18:15-19:00	310,78	52,11	258,67	362,89	208,65	412,91	16,77
19:15-20:00	340,47	28,87	311,60	369,34	283,89	397,05	8,48
20:15-21:00	327,00	26,48	300,52	353,48	275,11	378,89	8,10

21:15-22:00	311,97	26,12	285,84	338,09	260,76	363,17	8,37
22:15-23:00	303,63	24,09	279,53	327,72	256,40	350,85	7,94
23:15-00:00	297,50	22,93	274,57	320,43	252,55	342,45	7,71

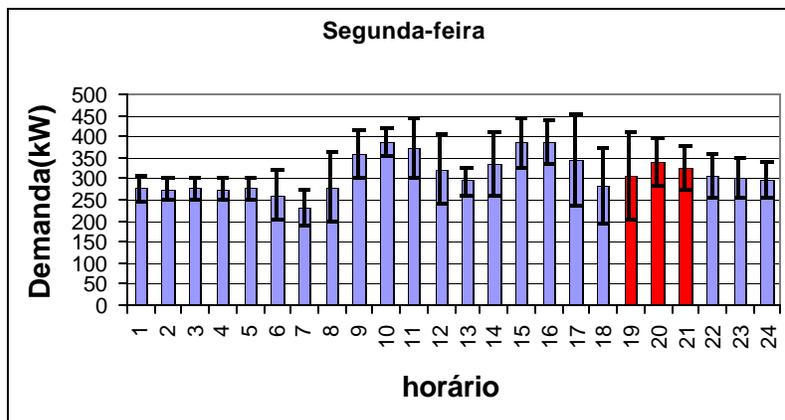


Figura 14: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário nas segundas-feiras

Para efeito de análise durante a semana (segunda a sexta-feira) considera-se o período útil, onde as atividades são intensas, das 8 da manhã às 17 horas. Observa-se que a demanda média diminui entre 17 e 18 horas, período em que as atividades no câmpus começam a diminuir, e aumenta no período entre 18 e 19 horas, período em que a iluminação é acionada.

Observa-se nas segundas-feiras o maior coeficiente de variação entre 18 e 19 horas. O maior e o menor coeficiente de variação no período útil são observados entre 16 e 17 horas e entre 9 e 10 horas, respectivamente. O maior valor médio de demanda no período útil encontra-se entre 15 e 16 horas, e o menor valor de demanda média encontra-se entre 12 e 13 horas.

Tabela 17: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas terças-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	291,09	23,62	267,47	314,71	244,80	337,39	8,11
1:15-2:00	289,66	23,25	266,41	312,90	244,09	335,22	8,03
2:15-3:00	291,50	21,58	269,92	313,08	249,21	333,79	7,40
3:15-4:00	293,03	20,75	272,28	313,78	252,36	333,70	7,08
4:15-5:00	290,19	20,32	269,87	310,51	250,37	330,01	7,00
5:15-6:00	271,53	32,20	239,33	303,73	208,43	334,64	11,86
6:15-7:00	240,69	21,24	219,45	261,92	199,06	282,31	8,82
7:15-8:00	295,09	51,73	243,36	346,82	193,70	396,49	17,53
8:15-9:00	376,97	36,86	340,11	413,83	304,73	449,21	9,78
9:15-10:00	405,59	29,18	376,41	434,77	348,40	462,79	7,19
10:15-11:00	389,75	35,39	354,36	425,14	320,38	459,12	9,08
11:15-12:00	335,59	40,33	295,26	375,93	256,54	414,65	12,02
12:15-13:00	314,38	25,39	288,99	339,76	264,61	364,14	8,08
13:15-14:00	366,19	47,01	319,18	413,19	274,06	458,32	12,84
14:15-15:00	412,91	24,22	388,68	437,13	365,43	460,38	5,87
15:15-16:00	415,75	27,00	388,75	442,75	362,84	468,66	6,49
16:15-17:00	353,09	57,74	295,36	410,83	239,93	466,26	16,35
17:15-18:00	287,00	35,96	251,04	322,96	216,51	357,49	12,53
18:15-19:00	325,44	45,46	279,98	370,89	236,34	414,53	13,97
19:15-20:00	351,06	20,60	330,46	371,66	310,68	391,44	5,87
20:15-21:00	336,53	20,63	315,91	357,16	296,10	376,96	6,13
21:15-22:00	322,13	21,47	300,66	343,59	280,04	364,21	6,67
22:15-23:00	310,16	22,93	287,23	333,09	265,21	355,10	7,39
23:15-00:00	298,63	21,13	277,49	319,76	257,21	340,04	7,08

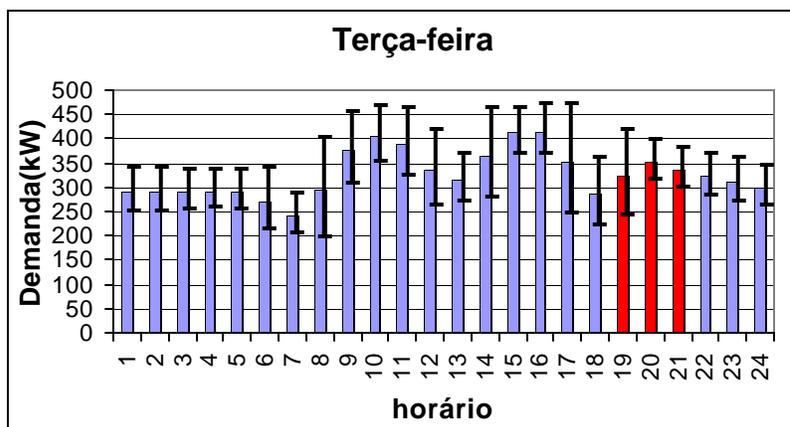


Figura 15: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96 * S$) distribuída por horário nas terças-feiras

Observa-se nas terças-feiras o maior coeficiente de variação entre 7 e 8 horas. O maior e o menor coeficiente de variação no período útil são observados entre 16 e 17 horas e entre 14 e 15 horas, respectivamente. O maior valor médio de demanda no período útil encontra-se entre 15 e 16 horas, e o menor valor de demanda média encontra-se entre 12 e 13 horas.

Tabela 18: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas quartas-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	300,11	18,86	281,25	318,96	263,15	337,07	6,28
1:15-2:00	299,54	17,62	281,92	317,16	265,00	334,07	5,88
2:15-3:00	301,64	16,82	284,83	318,46	268,68	334,60	5,57
3:15-4:00	298,50	19,25	279,25	317,75	260,78	336,22	6,45
4:15-5:00	299,75	19,32	280,43	319,07	261,89	337,61	6,44
5:15-6:00	285,39	31,77	253,62	317,17	223,12	347,67	11,13
6:15-7:00	251,61	18,89	232,72	270,49	214,59	288,62	7,51
7:15-8:00	314,79	56,94	257,84	371,73	203,18	426,39	18,09
8:15-9:00	389,36	32,06	357,30	421,41	326,53	452,19	8,23
9:15-10:00	411,18	18,92	392,26	430,10	374,10	448,26	4,60
10:15-11:00	387,86	40,78	347,08	428,64	307,92	467,79	10,51
11:15-12:00	337,61	47,59	290,02	385,20	244,33	430,89	14,10
12:15-13:00	311,21	31,48	279,73	342,69	249,51	372,92	10,12
13:15-14:00	363,00	57,08	305,92	420,08	251,13	474,87	15,72
14:15-15:00	412,54	43,35	369,18	455,89	327,56	497,51	10,51
15:15-16:00	410,43	35,85	374,58	446,28	340,16	480,69	8,73
16:15-17:00	358,43	54,22	304,21	412,65	252,15	464,70	15,13
17:15-18:00	285,96	28,41	257,55	314,37	230,28	341,65	9,93
18:15-19:00	311,11	38,96	272,14	350,07	234,74	387,47	12,52
19:15-20:00	345,75	17,31	328,44	363,06	311,82	379,68	5,01
20:15-21:00	330,04	15,26	314,78	345,30	300,13	359,94	4,62
21:15-22:00	318,36	17,77	300,59	336,12	283,53	353,18	5,58
22:15-23:00	307,36	17,69	289,67	325,05	272,68	342,03	5,76
23:15-00:00	296,57	19,03	277,54	315,61	259,26	333,88	6,42

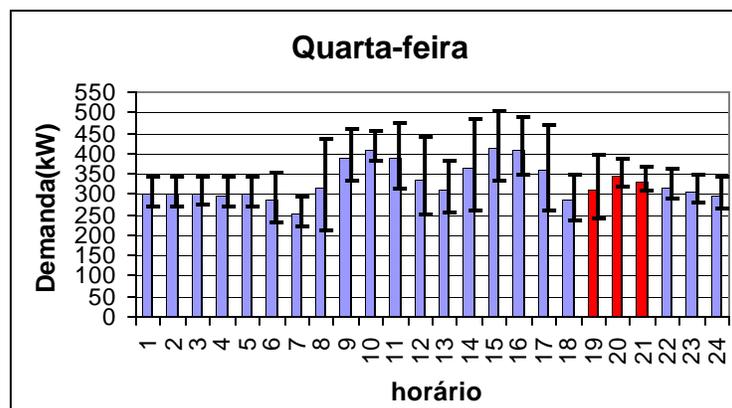


Figura 16: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96 * S$) distribuída por horário nas quartas-feiras

Observa-se nas quartas-feiras o maior coeficiente de variação entre 7 e 8 horas. O maior e o menor coeficiente de variação no período útil são observados entre 13 e 14 horas e entre 9 e 10 horas, respectivamente. O maior valor médio de demanda no período útil encontra-se entre 14 e 15 horas, e o menor valor de demanda média encontra-se entre 12 e 13 horas.

Tabela 19: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas quintas-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	295,78	13,83	281,95	309,61	268,67	322,89	4,68
1:15-2:00	294,84	15,47	279,37	310,31	264,52	325,16	5,25
2:15-3:00	296,00	16,74	279,26	312,74	263,19	328,81	5,66
3:15-4:00	295,31	15,99	279,32	311,30	263,97	326,65	5,41
4:15-5:00	297,47	13,39	284,08	310,85	271,23	323,70	4,50
5:15-6:00	282,38	28,72	253,66	311,09	226,09	338,66	10,17
6:15-7:00	253,97	23,91	230,05	277,88	207,10	300,84	9,42
7:15-8:00	303,69	57,02	246,67	360,71	191,93	415,45	18,78
8:15-9:00	382,13	40,62	341,50	422,75	302,50	461,75	10,63
9:15-10:00	411,03	27,27	383,76	438,31	357,57	464,49	6,64
10:15-11:00	393,81	30,68	363,14	424,49	333,69	453,94	7,79
11:15-12:00	333,28	37,24	296,04	370,52	260,29	406,28	11,17
12:15-13:00	307,03	21,52	285,51	328,56	264,84	349,22	7,01
13:15-14:00	348,44	54,19	294,25	402,62	242,23	454,64	15,55
14:15-15:00	395,25	40,51	354,74	435,76	315,86	474,64	10,25
15:15-16:00	394,13	41,70	352,43	435,82	312,40	475,85	10,58
16:15-17:00	341,22	51,39	289,83	392,61	240,50	441,94	15,06
17:15-18:00	271,00	30,85	240,15	301,85	210,54	331,46	11,38
18:15-19:00	313,69	46,96	266,73	360,65	221,64	405,73	14,97
19:15-20:00	339,53	24,78	314,75	364,31	290,96	388,10	7,30
20:15-21:00	324,91	23,85	301,06	348,76	278,16	371,65	7,34
21:15-22:00	314,72	18,42	296,30	333,14	278,62	350,82	5,85
22:15-23:00	307,59	19,12	288,48	326,71	270,13	345,06	6,21
23:15-00:00	298,91	17,71	281,20	316,62	264,20	333,62	5,92

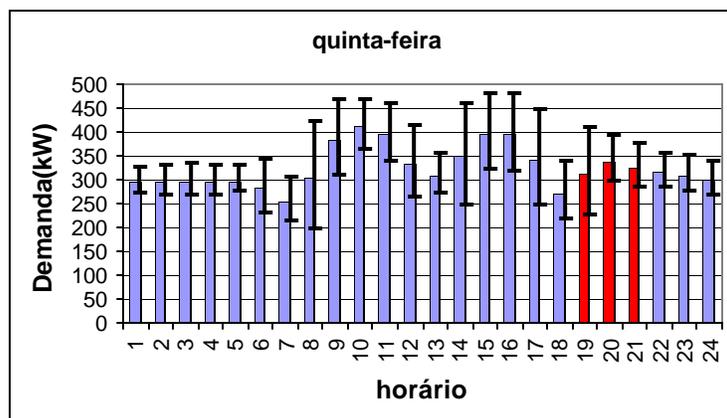


Figura 17: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário nas quintas-feiras

Observa-se nas quintas-feiras o maior coeficiente de variação entre 7 e 8 horas. O maior e o menor coeficiente de variação no período útil são observados entre 13 e 14 horas e entre 9 e 10 horas, respectivamente. O maior valor médio de demanda no período útil encontra-se entre 9 e 10 horas, e o menor valor de demanda média encontra-se entre 12 e 13 horas.

Tabela 20: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário nas sextas-feiras.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	296,34	16,15	280,20	312,49	264,69	327,99	5,45
1:15-2:00	295,53	18,86	276,67	314,39	258,56	332,50	6,38
2:15-3:00	295,31	19,25	276,06	314,57	257,58	333,05	6,52
3:15-4:00	292,41	18,96	273,44	311,37	255,23	329,58	6,49
4:15-5:00	292,75	17,61	275,14	310,36	258,24	327,26	6,01
5:15-6:00	276,47	30,21	246,26	306,68	217,26	335,67	10,93
6:15-7:00	243,81	24,93	218,88	268,74	194,95	292,68	10,23
7:15-8:00	277,50	65,37	212,13	342,87	149,37	405,63	23,56
8:15-9:00	342,78	67,73	275,06	410,51	210,04	475,52	19,76
9:15-10:00	376,22	73,22	303,00	449,44	232,71	519,72	19,46
10:15-11:00	355,53	69,90	285,63	425,43	218,52	492,54	19,66
11:15-12:00	309,69	56,68	253,00	366,37	198,59	420,79	18,30
12:15-13:00	284,38	37,99	246,39	322,36	209,92	358,83	13,36
13:15-14:00	306,94	53,06	253,88	360,00	202,94	410,93	17,29
14:15-15:00	343,47	58,47	284,99	401,94	228,86	458,08	17,02
15:15-16:00	341,22	59,32	281,90	400,54	224,96	457,48	17,38
16:15-17:00	308,63	55,94	252,68	364,57	198,98	418,27	18,13
17:15-18:00	264,59	31,71	232,89	296,30	202,45	326,74	11,98
18:15-19:00	300,53	40,86	259,67	341,39	220,44	380,62	13,60
19:15-20:00	321,53	14,17	307,36	335,71	293,75	349,31	4,41
20:15-21:00	315,41	15,07	300,34	330,47	285,87	344,94	4,78
21:15-22:00	307,81	13,92	293,89	321,73	280,53	335,09	4,52
22:15-23:00	303,28	13,16	290,12	316,44	277,48	329,08	4,34
23:15-00:00	293,88	13,34	280,54	307,21	267,74	320,01	4,54

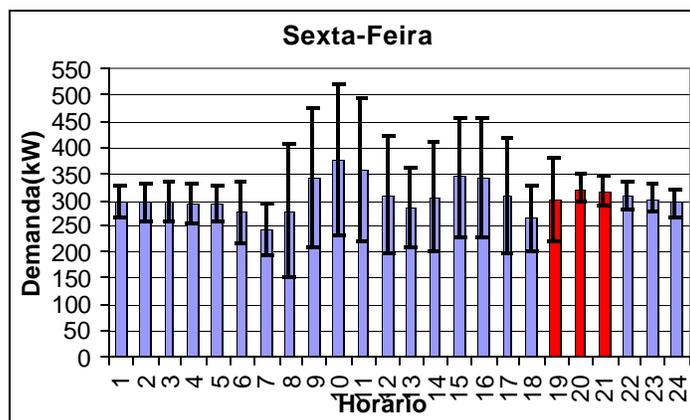


Figura 18: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário nas sextas-feiras

Observa-se nas sextas-feiras o maior coeficiente de variação entre 7 e 8 horas. O maior e o menor coeficiente de variação no período útil são observados entre 11 e 12 horas e entre 12 e 13 horas, respectivamente. O maior valor médio de demanda no período útil encontra-se entre 9 e 10 horas, e o menor valor de demanda média encontra-se entre 12 e 13 horas.

Observa-se que o menor valor de demanda no período útil encontra-se das 12 às 13 horas, evidenciando o horário de almoço.

O maior valor médio de demanda no período útil encontra-se nas terças-feiras das 15 às 16 horas, com aproximadamente 416kW.

Tabela 21: Estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído por horário aos sábados.

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
00:15-1:00	290,31	9,83	280,49	300,14	271,05	309,57	3,38
1:15-2:00	287,66	11,26	276,40	298,91	265,60	309,72	3,91
2:15-3:00	287,69	9,60	278,08	297,29	268,87	306,51	3,34
3:15-4:00	289,53	12,86	276,67	302,39	264,33	314,73	4,44
4:15-5:00	289,31	13,79	275,52	303,10	262,28	316,34	4,77
5:15-6:00	272,16	29,53	242,62	301,69	214,27	330,04	10,85
6:15-7:00	230,31	27,84	202,47	258,16	175,74	284,89	12,09
7:15-8:00	215,16	16,09	199,06	231,25	183,61	246,70	7,48
8:15-9:00	215,81	15,08	200,73	230,89	186,25	245,37	6,99
9:15-10:00	220,03	15,14	204,89	235,17	190,36	249,70	6,88
10:15-11:00	222,91	19,87	203,03	242,78	183,96	261,86	8,92
11:15-12:00	219,69	18,65	201,04	238,34	183,14	256,24	8,49
12:15-13:00	211,41	16,84	194,57	228,24	178,40	244,41	7,97
13:15-14:00	207,88	17,74	190,14	225,61	173,11	242,64	8,53
14:15-15:00	210,59	14,81	195,79	225,40	181,57	239,61	7,03
15:15-16:00	217,25	15,55	201,70	232,80	186,78	247,72	7,16
16:15-17:00	221,38	17,23	204,15	238,60	187,61	255,14	7,78
17:15-18:00	219,56	16,14	203,42	235,71	187,92	251,21	7,35
18:15-19:00	274,16	38,71	235,45	312,86	198,29	350,02	14,12
19:15-20:00	310,31	18,80	291,51	329,11	273,46	347,16	6,06
20:15-21:00	305,66	16,95	288,71	322,60	272,44	338,87	5,54
21:15-22:00	301,56	15,52	286,04	317,08	271,14	331,98	5,15
22:15-23:00	299,34	15,17	284,18	314,51	269,62	329,07	5,07
23:15-00:00	293,50	14,60	278,90	308,10	264,88	322,12	4,98

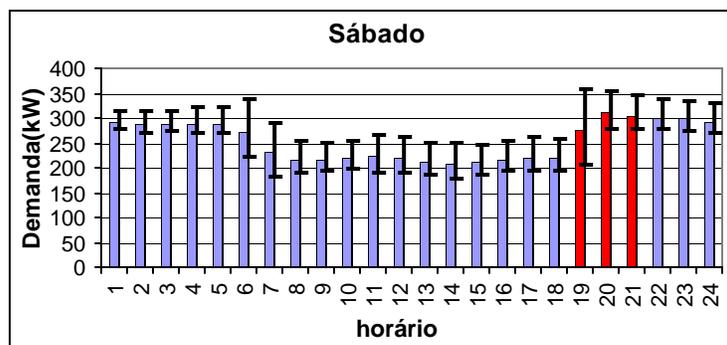


Figura 19: Demanda média ($\bar{X} \pm 1,96*S$) distribuída por horário aos sábados

Observa-se que aos sábados, o maior valor médio de demanda encontra-se entre 19 e 20 horas, atingindo o valor de 310kW. Observa-se também que o maior coeficiente de variação ocorre entre 18 e 19 horas. Vale ressaltar que aos sábados e domingos não são considerados horários de ponta. A demanda sofre poucas variações do período entre 7 da manhã até às 18 horas. Conclui-se, portanto, que o comportamento da demanda, ou seja, a curva de carga aos sábados é semelhante aos domingos, tendo a mesma característica ao longo do dia e da noite, sendo a demanda aos sábados um pouco maior do que aos domingos.

- análise do conjunto total dos dados

Aplicou-se o método da estatística descritiva no conjunto total dos dados de demanda nos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente. Destaca-se a importância desta análise visto que os valores de demanda são contratados na ponta e fora de ponta.

Além dos estudos de demanda já vistos no item 5.3.1, realizados por segmento horário em cada dia da semana, realizou-se também um estudo global da demanda, ou seja, utilizando todos os valores independentemente do dia e do horário, sendo separados apenas em horário de ponta e fora de ponta.

A Tabela 22 mostra os valores do estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído nos horários de ponta e fora de ponta, tendo uma amostra de 564 valores no horário de ponta e 4716 valores no horário fora de ponta.

Tabela 22: estudo descritivo (média, desvio padrão, intervalo que inclui 95% dos valores individuais, coeficiente de variação) da demanda distribuído nos horários de ponta e fora de ponta

horário	\bar{X}	S	$\bar{X} - S$	$\bar{X} + S$	$\bar{X} - 1,96S$	$\bar{X} + 1,96S$	CV(%)
ponta	311,14	48,24	262,90	359,38	216,59	405,69	15,5
fora de ponta	298,94	61,57	237,37	360,51	178,26	419,62	20,6

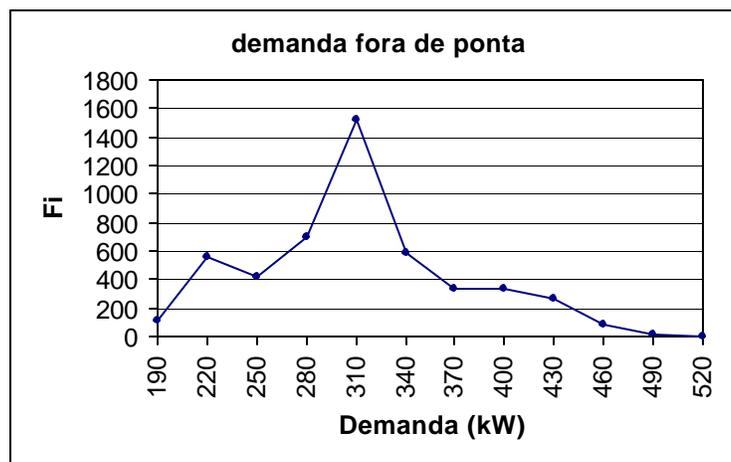
Observa-se neste estudo que a demanda registrada no horário de ponta é próximo ao valor de demanda registrada no horário fora de ponta. O desvio padrão e o coeficiente de variação são maiores no horário fora de ponta, comprovando maior variação do uso de energia elétrica durante o período fora de ponta, onde as atividades no câmpus são intensas. Com isso, comprova-se a importância do estudo realizado por segmento horário em cada dia da semana, onde foi possível observar o comportamento dos valores das variações com maior precisão.

- distribuição de frequências por classes

A seguir será apresentado a Tabela 23 mostrando a distribuição de frequências por classes, num total aproximado de 5000 valores de demanda fora de ponta, no período de 60 dias consecutivos compreendidos entre setembro e novembro de 2001.

Tabela 23: Distribuição de freqüências dos valores de demanda fora de ponta

Classes (kW)	Fi
161-190	115
191-220	552
221-250	420
251-280	694
281-310	1527
311-340	585
341-370	331
371-400	331
401-430	272
431-460	87
461-490	20
491-520	2

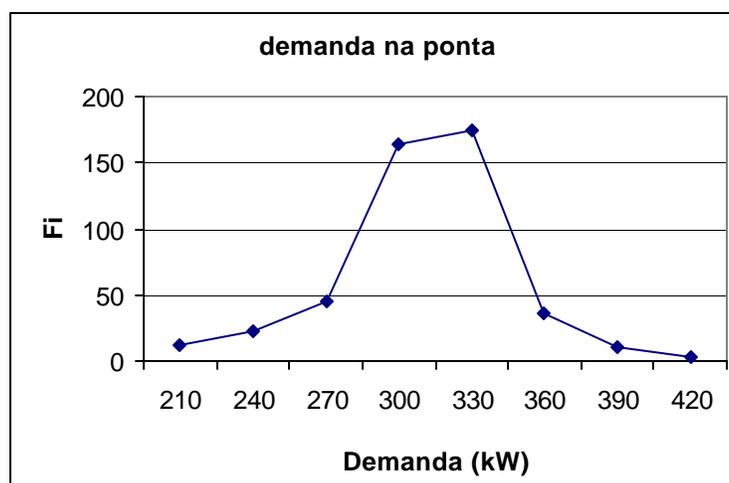
**Figura 20: Distribuição de freqüências dos valores de demanda fora de ponta**

Observa-se que a maior freqüência encontra-se na classe de 281 a 310kW, considerando a distribuição dos valores de demanda fora de ponta.

A seguir será apresentada a Tabela 24 mostrando a distribuição de freqüências por classes, num total aproximado de 500 valores de demanda na ponta, no período de 60 dias consecutivos compreendidos entre setembro e novembro de 2001.

Tabela 24: Distribuição de freqüências dos valores de demanda no horário de ponta

Classes (kW)	Fi
211-240	12
241-270	22
271-300	45
301-330	164
331-360	175
361-390	36
391-420	11
421-450	3

**Figura 21: Distribuição de freqüências dos valores de demanda no horário de ponta**

Observa-se que a maior freqüência encontra-se na classe de 331 a 360kW, considerando a distribuição dos valores de demanda no horário de ponta.

- demanda no horário de ponta e fora de ponta

Foram traçados os gráficos comparativos das demandas registradas nos horários de ponta e fora de ponta durante os anos de 2000, 2001 e 2002.

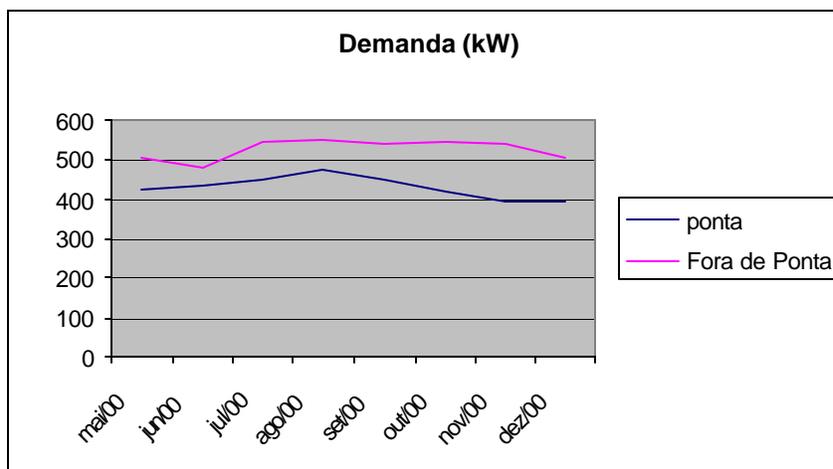


Figura 22: Demanda mensal registrada nos horários de ponta e fora de ponta em 2000

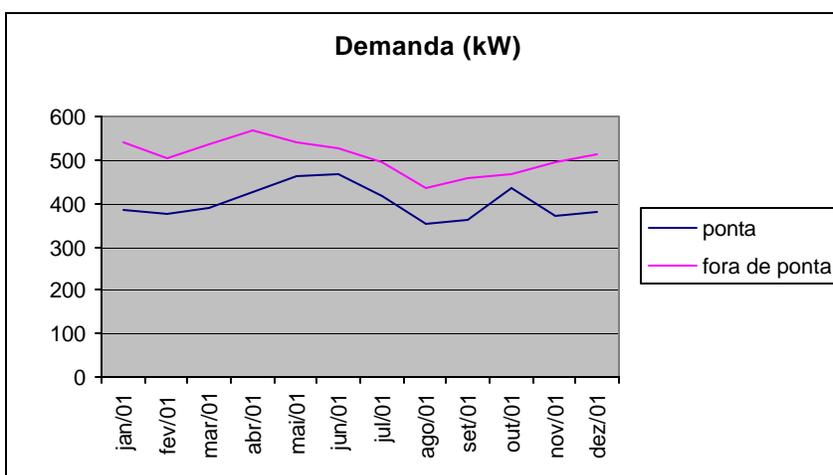


Figura 23: Demanda mensal registrada nos horários de ponta e fora de ponta em 2001

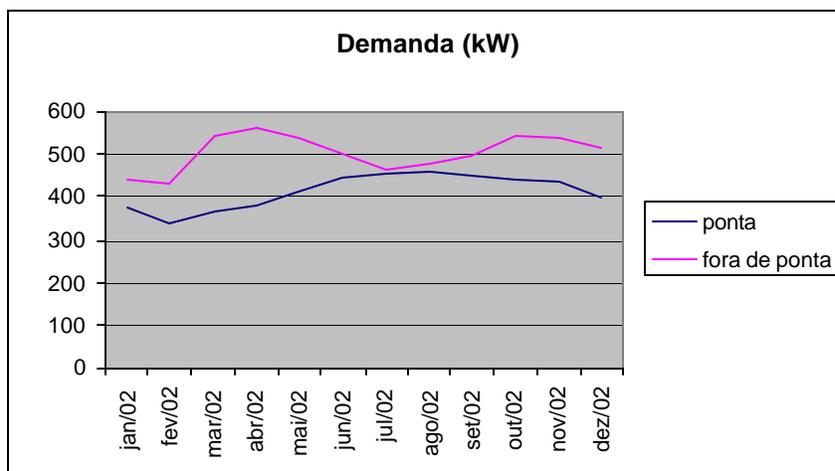


Figura 24: Demanda mensal registrada nos horários de ponta e fora de ponta em 2002

5.3.2 Análise econômica

A análise econômica da demanda é fator importante na determinação do valor mais adequado de demandas contratadas na ponta e fora de ponta. Para se fazer este estudo foram utilizados os dados de demandas registradas durante 2 anos, ou seja, 2001 e 2002. Vale ressaltar que a determinação do valor “ideal” de demanda contratada é fundamental para que a empresa não ultrapasse o valor limite e nem deixe uma “sobra” considerável, já que o faturamento é feito pelo valor contratado e existem multas para ultrapassagens.

Com o objetivo de atingir este valor “ideal”, o estudo foi baseado no levantamento estatístico já visto no item 5.3.1 e no estudo econômico que será apresentado a seguir.

As abreviações utilizadas são:

DP cont: demanda de ponta contratada

DFP cont: demanda fora de ponta contratada

DP reg: demanda de ponta registrada

DFP reg: demanda fora de ponta registrada

ULTRAP P: demanda de ultrapassagem na ponta

ULTRAP FP: demanda de ultrapassagem fora de ponta

Vale lembrar que é admitida uma tolerância de ultrapassagem tanto na ponta como fora de ponta, ou seja, somente vai ser cobrada tarifa de ultrapassagem se **ULTRAP P** for maior que 10% do valor de **DP cont** e **ULTRAP FP** for maior que 10% do valor de **DFP cont**.

Os valores negativos de **ULTRAP P** (demanda de ultrapassagem na ponta) e **ULTRAP FP** (demanda de ultrapassagem fora de ponta) indicam que no referido período “sobrou” demanda, ou seja, a demanda registrada foi menor que a contratada.

Tabela 25: valores de demanda de ponta e fora de ponta contratada, demanda de ponta e fora de ponta registrada, e demanda de ultrapassagem na ponta e fora de ponta no ano 2001

	DP cont	DFP cont	DP reg	DFP reg	ULTRAP P	ULTRAP FP
jan/01	400	450	384	540	-16	90
fev/01	400	450	377	506	-23	56
mar/01	400	450	391	538	-9	88
abr/01	400	450	425	566	25	116
mai/01	400	450	463	542	63	92
jun/01	400	450	468	526	68	76
jul/01	450	520	418	494	-32	-26
ago/01	450	520	353	434	-97	-86
set/01	450	520	362	456	-88	-64
out/01	450	520	434	468	-16	-52
nov/01	450	520	370	494	-80	-26
dez/01	450	520	379	514	-71	-6

Tabela 26: custo unitário e faturamento de demanda na ponta e fora de ponta no ano 2001

mês	Custo Unitário de Demanda (R\$/kW)		Faturamento de Demanda (R\$)		
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Total
jan/01	14,724	4,9050	5.889,60	2.207,25	8.096,85
fev/01	14,724	4,9050	5.889,60	2.207,25	8.096,85
mar/01	14,724	4,9050	5.889,60	2.207,25	8.096,85
abr/01	14,957	4,9826	5.982,80	2.242,18	8.224,98
mai/01	17,208	5,7330	6.883,20	2.579,85	9.463,05
jun/01	17,208	5,7330	6.883,20	2.579,85	9.463,05
jul/01	17,208	5,7330	7.743,60	2.981,16	10.724,76
ago/01	17,208	5,7330	7.743,60	2.981,16	10.724,76
set/01	17,208	5,7330	7.743,60	2.981,16	10.724,76
out/01	17,208	5,7330	7.743,60	2.981,16	10.724,76
nov/01	17,208	5,7330	7.743,60	2.981,16	10.724,76
dez/01	17,208	5,7330	7.743,60	2.981,16	10.724,76

Tabela 27: custo unitário e faturamento de demanda de ultrapassagem na ponta e fora de ponta no ano 2001

	Custo Unitário de Ultrapassagem (R\$/kW)		Faturamento de Ultrapassagem (R\$)		
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Total
jan/01	44,172	14,724	0,00	1.325,16	1.325,16
fev/01	44,172	14,724	0,00	824,54	824,54
mar/01	44,172	14,724	0,00	1.295,71	1.295,71
abr/01	44,871	14,957	0,00	1.735,01	1.735,01
mai/01	51,624	17,208	3.252,31	1.583,14	4.835,45
jun/01	51,624	17,208	3.510,43	1.307,81	4.818,24
jul/01	51,624	17,208	0,00	0,00	0,00
ago/01	51,624	17,208	0,00	0,00	0,00
set/01	51,624	17,208	0,00	0,00	0,00
out/01	51,624	17,208	0,00	0,00	0,00
nov/01	51,624	17,208	0,00	0,00	0,00
dez/01	51,624	17,208	0,00	0,00	0,00

Observa-se que a partir de julho de 2001, o faturamento de ultrapassagem tornou-se nulo. Isto ocorreu devido ao aumento dos valores da demanda contratada na ponta, passando de 400 para 450kW, e fora de ponta, passando de 450 para 520kW.

Observa-se, também, que a partir de julho, o faturamento total da demanda, tanto na ponta, como fora de ponta, permaneceu constante, pois o faturamento passou a ser feito baseado na demanda contratada exclusivamente, ou seja, sem despesa alguma com tarifa de ultrapassagem de demanda.

Tabela 28: Custo total de demanda de ponta, fora de ponta, e total, no ano 2001

	Custo Total de Demanda (R\$)		
	Ponta	Fora de Ponta	Total
jan/01	5.889,60	3.532,41	9.422,01
fev/01	5.889,60	3.031,79	8.921,39
mar/01	5.889,60	3.502,96	9.392,56
abr/01	5.982,80	3.977,19	9.959,99
mai/01	10.135,51	4.162,99	14.298,50
jun/01	10.393,63	3.887,66	14.281,29
jul/01	7.743,60	2.981,16	10.724,76
ago/01	7.743,60	2.981,16	10.724,76
set/01	7.743,60	2.981,16	10.724,76
out/01	7.743,60	2.981,16	10.724,76
nov/01	7.743,60	2.981,16	10.724,76
dez/01	7.743,60	2.981,16	10.724,76

Tabela 29: valores de demanda de ponta e fora de ponta contratada, demanda de ponta e fora de ponta registrada, e demanda de ultrapassagem na ponta e fora de ponta no ano 2002

	DP cont	DFP cont	DP reg	DFP reg	ULTRAP P	ULTRAP FP
jan/02	450	520	377	439	-73	-81
fev/02	450	520	338	430	-112	-90
mar/02	450	520	365	542	-85	22
abr/02	450	520	382	559	-68	39
mai/02	450	520	415	540	-35	20
jun/02	450	520	446	502	-4	-18
jul/02	450	520	454	463	4	-57
ago/02	450	520	456	480	6	-40
set/02	450	520	449	497	-1	-23
out/02	450	520	442	545	-8	25
nov/02	450	520	434	540	-16	20
dez/02	450	520	398	514	-52	-6

Observa-se que houve uma “sobra” de demanda em todos os meses de 2002, o que sugere um redimensionamento da demanda contratada.

Tabela 30: custo unitário e faturamento de demanda na ponta e fora de ponta no ano 2002

Mês	Custo Unitário de Demanda (R\$/kW)		Faturamento de Demanda (R\$)		
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Total
jan/02	17,909	5,9653	8.059,05	3.101,93	11.160,98
fev/02	18,567	6,1830	8.355,15	3.215,16	11.570,31
mar/02	18,567	6,1830	8.355,15	3.215,16	11.570,31
abr/02	18,794	6,2600	8.457,30	3.255,20	11.712,50
mai/02	20,691	6,9030	9.310,95	3.589,56	12.900,51
jun/02	20,691	6,9030	9.310,95	3.589,56	12.900,51
jul/02	20,691	6,9030	9.310,95	3.589,56	12.900,51
ago/02	20,691	6,9030	9.310,95	3.589,56	12.900,51
set/02	20,691	6,9030	9.310,95	3.589,56	12.900,51
out/02	19,818	6,6120	8.918,10	3.438,24	12.356,34
nov/02	19,717	6,5780	8.872,65	3.420,56	12.293,21
dez/02	19,717	6,5780	8.872,65	3.420,56	12.293,21

Observa-se que a demanda registrada não ultrapassou a demanda contratada em nenhum período de 2002, zerando, assim, as despesas com demanda de ultrapassagem.

Tabela 31: custo unitário e faturamento de demanda de ultrapassagem na ponta e fora de ponta no ano 2002

	Custo Unitário de Ultrapassagem (R\$/kW)		Faturamento de Ultrapassagem (R\$)		
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Total
jan/02	53,727	17,909	0,00	0,00	0,00
fev/02	55,701	18,567	0,00	0,00	0,00
mar/02	55,701	18,567	0,00	0,00	0,00
abr/02	56,382	18,794	0,00	0,00	0,00
mai/02	62,073	20,691	0,00	0,00	0,00
jun/02	62,073	20,691	0,00	0,00	0,00
jul/02	62,073	20,691	0,00	0,00	0,00
ago/02	62,073	20,691	0,00	0,00	0,00
set/02	62,073	20,691	0,00	0,00	0,00
out/02	59,454	19,818	0,00	0,00	0,00
nov/02	59,151	19,717	0,00	0,00	0,00
dez/02	59,151	19,717	0,00	0,00	0,00

Tabela 32: Custo total de demanda de ponta, fora de ponta, e total, no ano 2002

	Custo Total de Demanda (R\$)		
	Ponta	Fora de Ponta	Total
jan/02	8.059,05	3.101,93	11.160,98
fev/02	8.355,15	3.215,16	11.570,31
mar/02	8.355,15	3.215,16	11.570,31
abr/02	8.457,30	3.255,20	11.712,50
mai/02	9.310,95	3.589,56	12.900,51
jun/02	9.310,95	3.589,56	12.900,51
jul/02	9.310,95	3.589,56	12.900,51
ago/02	9.310,95	3.589,56	12.900,51
set/02	9.310,95	3.589,56	12.900,51
out/02	8.918,10	3.438,24	12.356,34
nov/02	8.872,65	3.420,56	12.293,21
dez/02	8.872,65	3.420,56	12.293,21

Observando-se os resultados apresentados nas tabelas, concluiu-se que era possível “melhorar” esses valores de demanda contratada, ou seja, minimizar os custos com as demandas de ponta e fora de ponta. Para conseguir atingir este objetivo, foram feitas simulações com novos valores de demanda contratada, para os mesmos valores de demanda registrada, ou seja, foram substituídos os valores de demanda contratada na ponta e fora de ponta e verificou-se o resultado final.

Após realizadas as simulações, concluiu-se que os melhores valores para as demandas de ponta e fora de ponta contratadas são 415kW e 500kW, respectivamente. As Tabelas 33 e 34 mostram os valores calculados e a respectiva economia obtida com as alterações dos valores contratados de demanda.

Tabela 33: Economia obtida com a substituição das demandas contratadas na ponta (415kW) e fora de ponta (500kW) no ano 2001

Economia (R\$)			
	Ponta	Fora de Ponta	Total
jan/01	-220,86	1.079,91	859,05
fev/01	-220,86	579,29	358,43
mar/01	-220,86	1.050,46	829,60
abr/01	-224,36	498,72	274,36
mai/01	516,24	1.296,49	1.812,73
jun/01	516,24	1.021,16	1.537,40
jul/01	602,28	114,66	716,94
ago/01	602,28	114,66	716,94
set/01	602,28	114,66	716,94
out/01	602,28	114,66	716,94
nov/01	602,28	114,66	716,94
dez/01	602,28	114,66	716,94
TOTAL	3.759,23	6.213,99	9.973,21

Os valores negativos de economia representam os prejuízos obtidos com a substituição dos valores de demanda para 415 e 500kW, respectivamente, nos horários de ponta e fora de ponta.

Sendo assim, percebe-se a vantagem das substituições dos valores contratados de demanda, visto que em apenas 4 meses no horário de ponta a economia foi negativa, enquanto nos outros meses a economia foi positiva

Tabela 34: Economia obtida com a substituição das demandas contratadas na ponta (415kW) e fora de ponta (500kW) no ano 2002

	Economia (R\$)		
	Ponta	Fora de Ponta	Total
jan/02	626,82	119,31	746,12
fev/02	649,84	123,66	773,50
mar/02	649,84	123,66	773,50
abr/02	657,79	-983,65	-325,86
mai/02	724,19	138,06	862,25
jun/02	724,19	138,06	862,25
jul/02	724,19	138,06	862,25
ago/02	724,19	138,06	862,25
set/02	724,19	138,06	862,25
out/02	693,63	132,24	825,87
nov/02	690,10	131,56	821,65
dez/02	690,10	131,56	821,65
TOTAL	8.279,04	468,64	8.747,68

Considerando-se as demandas contratadas de ponta e fora de ponta sendo iguais a 415kW e 500kW, respectivamente, a economia total nos anos 2001 e 2002 corresponderia a R\$18.720,89, representando uma economia de aproximadamente 7% em relação aos custos com as demandas atualmente contratadas.

5.4 Consumo no horário de ponta e fora de ponta

As Tabelas 35 a 37 mostram o consumo no horário de ponta e fora de ponta e os respectivos custos, nos anos 2000, 2001 e 2002, respectivamente.

Tabela 35: consumo nos horários de ponta e fora de ponta e seus respectivos custos, no ano 2000

	Consumo na ponta (kWh)	Custo na ponta (R\$)	Consumo fora de ponta (kWh)	Custo fora de ponta (R\$)	Custo Total (R\$)
mai/00	23885	2310,23	198060	9107,00	11417,23
jun/00	23261	2249,87	197760	9093,20	11343,08
jul/00	25015	2419,53	220440	10136,05	12555,58
ago/00	26912	2603,01	231540	10646,44	13249,45
set/00	26242	2538,20	241800	11118,21	13656,41
out/00	21409	2070,74	199320	9164,93	11235,68
nov/00	22927	2217,57	217920	10020,18	12237,75
dez/00	20104	1799,23	214140	8701,58	10500,81
Total	189755	18.208,38	1720980	77.987,59	96.195,97

Tabela 36: consumo nos horários de ponta e fora de ponta e seus respectivos custos, no ano 2001

	Consumo na ponta (kWh)	Custo na ponta (R\$)	Consumo fora de ponta (kWh)	Custo fora de ponta (R\$)	Custo Total (R\$)
jan/01	20201	1807,91	189540	7701,96	9509,87
fev/01	19843	1775,87	200760	8157,88	9933,75
mar/01	18355	1642,70	186840	7592,24	9234,94
abr/01	23573	2142,88	232320	9589,01	11731,89
mai/01	23404	2643,69	225600	12117,43	14761,12
jun/01	25427	2872,21	224820	12075,53	14947,74
jul/01	21908	2474,71	183660	9864,75	12339,45
ago/01	19878	2245,40	168180	9033,28	11278,68
set/01	20158	2277,03	191820	10303,04	12580,06
out/01	20389	2303,12	184800	9925,98	12229,10
nov/01	20603	2327,29	209280	11240,85	13568,14

dez/01	17677	1847,55	185700	8812,76	10660,31
Total	251.416	26.360,35	2.383.320	116.414,71	142.775,06

Tabela 37: consumo nos horários de ponta e fora de ponta e seus respectivos custos, no ano 2002

	Consumo na ponta (kWh)	Custo na ponta (R\$)	Consumo fora de ponta (kWh)	Custo fora de ponta (R\$)	Custo Total (R\$)
jan/02	16419	1786,01	167880	8292,26	10078,27
fev/02	17623	1987,35	193860	9927,57	11914,92
mar/02	16883	1903,90	173580	8889,03	10792,93
abr/02	18611	2124,61	194760	10096,36	12220,97
mai/02	22948	3118,22	219060	14153,69	17271,91
jun/02	23966	3256,55	227580	14704,17	17960,72
jul/02	24332	3306,28	210540	13603,20	16909,48
ago/02	25172	3420,42	212820	13750,51	17170,93
set/02	24245	3294,46	228420	14758,44	18052,90
out/02	22810	2970,71	205980	12755,72	15726,43
nov/02	25624	3320,49	238020	14666,08	17986,56
dez/02	19498	2337,87	198360	10798,92	13136,79
Total	258.131	32.826,85	2.470.860	146.395,96	179.222,81

Os gráficos do consumo de energia elétrica do câmpus da Fazenda Experimental Lageado, durante os anos de 2001 e 2002, encontram-se nas Figuras 25 e 26, nos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente.

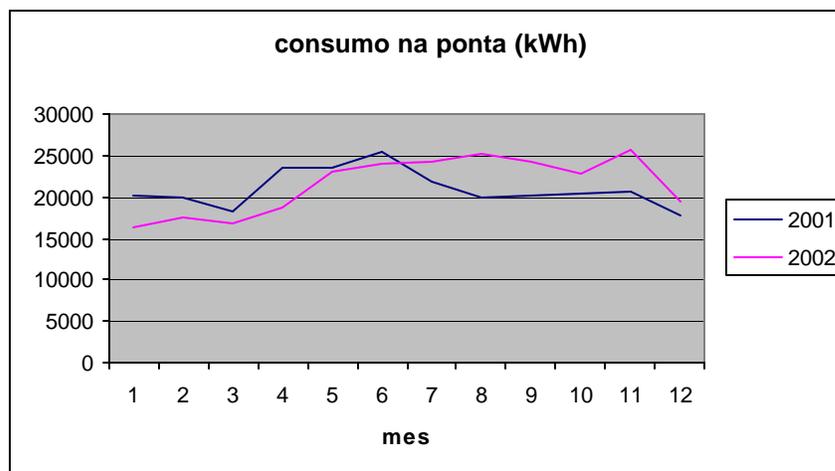


Figura 25: Consumo mensal registrado no horário de ponta nos anos 2001 e 2002

Observa-se que no primeiro semestre de 2001, o consumo de energia elétrica na ponta foi maior do que no primeiro semestre de 2002, e o consumo na ponta no segundo semestre de 2001 foi menor do que no segundo semestre de 2002. Esta análise evidencia que o consumo na ponta foi reduzido no período de racionamento de energia elétrica, mas voltou a crescer no fim do racionamento.

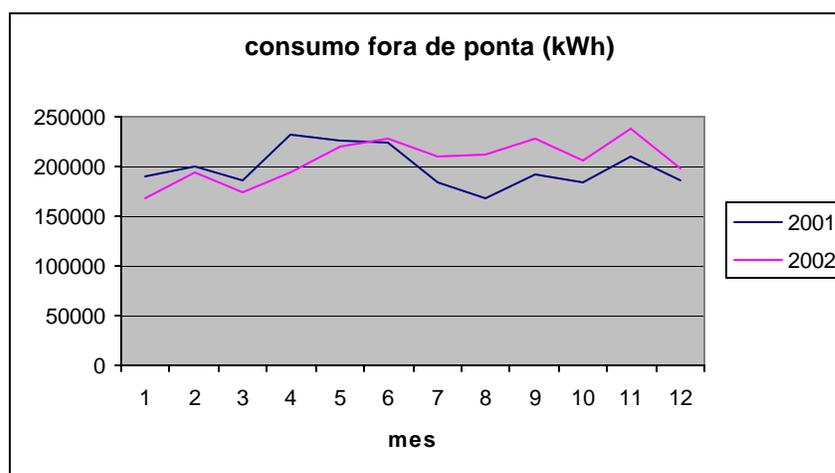


Figura 26: Consumo mensal registrado no horário fora de ponta nos anos 2001 e 2002

Observa-se que no primeiro semestre de 2001, o consumo de energia elétrica fora de ponta foi maior do que no primeiro semestre de 2002, e o consumo fora de ponta no segundo semestre de 2001 foi menor do que no segundo semestre de 2002. Esta análise evidencia,

também, que o consumo no horário fora de ponta foi reduzido no período de racionamento de energia elétrica, mas voltou a crescer no fim do racionamento.

As Tabelas 38 e 39 mostram o consumo de energia elétrica nos anos 2000, 2001 e 2002, no horário de ponta e fora de ponta, respectivamente.

Tabela 38: consumo no horário de ponta (kWh) nos anos 2000, 2001 e 2002

	2000	2001	2002
Janeiro	-	20201	16419
Fevereiro	-	19843	17623
Março	-	18355	16883
Abril	-	23573	18611
Mai	23885	23404	22948
Junho	23261	25427	23966
Julho	25015	21908	24332
Agosto	26912	19878	25172
Setembro	26242	20158	24245
Outubro	21409	20389	22810
Novembro	22927	20603	25624
Dezembro	20104	17677	19498

Nos anos de 2000, 2001 e 2002, os maiores consumos de energia elétrica no horário de ponta foram registrados nos meses de agosto, junho e novembro, respectivamente. Os menores valores foram registrados em dezembro, dezembro e janeiro, respectivamente.

Tabela 39: consumo no horário fora de ponta (kWh) nos anos 2000, 2001 e 2002

	2000	2001	2002
Janeiro	-	189540	167880

Fevereiro	-	200760	193860
Março	-	186840	173580
Abril	-	232320	194760
Mai	198060	225600	219060
Junho	197760	224820	227580
Julho	220440	183660	210540
Agosto	231540	168180	212820
Setembro	241800	191820	228420
Outubro	199320	184800	205980
Novembro	217920	209280	238020
Dezembro	214140	185700	198360

Nos anos de 2000, 2001 e 2002, os maiores consumos de energia eléctrica no horário fora de ponta foram registrados nos meses de setembro, abril e novembro, respectivamente. Os menores valores foram registrados em junho, agosto e janeiro, respectivamente.

5.5 Preço médio de energia eléctrica

As Tabelas 40, 41 e 42 indicam os valores dos preços médios de energia eléctrica calculados para as tarifas azul, verde e convencional, nos 2000, 2001 e 2002, respectivamente.

Tabela 40: Preço médio de energia eléctrica das tarifas azul, verde e convencional no ano 2000

	azul	verde	convencional
mai/00	0,057596	0,110415	0,104999
jun/00	0,057465	0,108670	0,104189
jul/00	0,057259	0,107535	0,104546
ago/00	0,057376	0,107996	0,103974
set/00	0,056995	0,104669	0,103271
out/00	0,057006	0,106799	0,106145
nov/00	0,056847	0,104775	0,104732

dez/00	0,056320	0,100207	0,104173
---------------	----------	----------	----------

Tabela 41: Preço médio de energia elétrica das tarifas azul, verde e convencional no ano 2001

	azul	verde	convencional
jan/01	0,056960	0,107030	0,106743
fev/01	0,056566	0,102729	0,105001
mar/01	0,056588	0,104301	0,107036
abr/01	0,056676	0,103228	0,104494
mai/01	0,066362	0,121306	0,121769
jun/01	0,066860	0,124700	0,121228
jul/01	0,067238	0,129142	0,123408
ago/01	0,067144	0,128092	0,122718
set/01	0,066404	0,121704	0,121584
out/01	0,066771	0,124701	0,122523
nov/01	0,066025	0,118910	0,121568
dez/01	0,065919	0,119945	0,124308

Tabela 42: Preço médio de energia elétrica das tarifas azul, verde e convencional no ano 2002

	azul	verde	convencional
jan/02	0,066088	0,120123	0,123256
fev/02	0,065601	0,114975	0,120731
mar/02	0,066063	0,122850	0,126613
abr/02	0,065931	0,120690	0,124978

mai/02	0,079864	0,146864	0,146965
jun/02	0,079896	0,145332	0,144912
jul/02	0,080589	0,150232	0,144700
ago/02	0,080761	0,151909	0,145097
set/02	0,079948	0,145530	0,144663
out/02	0,080312	0,151000	0,148278
nov/02	0,080022	0,146907	0,145370
dez/02	0,079478	0,144591	0,148080

Através dos valores calculados para cada modalidade tarifária, observa-se que o menor preço médio encontra-se na tarifa azul, ficando evidente que a tarifa azul atualmente contratada é a melhor opção para o sistema elétrico estudado.

5.6 Excedentes Reativos

Através das faturas de energia elétrica, foram obtidos os gastos com excedentes reativos. Com isso, montou-se as Tabelas 43, 44 e 45 que mostram os valores de **FERp** (faturamento de energia reativa excedente na ponta) e **FERfp** (faturamento de energia reativa excedente fora de ponta), nos anos 2000, 2001 e 2002, respectivamente; e as tabelas 46, 47 e 48 que mostram os valores de **FDRp** (faturamento de demanda reativa excedente na ponta) e **FDRfp** (faturamento de demanda reativa excedente fora de ponta), nos anos 2000, 2001 e 2002, respectivamente

Tabela 43: custos referentes ao faturamento de energia reativa excedente no ano 2000

mês	FERp (R\$)	FERfp (R\$)
maio	51,16647	615,2258
junho	23,1168	446,9353
julho	30,56447	526,9423
agosto	27,7595	419,3467
setembro	68,09299	662,1264
outubro	113,843	736,6156

novembro

178,3572

907,6649

Tabela 44: custos referentes ao faturamento de energia reativa excedente no ano 2001

mês	FERp (R\$)	FERfp (R\$)
janeiro	216,75	936,23
fevereiro	276,72	921,60
março	186,06	850,89
abril	128,35	735,52
maio	88,33	831,46
junho	117,70	989,37
julho	201,40	1156,95
agosto	250,54	1276,19
setembro	243,42	1417,99
outubro	176,55	1044,16
novembro	285,10	1517,90
dezembro	300,48	1190,22

Tabela 45: custos referentes ao faturamento de energia reativa excedente no ano 2002

mês	FERp (R\$)	FERfp (R\$)
janeiro	323,2852	1369,202
fevereiro	367,2919	1514,792
março	290,3828	1158,37
abril	247,1542	1091,75
maio	251,6535	1422,734

junho	185,7507	1434,364
julho	149,8778	1190,135
agosto	152,3237	1143,615
setembro	200,0183	1364,584
outubro	220,1005	1352,486
novembro	231,3092	1586,022
dezembro	240,2856	1166,126

Tabela 46: Custos referentes ao pagamento de excedentes reativos nos anos 2000 (maio a dezembro), 2001 e 2002

	FERp (R\$)	FERfp (R\$)
2000	672,97	5153,56
2001	2471,46	12868,52
2002	2859,43	15794,18

Tabela 47: custos referentes ao faturamento de demanda reativa excedente no ano 2000

mês	FDRp (R\$)	FDRfp (R\$)
maio	0	0
junho	0	0
julho	0	0
agosto	0	0
setembro	0	0
outubro	88,34	93,19
novembro	44,17	49,05

dezembro	73,62	127,53
----------	-------	--------

Tabela 48: custos referentes ao faturamento de demanda reativa excedente no ano 2001

mês	FDRp (R\$)	FDRfp (R\$)
janeiro	0	0
fevereiro	0	29,43
março	88,34	0
abril	74,78	0
maio	0	0
junho	0	0
julho	0	0
agosto	0	0
setembro	0	0
outubro	0	0
novembro	0	28,66
dezembro	0	5,73

Tabela 49: custos referentes ao faturamento de demanda reativa excedente no ano 2002

mês	FDRp (R\$)	FDRfp (R\$)
janeiro	0	0
fevereiro	0	0
março	0	37,09
abril	0	0
maio	0	27,61
junho	20,69	0
julho	0	0
agosto	0	0
setembro	0	0
outubro	0	99,17
novembro	0	105,24
dezembro	0	39,46

6 CONCLUSÕES

A análise dos resultados permite concluir que:

- o fator de potência é muito variável ao longo dos dias no câmpus, devido a grande diversificação de atividades de ensino e pesquisa, envolvendo um número considerável de equipamentos utilizados;
- o estudo detalhado do fator de potência por segmentos horários em cada dia da semana permite uma melhor visualização do comportamento do mesmo;
- durante a semana, ou seja, de segunda a sexta-feira, o fator de potência sofre maior variação em função dos horários, devido a diversidade de equipamentos que entram em operação em horários variados;
- aos sábados e domingos, a variação de utilização de equipamentos nos departamentos é menor do que durante os dias da semana, sendo que o fator de potência sofre uma variação menor. Os comportamentos do fator de potência aos sábados e domingos são semelhantes;
- o fator de potência não atinge o valor de 0,92 em nenhum momento, acarretando excessivos gastos com excedentes reativos;
- o dimensionamento do banco de capacitores sugere que o mesmo seja automático, pois existe uma variação considerável dos valores de fator de potência;
- a equação desenvolvida para o cálculo da capacidade liberada de potência para uma nova carga a ser instalada após a correção o fator de potência, permite que sejam calculados as potências aparente e ativa liberadas e o fator de potência total, considerando qualquer valor de fator de potência da nova carga;
- o programa computacional facilita os cálculos e apresenta os resultados imediatos de capacidade liberada de potência em qualquer instalação elétrica que se submeteu a uma correção do fator de potência;
- no ano de 2002, os menores valores de fator de carga nos horários de ponta e fora de ponta foram 0,66 e 0,482, respectivamente observados em janeiro e em março. Os maiores valores de fator de carga nos horários de ponta e fora de ponta foram 0,895 e 0,692, respectivamente observados em novembro e em setembro;
- no estudo descritivo da demanda realizado por segmento horário em cada dia da semana, foi possível observar o comportamento das variações de demanda com maior precisão,

permitindo que se observasse ao longo dos dias quais os horários com maiores demanda e coeficientes de variação;

- através do estudo econômico da demanda, foi determinado um valor “ideal” de demanda a ser contratada na ponta e fora de ponta. Esse valor deve ser de 415kW na ponta e 500kW fora de ponta; a mudança do valor contratado de demanda acarretaria uma economia de 7% em relação aos custos com as demandas atualmente contratadas, considerando o período analisado;
- a demanda atual contratada está superdimensionada tanto no horário de ponta como no horário fora de ponta, o que foi constatado nos estudos descritivo e econômico;
- o consumo de energia elétrica diminuiu durante o período de racionamento de energia, mas voltou a crescer após o término do racionamento;
- nos anos de 2000, 2001 e 2002, os maiores consumos de energia elétrica no horário de ponta foram registrados nos meses de agosto, junho e novembro, respectivamente; e os menores valores foram registrados em dezembro, dezembro e janeiro, respectivamente;
- através do cálculo do preço médio de energia elétrica, constatou-se que a tarifa azul atualmente contratada é a melhor opção tarifária;
- o estudo foi realizado considerando os dados dos relatórios de curva de carga obtidos do medidor da cabine primária. Sugere-se para um próximo trabalho a análise das medições obtidas em cada transformador. Para isto, seria necessária a utilização de um equipamento de medição que registrasse e armazenasse as grandezas elétricas em questão durante um período considerável, pois a variação de demanda e fator de potência é muito ampla na referida instalação elétrica.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABILUX. Uso racional de energia em edificações. 2. ed. São Paulo, 1992. 44 p.

ALQUERES, J.L. Planejamento e expansão do setor elétrico. **Revista do Serviço Público**, v. 144, p. 136-142, 1987.

ANEEL. Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000. Estabelece as disposições atualizadas e consolidadas, relativas as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, a serem observadas na prestação e utilização do serviço público de energia elétrica, tanto pelas concessionárias e permissionárias quanto pelos consumidores. Brasília, DF, 30 nov. 2000. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/res2000456.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2002.

ARANA, E. **Conservação de energia num câmpus universitário**. 1994. 136 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1994.

BRANDÃO JR., A.F.; PINTO, J.R. Redução do consumo de energia em edifício comercial. **Eletricidade Moderna**, São Paulo, n. 345, p. 122-131, 2002.

BRASIL. MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Balanco energético nacional**. Brasília, 2000. 150p.

BRASIL. MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Balanco energético nacional**. Brasília, 1997. 160p.

CARRARO, B. O setor elétrico: questão de sobrevivência. **São Paulo Energia**, São Paulo, v. 5, n. 41, p. 3, 1988.

COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas horo-sazonais azul e verde: manual de orientação ao consumidor**. 2. ed. Rio de Janeiro: CODI, 1994. 28 p.

CPFL. **Manual de fator de carga**. São Paulo: CPFL, 1989.

CREDER, H. **Instalações elétricas**. Rio de Janeiro: LTC, 1991. 489 p.

CURI, P.R. **Metodologia e análise da pesquisa em ciências biológicas**. Botucatu: Gráfica e Editora Tipomic, 1997. 263 p.

ELETRORÁS. **Plano 2015 – Plano nacional de energia elétrica**. v. 6. Rio de Janeiro, 1994.

ELETRORÁS. **Plano decenal de expansão 1999-2008**. Rio de Janeiro, 1999. 344 p.

ENERSUL. **Manual de orientação ao cliente**. Campo Grande, 1998.

ESTREMOTE, M.A.; FACCENDA, O.; SANTOS, E.S. Análise das tarifas de energia elétrica diferenciadas. **Eletricidade Moderna**, São Paulo, n. 342, p. 42-53, 2002.

GELLER, H.S. **O uso eficiente da eletricidade: uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil**. Rio de Janeiro: INEE, 1994. 223 p.

GOLDEMBERG, J. Política de conservação de energia para o Brasil: propostas de ações de curto e médio prazos. **São Paulo Energia**, São Paulo, n. 20, p. 36-38, 1985.

GUIMARÃES, O.; CARVALHO, P. Eletricidade Vegetal. **Globo Rural Economia**, São Paulo, p. 4-14, 1992.

HEURI, D.; FRANCO, E.F. O impacto da nova legislação nas contas de energia de edifícios de escritórios. **Eletricidade Moderna**, São Paulo, n. 230, p. 64-68, 1993.

JANUZZI, G.M. Aplicação das lâmpadas compactas fluorescentes. **São Paulo Energia**, São Paulo, v. 6, n. 59, p. 14 - 5, 1989.

JANUZZI, G.M.; SWISHER, J. **Planejamento integrado de recursos energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis**. Campinas: Autores associados, 1997. 260 p.

KOSOW, I.L. **Maquinas Elétricas e Transformadores**. 3. ed. Porto Alegre: Globo, 1979. 632 p.

KUZNETSOV, M. **Fundamentals of electrical engineering**. Moscow: Peace Publishers, 1979. 460 p.

LAMBERTS, R. et al. **Eficiência energética em edificações: estado da arte**. Rio de Janeiro: PROCEL, ELETROBRÁS, 1996. 104 p.

MACIEL, C. S. **O controle dos atos de concentração nos mercado de energia elétrica**. Campinas: Nipe, Unicamp, 2001. (Políticas públicas, planejamento e regulação dos mercados de energia).

MAMEDE FILHO, J. **Instalações elétricas industriais**. 4. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1985. 478 p.

MARTIN, J.M. **A economia mundial de energia**. São Paulo: Editora da UNESP, 1992. 135 p.

PEREIRA, A.C. **Proposta de conservação de energia elétrica aplicada ao câmpus de São Carlos - USP**. 1998. 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1998.

POOLE, A; GELLER, H. **O novo mercado de serviços de eficiência energética no Brasil.**, Rio de Janeiro: INEE, ACEEE, 1997.

PROCEL. **Conservação de energia: eficiência energética de instalações e equipamentos**. Itajubá: FUPAI, 2001. 467 p.

RACIONAMENTO: a difícil gestão da escassez e as chances de superação. **Eletricidade Moderna**, São Paulo, n. 162, 2001.

ROSA, L.P. **Visão integrada das fontes de energia**. Rio de Janeiro: Vozes, 1983. p. 15 –38.

ROSENFELD, A.H. Energy efficient US commercial buildings: successful and emerging strategies. In: Energy Efficient Buildings Workshop, 1996, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: CEPTEL, 1996.

RUSSOMANO, V.H. **Introdução à administração de energia na indústria**. São Paulo: EDUSP, 1987. p. 233-241.

SERAPHIM, O.J.; TEIXEIRA, N.M. Conservação e Racionalização de Energia Elétrica no Meio Rural. In:_____. **Tecnologia e Aplicação Racional de Energia Elétrica e de Fontes**

Renováveis na Agricultura. Campina Grande: Editora da Universidade Federal da Paraíba, 1997. p. 31-74.

SHOEPS, C.A.; ROUSSO, J. **Conservação de energia elétrica na indústria.** 3 ed. Rio de Janeiro: PROCEL, ELETROBRÁS, 1992. 91 p.

PEREIRA, A.C. **Proposta de conservação de energia elétrica aplicada ao câmpus de São Carlos - USP.** 1998. 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1998.

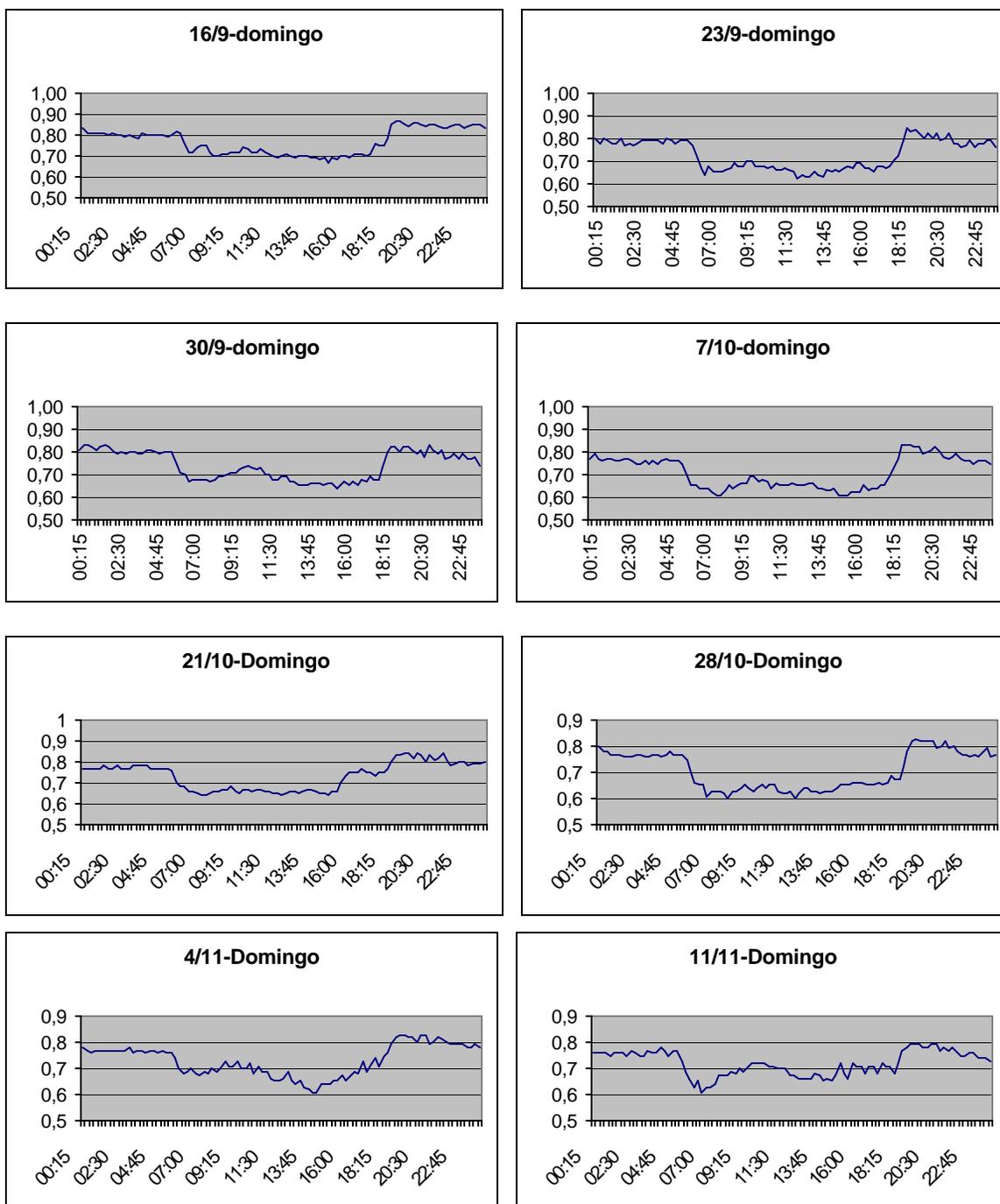
TEIXEIRA, N.M. **Determinação da capacidade liberada de energia após correção do fator de potência pelo n-hiperbolóide.** 1999. 101 f. Tese (Livre-Docência na Disciplina de Eletrificação Rural do Departamento de Engenharia Rural)-Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 1999.

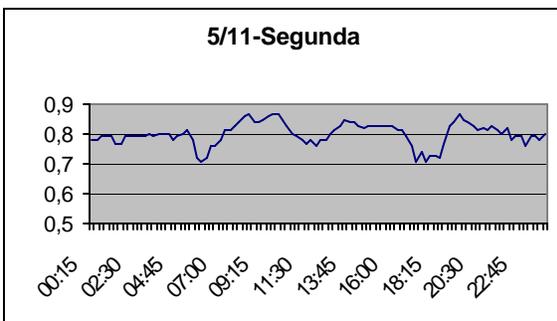
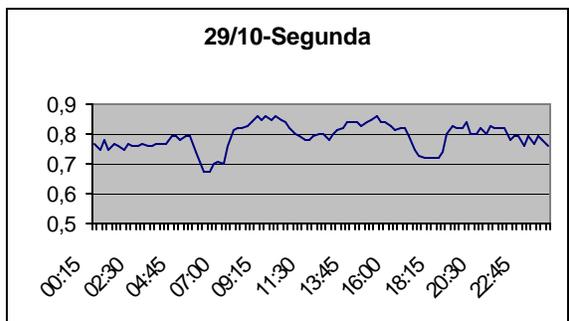
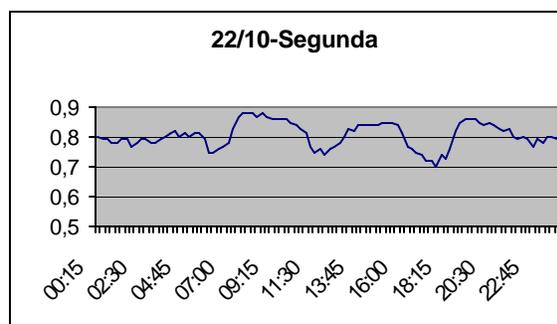
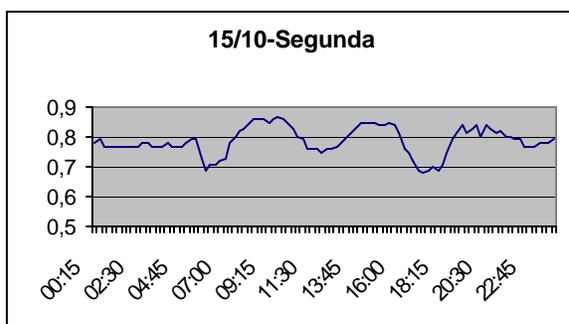
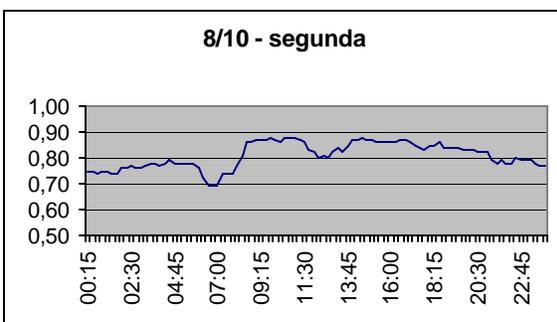
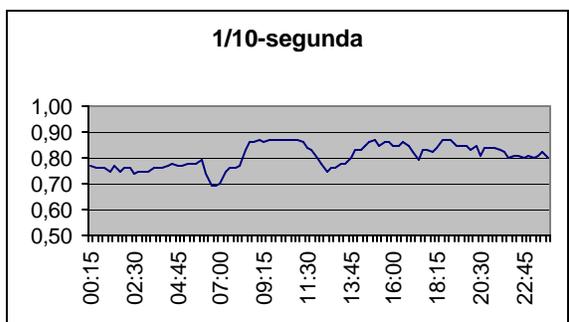
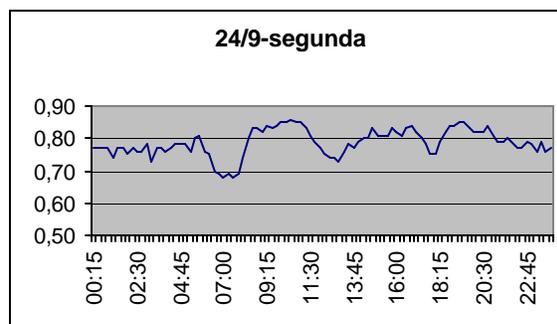
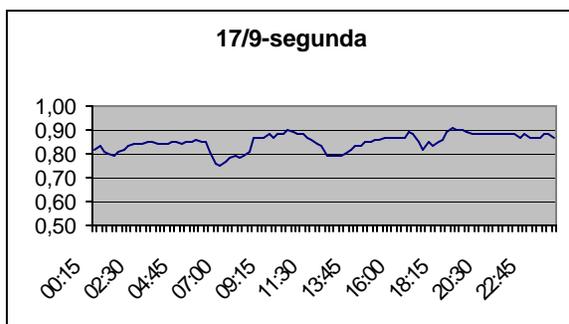
WEG MOTORES LTDA. **Economia de energia em motores elétricos.** v. 1. Jaraguá do Sul, 1998. p. 3.

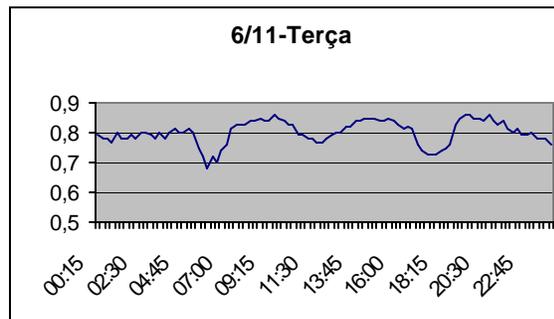
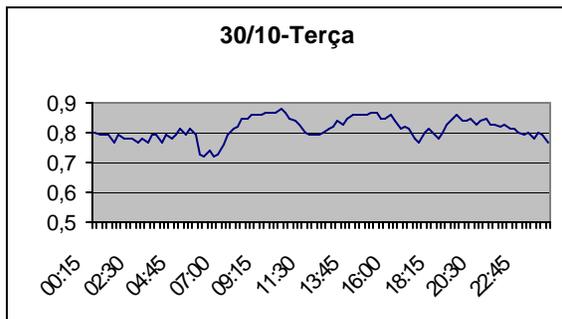
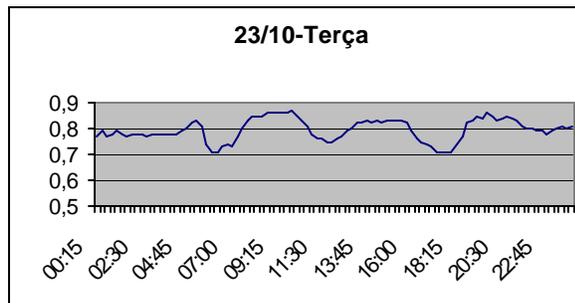
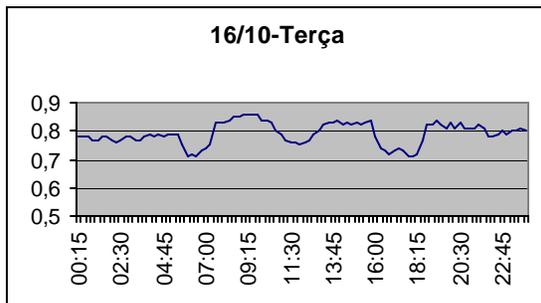
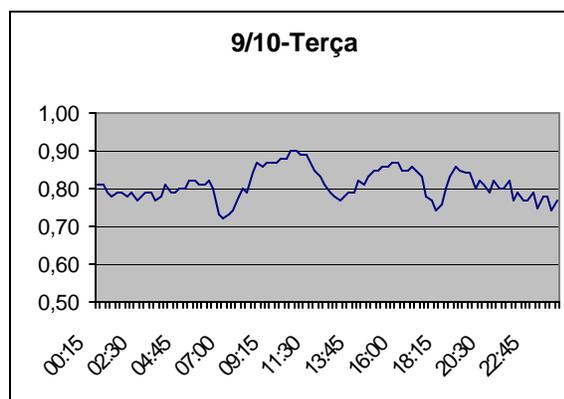
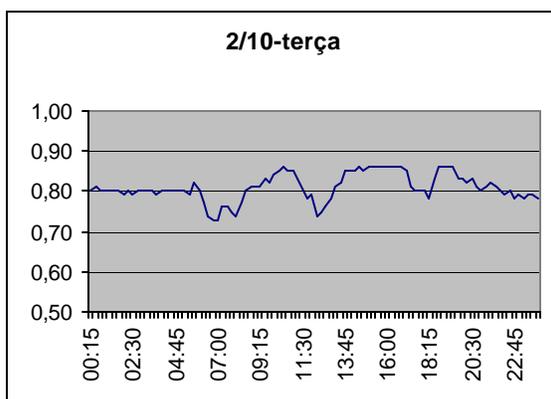
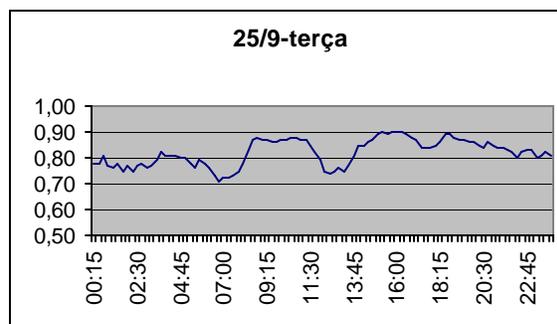
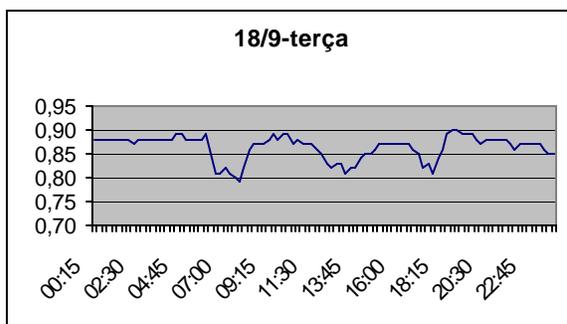
APÊNDICES

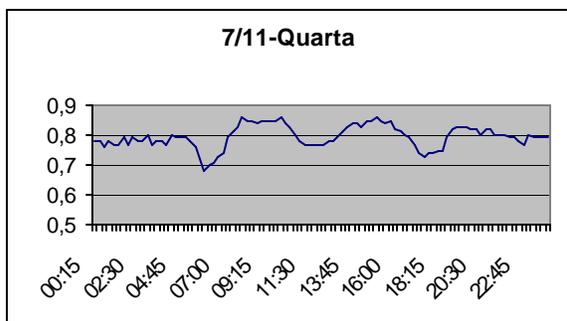
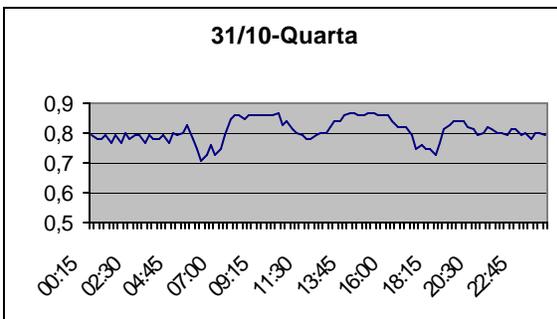
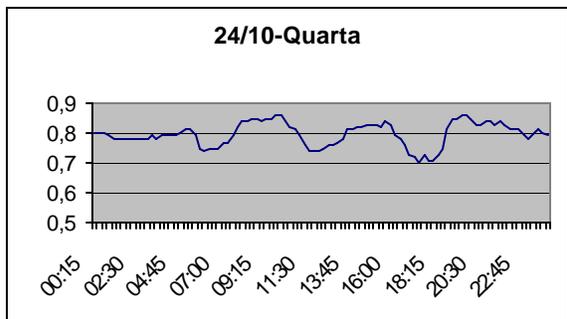
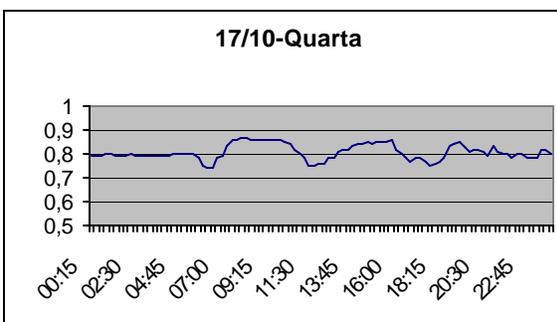
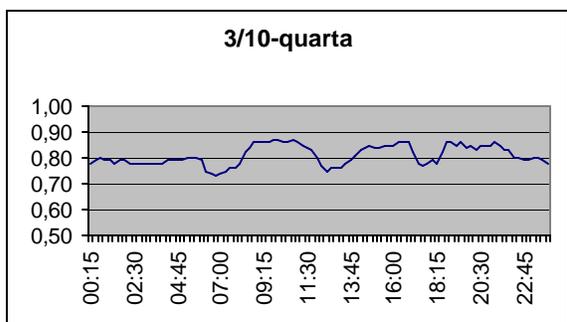
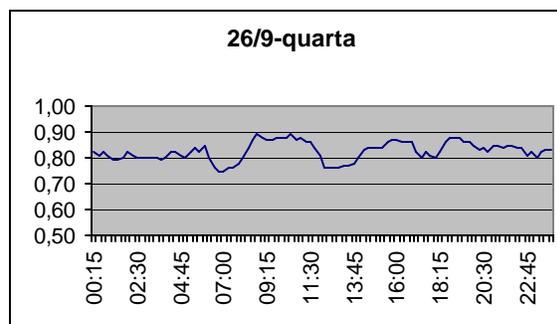
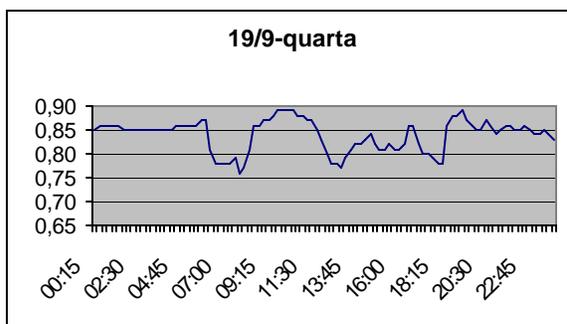
APÊNDICE 1 – Gráficos do fator de potência em função das horas do dia

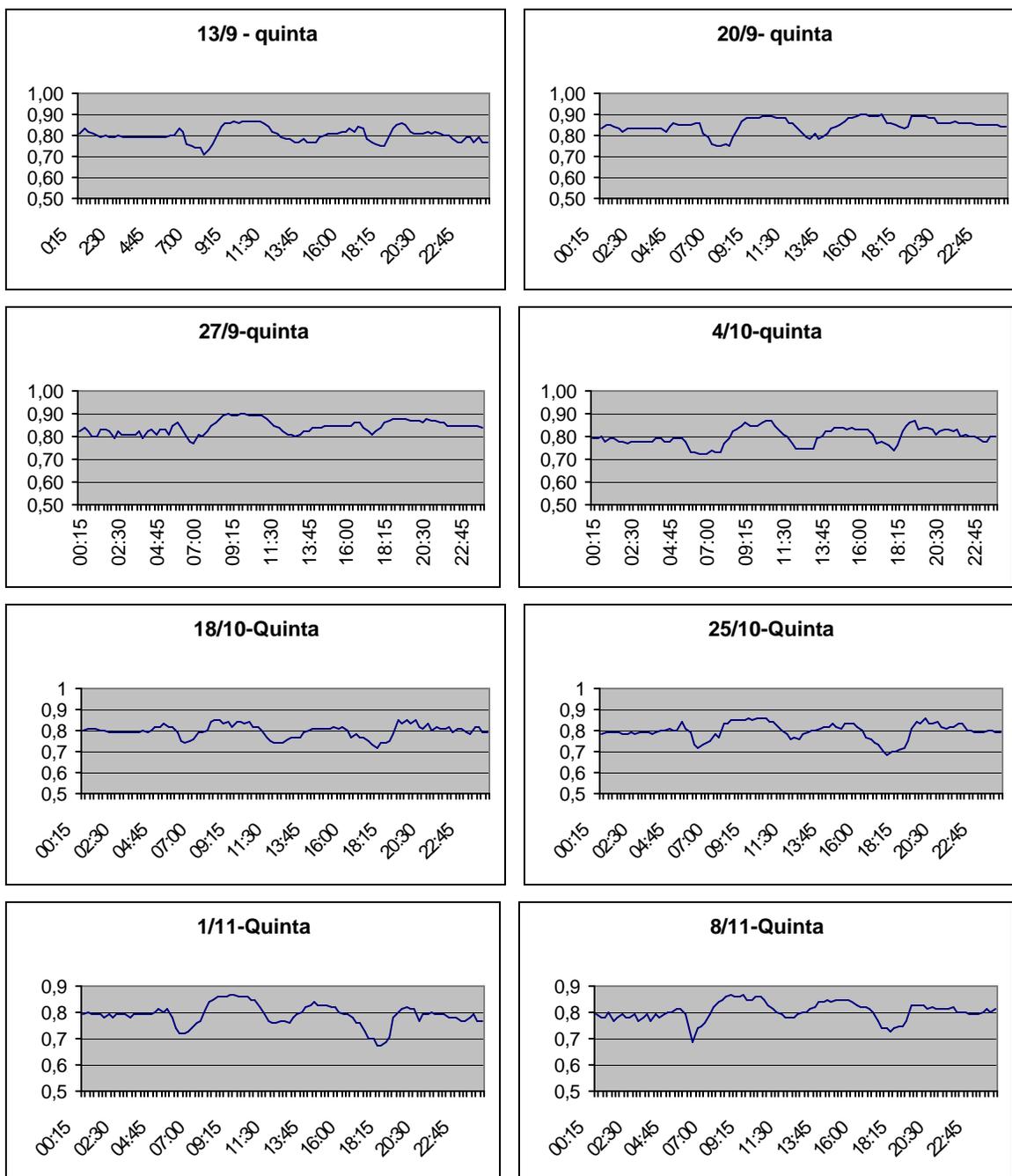
Ano 2001

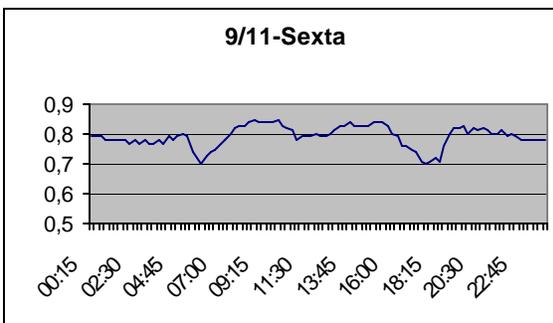
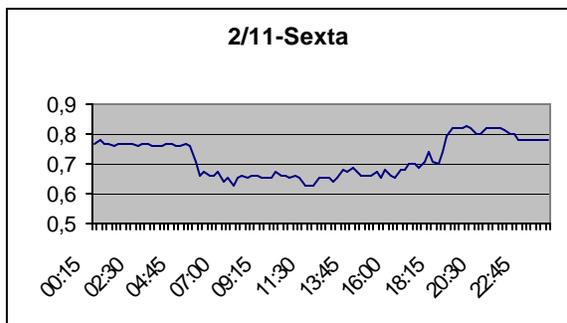
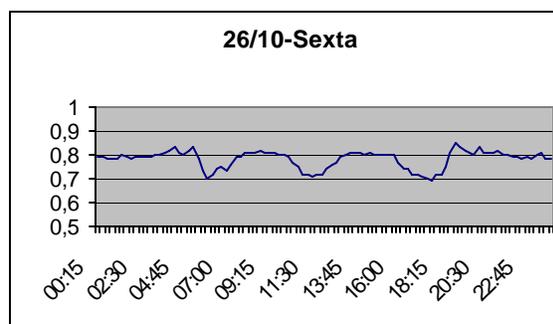
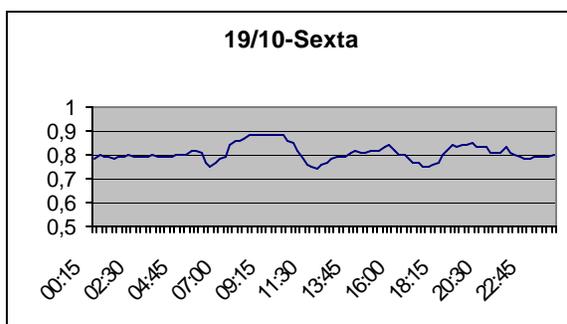
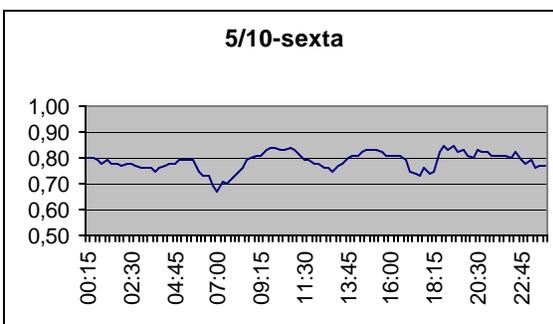
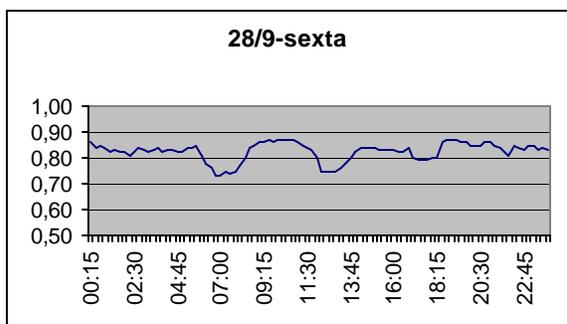
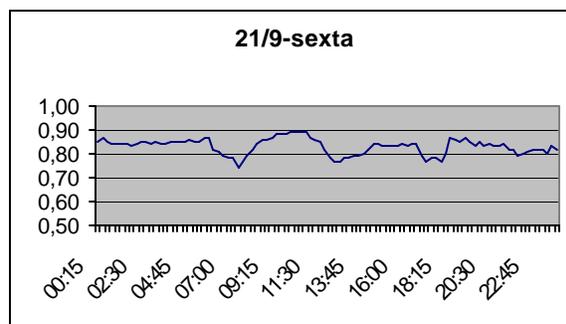
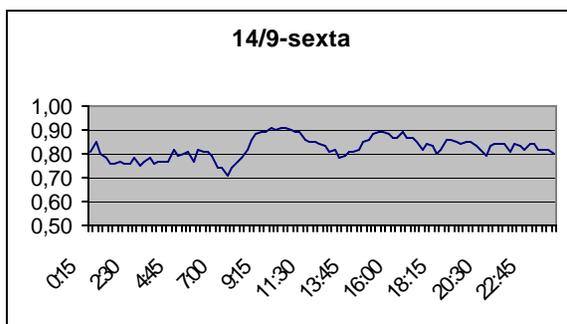


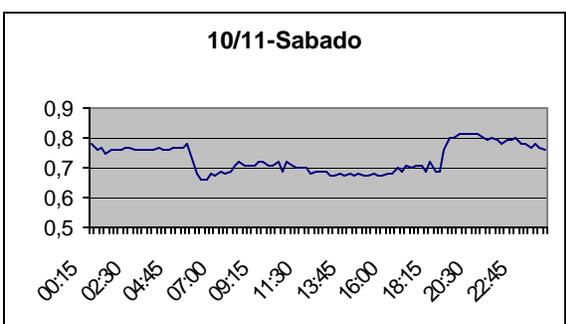
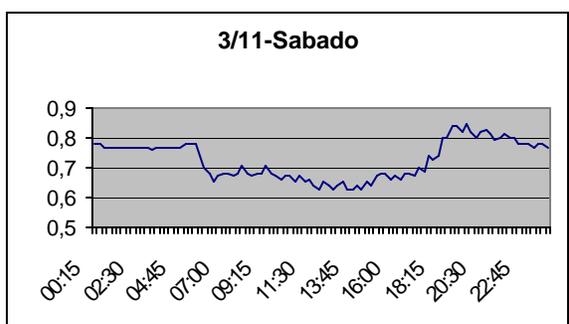
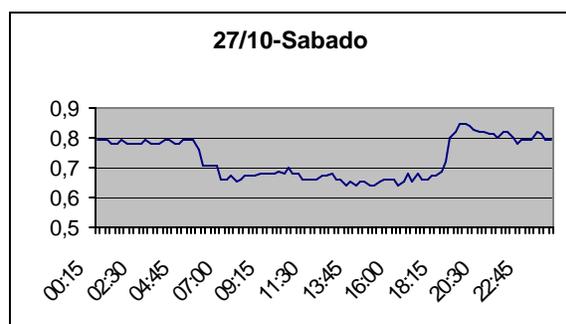
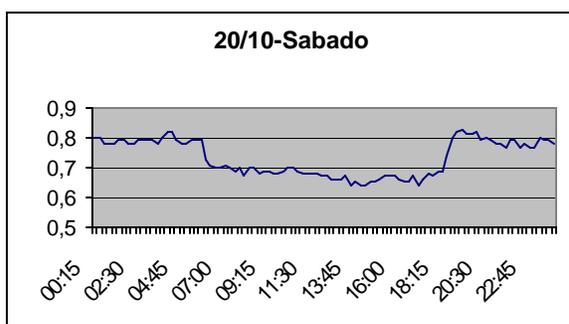
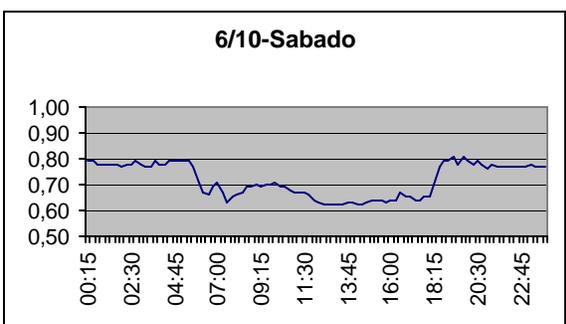
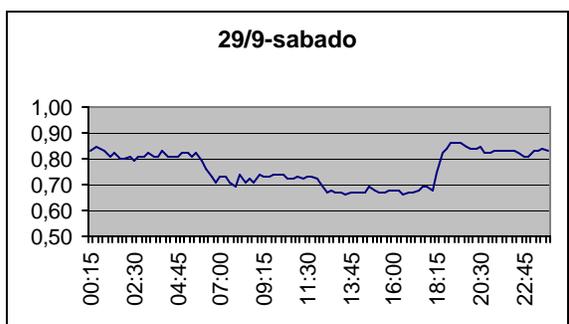
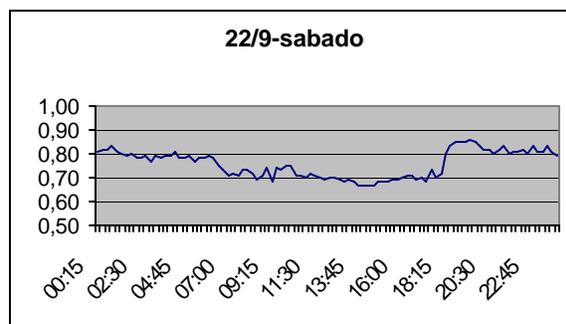
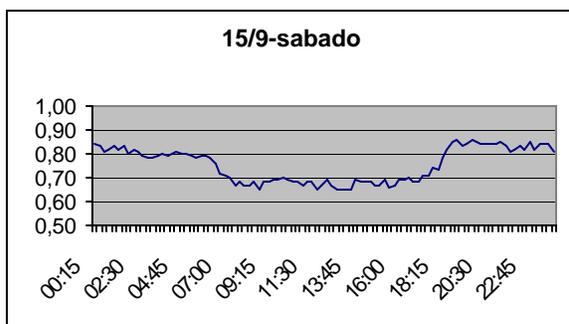












APÊNDICE 2 – Curvas de carga diárias

Ano 2001