



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Departamento de Engenharia Elétrica
Grupo de Sistemas Elétricos



RELATÓRIO DE ESTÁGIO

ÍTALO JOSÉ LOPES DE ALMEIDA

EMPRESA: ASA INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA

Campina Grande-PB, Maio de 2009.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



Relatório de Estágio Supervisionado apresentado à coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Ítalo José Lopes de Almeida (Aluno)

Dra. Núbia Silva Dantas Brito (Orientadora)

Campina Grande-PB, Maio de 2009.

Agradecimentos

À Deus, por está sempre presente em todos os momentos de minha vida.

Aos meus pais José Almeida e Lucileide Lopes, pela confiança, amor, e incentivos constantes para a superação dos obstáculos.

À Robério Viana, gerente de projetos, e a Cláudio Alves, supervisor de manutenção, pelas orientações passadas durante todo estágio.

À Amauri e Luydi, pela as informações no setor de engenharia, que foi de grande valia para o desenvolvimento das atividades.

À professora Núbia Brito, pela orientação na elaboração desse trabalho.

À todos os funcionários da ASA, em especial o pessoal da eletrônica e elétrica, pela receptividade durante todo o estagio.

Aos meus amigos Célio, Wilker, Grangeiro, pela valiosa colaboração no decorrer do estágio.

Enfim a todos, que de forma direta e indireta que contribuíram na minha formação acadêmica.

Sumário

Lista de Figuras.....	vi
Lista de Tabelas.....	viii
1. Introdução.....	01
1.1. Considerações Gerais.....	01
1.2. Resumo das Atividades.....	01
2. A Empresa e o Processo Produtivo.....	03
2.1. A Empresa.....	03
2.2. Vitamilho.....	03
2.3. Processo Produtivo.....	05
2.3.1. Descrição das Etapas.....	06
3. Modalidades e Estruturas Tarifárias.....	13
3.1. Definições.....	13
3.2. Enquadramento Tarifário.....	14
3.2.1. Tarifa Convencional.....	16
3.2.2. Tarifa Horo-Sazonal Verde.....	17
3.2.3. Tarifa Horo-Sazonal Azul.....	18
3.3. Energia e Demanda Reativa.....	20
3.4. Tributos.....	21
3.4.1. Tributos Federais.....	22
3.4.2. Tributo Estadual.....	22
4. Características de Consumo da Fábrica.....	23
4.1. Informações Gerais.....	23
4.2. Séries Históricas de Demanda, Ultrapassagens de Demanda e Multas Aplicadas (SE - 557).....	23
4.2.1. Análise de 2006.....	23
4.2.2. Análise de 2007.....	25

4.2.3. Análise de 2008.....	25
4.3. Gráficos de Desempenho Energético.	27
4.4. Contas de Energia Elétrica.....	31
4.5. Análise dos três primeiros meses de 2009.....	34
5. Dimensionamento dos Condutores dos Motores da Laminação.....	36
5.1. Critério da capacidade de condução de corrente.....	37
5.1.1. Cálculos das correntes mínimas.....	37
5.2. Critério do limite da queda de tensão.....	38
5.2.1. Cálculos da seção mínima para queda de tensão de 4%.....	39
5.3. Critérios para Dimensionamento da seção Mínima do Condutor Neutro.....	39
5.3.1. Escolha da seção do condutor Neutro.....	40
6. Controlador de Fator de Potência ST8300C.....	42
6.1. Apresentação.....	42
6.2. Princípio de Funcionamento.....	43
6.3. Software ST9000W ou STProg.....	45
6.4. Esquemas elétricos de ligação.....	45
6.5. Valores dos Bancos de Capacitores e do Fator de Potência após a Instalação.....	46
7. Conclusões.....	48
Referências Bibliográficas.....	49

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Logomarca da empresa.....	03
Figura 2.2 – Logomarca da indústria Vitamilho.....	04
Figura 2.3 – Farinha e Flocão Vitamilho.....	04
Figura 2.4 – Vista externa principal da Vitamilho.....	04
Figura 2.5 – Organograma da empresa Vitamilho.....	05
Figura 2.6 – Resumo do processo produtivo.....	06
Figura 2.7 – Moega.....	07
Figura 2.8 – Armazenamento dos grãos de milho.....	07
Figura 2.9 - Vista externa do setor do Moinho.....	08
Figura 2.10 – Balança.....	08
Figura 2.11 – Peneira de limpeza.....	09
Figura 2.12 – Desgerminador.....	09
Figura 2.13 – Máquina que realiza a Moagem.....	09
Figura 2.14 – Setor da Laminação.....	10
Figura 2.15 – Laminador.....	10
Figura 2.16 – Setor Flocão.....	11
Figura 2.17 – Máquina que realiza o empacotamento do Flocão Vitamilho.....	11
Figura 2.18 – Setor Vitamilho.....	12
Figura 2.19 – Máquina de Empacotamento da farinha Vitamilho.....	12
Figura 3.1 – Estrutura do Sistema de tarifação verde.....	18
Figura 3.2 – Estrutura do sistema de Tarifação Azul.....	20
Figura 4.1 – Evolução do Consumo de Energia (kWh) no Horário Fora de Ponta em 2006.....	28
Figura 4.2 – Evolução do Consumo de Energia (kWh) no Horário Fora de Ponta em 2007.....	28
Figura 4.3 – Evolução do Consumo de Energia (kWh) no Horário Fora de Ponta em 2008.....	28
Figura 4.4 – Evolução do Consumo de Energia (kWh) no Horário de Ponta em 2006.....	29
Figura 4.5 – Evolução do Consumo de Energia (kWh) no Horário de Ponta em 2007.....	29

Figura 4.6 – Evolução do Consumo de Energia (kWh) no Horário de Ponta em 2008.....	29
Figura 4.7 – Evolução FERF – Energia Reativa Excedente (kvarh) no ano de 2006....	30
Figura 4.8 – Evolução FERF – Energia Reativa Excedente (kvarh) no ano de 2007....	30
Figura 4.9 – Evolução FERF – Energia Reativa Excedente (kvarh) no ano de 2008....	30
Figura 4.10 – Valores das faturas (R\$) no ano 2006.....	32
Figura 4.11 – Valores das faturas (R\$) no ano 2007.....	33
Figura 4.12 – Valores das faturas (R\$) no ano 2008.....	33
Figura 4.13 – Evolução FERF – Energia Reativa Excedente (kvarh) no ano de 2009.....	35
Figura 5.1 – Cabo Unipolar.....	36
Figura 6.1 – Controlador de fator de potência.....	42
Figura 6.2 – Conexão do controlador em estrela.....	45
Figura 6.3 – Conexão dos acionamentos dos bancos de capacitores.....	46

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Classificação dos Subgrupos dos Consumidores de Alta Tensão (“A”).....	15
Tabela 3.2 - Enquadramento Tarifário.....	16
Tabela 4.1 - Fatura de energia no ano de 2006.....	24
Tabela 4.2 – Ultrapassagem da demanda contratada (fora de Ponta – 2006).....	25
Tabela 4.3 - Fatura de energia no ano de 2007.....	26
Tabela 4.4 - Fatura de energia no ano de 2008.....	27
Tabela 4.5 - Ultrapassagem da demanda contratada (2008).....	27
Tabela 4.6 – Faturas de Energia Elétrica dos anos de 2006, 2007 e 2008.....	32
Tabela 4.7 - Evolução das tarifas de consumo no horário de ponta e fora de ponta em 2008.....	33
Tabela 4.8 – Valores (R\$) referentes ao consumo de maio de 2008.....	34
Tabela 4.9 - Dados de parâmetros característicos da fatura de energia no ano de 2009.....	35
Tabela 4.10 – Valores das faturas de 2009.....	35
Tabela 4.11 – Valores Pagos do consumo de FER.....	35
Tabela 5.1 – Seção do condutor neutro.....	40
Tabela 5.2 – Áreas dos condutores.....	41
Tabela 6.1 – Características técnicas do controlador ST8300C.....	44
Tabela 6.2 – Potência dos bancos instalados nos quadros dos respectivos trafos.....	47

Capítulo 1 - Introdução

1.1. Considerações Gerais

No âmbito do sistema produtivo das indústrias, as despesas com energia elétrica têm papel importante na formação do preço final do Produto, pois se apresentam como um dos principais insumos da cadeia de custos.

A otimização de um sistema elétrico proveniente de um processo produtivo deve pressupor a análise dos diversos componentes da rede e da própria estrutura de mercado da empresa. Como a fatura de energia está relacionada à demanda de potência do sistema, aos horários de consumo, à qualidade da energia fornecida, ao fator de potência e às condições e planos contratados junto à distribuidora, a estrutura do processo produtivo e os hábitos de consumo merecem uma avaliação minuciosa a fim de que o consumidor tenha um diagnóstico detalhado do seu sistema e das potencialidades dos gastos com energia.

1.2. Resumo das Atividades

O estágio na modalidade “Estágio Supervisionado” teve uma carga horária de 480 horas e foi desenvolvido na ASA Indústria e Comércio LTDA (Vitamilho). No início do estágio fez-se um levantamento das séries históricas dos últimos três anos e dos três primeiros meses de 2009, visando identificar algum tipo de anormalidade no uso de energia elétrica por parte da empresa.

No capítulo 4 são mostrados todos os parâmetros característicos das faturas de energia elétrica da tarifação horo-sazonal azul, como por exemplo: ultrapassagem de demandas, consumo faturados, energia reativa excedentes, valores das faturas, evolução das tarifas de consumo, entre muitos outros.

No capítulo 5 é apresentado um estudo de dimensionamento de condutores, feitos para alguns motores num setor da fabrica em expansão, utilizando o critério da capacidade de condução corrente e o critério limite de queda de tensão.

No capítulo 6 são mostradas as características dos controladores de potência instalados na subestação da fábrica, o esquema de ligação como é feito, e as potências dos bancos de capacitores instalados para o aumento do fator de potência.

Por fim, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões sobre o estágio.

Capítulo 2 - A Empresa e o Processo Produtivo

2.1. A Empresa

A ASA Indústria e Comércio Ltda. é uma empresa focada na estimulação da produtividade, no desenvolvimento de idéias e no bem-estar das pessoas. Em atuação, há mais de 78 anos, é hoje uma das principais indústrias do Brasil, contribuindo economicamente para o desenvolvimento do país, através da geração de empregos diretos e indiretos.

Contando com 03 unidades fabris, localizadas em Pernambuco e na Paraíba, responsáveis pela produção de cerca de 210 itens nos segmentos de alimento, bebida, higiene e limpeza. Toda essa produção chega aos lares dos consumidores de todo o Brasil e também de países da América do Sul, América Central, África e Europa.

A empresa está sempre buscando o mais alto padrão de qualidade e trabalha com os mais rigorosos critérios de responsabilidade social e ambiental. Por isso, marcas como Vitamilho, Palmeiron, Bem-te-vi, Invicto, Baby&Baby, Bomilho, Pétala, Certo e Flamengo, são sinônimo de confiança. A logomarca da empresa é apresentada na Figura 2.1.



Figura 2.1 - Logomarca da empresa.

2.2. Vitamilho

A Vitamilho é uma indústria onde sua principal matéria-prima é o grão de milho. Ela possui cerca de 262 colaboradores e produz em torno de 65 produtos alimentícios, sendo os dois principais (os que dão mais lucratividade): o cuscuz Vitamilho e o flocão Vitamilho. Os produtos da Vitamilho são comercializados nas regiões Norte, Nordeste, além de Brasília, Goiânia, São Paulo e Rio de Janeiro.

Apresentam-se na Figura 2.2 a logomarca da indústria e na Figura 2.3, os dois principais produtos produzidos na fábrica.



Figura 2.2 - Logomarca da indústria Vitamilho.



Figura 2.3 - Farinha e Flocão Vitamilho.

A unidade fabril fica localizada na rua Almeida Barreto, 557, no bairro de São José, na cidade de Campina Grande-PB. A vista externa principal da indústria é apresentada na Figura 2.4.



Figura 2.4 - Vista externa principal da Vitamilho.

A estrutura organizacional da empresa funciona conforme organograma mostrado na Figura 2.5:

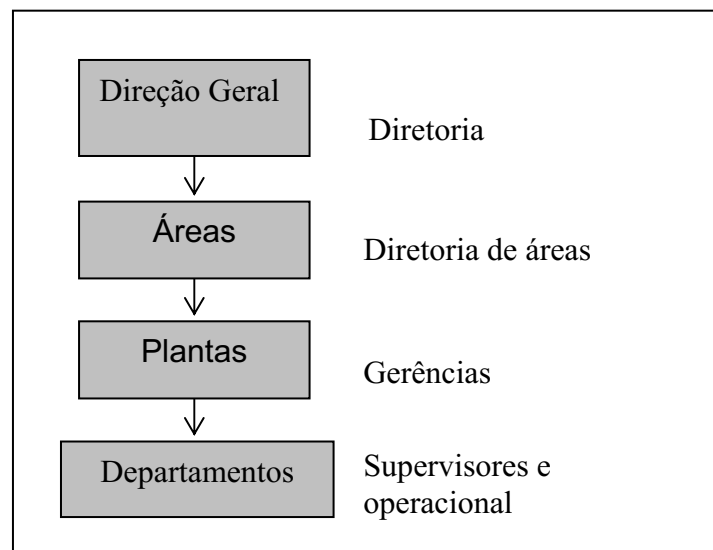


Figura 2.5 - Organograma da empresa Vitamilho.

Os grupos subdividem-se em:

- Diretor Geral: Diretor presidente.
- Diretoria de áreas: Gerência Industrial.
- Gerências: Projetos e Produção.
- Departamentos: Manutenção, Controle de Qualidade, Coordenação de produção, Almoarifado, Contabilidade, Recursos Humanos, Ambulatório Médico, etc.

Na área de comunicação, a indústria mantém uma forte interação interna através do uso de computadores. Utiliza o sistema de e-mails do programa Lótus Notes.

2.3. Processo produtivo

Um resumo do processo produtivo da farinha e flocão Vitamilho é apresentado na Figura 2.6.

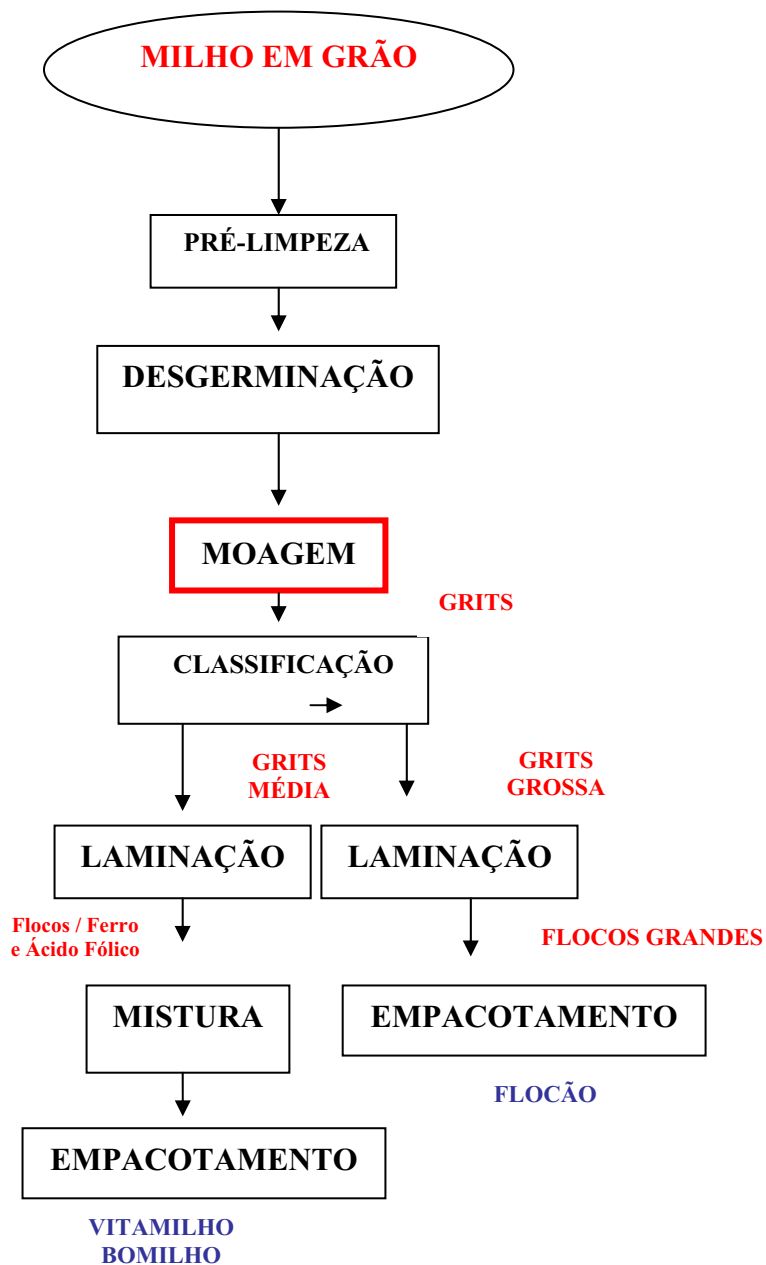


Figura 2.6 - Resumo do processo produtivo.

2.3.1. Descrição das Etapas

Apresenta-se a seguir um resumo das funções de cada setor do processo produtivo até o produto final.

- **Moega**

A Moega é onde se inicia o processo produtivo. Os caminhões e os vagões de trem descarregam os grãos de milho num subsolo que posteriormente, passam por uma balança de 1000 Kg, uma pré-limpeza e são elevados aos silos graneleiros para

armazenamento. Apresentam-se nas Figuras 2.7 e 2.8 o local de descarregamento e armazenamento dos grãos de milho.



Figura 2.7 - Moega.



Figura 2.8 - Armazenamento dos grãos de milho.

- **Moinho**

Neste setor os grãos de milho são recebidos que são transportados por um tubo, desde os silos gigantes da moega até o moinho. Em seguida, passam por uma balança de 100 Kg no piso 4 do prédio do setor; por uma peneira de limpeza no piso 3; caem

gravitacionalmente até o piso 1, onde é feita uma desgerminação, ou seja: quebrar, tirar a casca e germes do grão de milho; são elevados novamente para cair pela moagem no piso 1 formando as grits, que serão grossa e média. Assim as *grits* seguem para serem transportadas para o setor de laminação. Esse processo é ilustrado nas figuras a seguir.



Figura 2.9 - Vista externa do setor do Moinho.



Figura 2.10 - Balança.



Figura 2.11 – Peneira de limpeza.



Figura 2.12 – Desgerminador.



Figura 2.13 - Máquina que realiza a moagem.

- **Laminação**

Neste setor existem dois tipos de laminadores, os quais fragmentarão as *grits* em duas formas de flocos: um tipo floca as *grits* médias para o cuscuz Vitamilho e o outro tipo floca as *grits* grossas para o Flocão Vitamilho. Os laminadores são formados por dois rolos de aço e entrem eles passam as *grits* que são flocadas e pré-cozidas numa temperatura em torno de 50°C, devido ao atrito dos rolos. As figuras a seguir ilustram esse setor.



Figura 2.14 - Setor de Laminação.



Figura 2.15 - Laminador.

- **Flocão**

Este setor recebe as *grits* grossas, as quais passam por uma balança programada para 500 mg com tolerância de 1% para mais. Em seguida, o produto é empacotado e ao final, tem-se o cuscuz Flocão Vitamilho. Cada máquina de empacotamento gera 50 pacotes por minuto. As figuras a seguir ilustram esse setor.



Figura 2.16 - Setor Flocão.



Figura 2.17 - Máquina que realiza o empacotamento do Flocão Vitamilho.

- **Vitamilho**

Este setor recebe as *grits* médias, que ficam como farinha passando por uma mistura de pequena dosagem de ferro e ácido fólico, vitamina B9, antes de serem empacotadas dando origem ao cuscuz Vitamilho. As figuras a seguir ilustram esse setor.



Figura 2.18 - Setor Vitamilho.



Figura 2.19 - Máquina de Empacotamento da farinha Vitamilho.

Capítulo 3 - Modalidades e Estrutura Tarifária

3.1. Definições

Apresentam-se a seguir conceitos e definições importantes para avaliação dos custos relativos às tarifas componentes da conta de energia elétrica e conseqüente análise do faturamento de energia.

Contrato de fornecimento: denota um instrumento em que a concessionária e o consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo “A”, ajustam as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica. Os consumidores deste grupo são atendidos em alta tensão (acima de 2,3 kV), tais como indústrias, *shopping centers* e alguns edifícios comerciais. As especificações de tarifas dependem de algumas características de consumo da instalação.

Demanda: 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.

Demanda contratada: 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 de ultrapassagem: parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).

Demanda medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada normalmente em um intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

Demanda a faturar: 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).

Carga instalada: soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados

na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

Fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétrica ativa e reativa (energia aparente), consumidas num mesmo período especificado.

Fatura de energia elétrica: nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.

Potência: quantidade de energia elétrica solicitada na unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW).

Potência instalada: soma das potências nominais de equipamentos elétricos, de mesma espécie, instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento.

Tarifa: custo da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potência ativa.

Tarifa monômnia: tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por custos aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa.

Tarifa binômnia: conjunto de tarifas de fornecimento constituído por custos aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

Tarifa de ultrapassagem: tarifa aplicável sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada, quando exceder os limites estabelecidos. Nas “Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica” é estabelecido 10% como limite de consumo sem cobrança de tarifa de ultrapassagem.

3.2. Enquadramento Tarifário

Apresentam-se a seguir modalidades de tarifação relativas ao custo marginal, que são as mais utilizadas pelas concessionárias no plano nacional.

Os consumidores do Grupo B (baixa tensão) têm tarifa monômnia, ou seja, são cobrados apenas pela energia que consomem. Os consumidores do Grupo A têm tarifa

binômica, ou seja, são cobrados tanto pela demanda quanto pela energia que consomem. Apresenta-se na Tabela 3.1 os subgrupos referentes ao consumidor do Grupo A.

Tabela 3.1 - Classificação dos Subgrupos dos Consumidores de Alta Tensão (“A”).

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

Estes consumidores enquadram-se geralmente em uma das alternativas tarifárias a seguir:

- Tarifação Convencional;
- Tarifação horo-sazonal Verde;
- Tarifação horo-sazonal Azul (compulsória para aqueles atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV).

Os consumidores com tensão de fornecimento igual ou superior a 69kV são enquadrados na tarifa azul, conforme resolução 456 da ANEEL. Os consumidores com tensão de fornecimento inferior a 69kV podem optar pelas tarifas verde ou azul, sendo cada caso analisado individualmente, de modo a se obter uma tarifa que melhor se adeque à redução dos custos da fatura. Apresenta-se na Tabela 3.2 as opções de tarifa conforme nível de tensão de fornecimento.

Tabela 3.2 - Enquadramento Tarifário.

Consumidor	Tarifa
Tensão de fornecimento maior ou igual a 69 kV (qualquer demanda)	AZUL
Tensão de fornecimento inferior a 69 kV (demanda igual ou superior a 300 kW)	AZUL OU VERDE
Tensão de fornecimento menor que 69 kV (demanda igual ou superior a 30 kW e inferior a 300 kW)	AZUL, VERDE ou CONVENCIONAL

Apresentam-se a seguir os modelos tarifários mais usuais e o procedimento para obtenção das parcelas de consumo.

3.2.1. Tarifa Convencional

O enquadramento na tarifa Convencional exige um contrato específico com a concessionária no qual se pactua um único valor da demanda pretendida pelo consumidor (Demanda Contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido).

Os consumidores do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 ou AS, podem ser enquadrados na tarifa Convencional quando a demanda contratada for inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, três registos consecutivos ou seis registos alternados de demanda superior a 300 kW.

A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem. A parcela de consumo (Pconsumo) é calculada multiplicando-se o consumo medido pela Tarifa de Consumo:

$$\mathbf{P_{consumo} = Tarifa\ de\ Consumo\ x\ Consumo\ Medido}$$

A parcela de demanda (Pdemanda) é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior dentre elas), caso esta não ultrapasse em 10% a Demanda Contratada:

$$\mathbf{P_{demanda} = Tarifa\ de\ Demanda\ x\ Demanda\ Contratada}$$

A parcela de ultrapassagem (Pultrapassagem) é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a

Demanda Contratada:

$$\text{Pultrapa\u00e7\u00e3o} = \text{Tarifa de Ultrapassa\u00e7\u00e3o} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$$

Na tarifa\u00e7\u00e3o Convencional, a Tarifa de Ultrapassa\u00e7\u00e3o corresponde a tr\u00eas vezes a Tarifa de Demanda.

3.2.2. Tarifa Horo-Sazonal Verde

O enquadramento na tarifa Verde dos consumidores do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS, \u00e9 opcional. Essa modalidade tarif\u00e1ria exige um contrato espec\u00edfico com a concession\u00e1ria no qual se pactua a demanda pretendida pelo consumidor (Demanda Contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta). Embora n\u00e3o seja expl\u00edcita, a Resolu\u00e7\u00e3o 456 permite que sejam contratados dois valores diferentes de demanda, um para o per\u00edodo seco e outro para o per\u00edodo \u00famido. A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

- Demanda de pot\u00eancia (R\$/kW): valor \u00fanico
- Consumo de energia (R\$/MWh):
 - Um valor para o hor\u00e1rio de ponta em per\u00edodo \u00famido (PU)
 - Um valor para o hor\u00e1rio fora de ponta em per\u00edodo \u00famido (FPU)
 - Um valor para o hor\u00e1rio de ponta em per\u00edodo seco (PS)
 - Um valor para o hor\u00e1rio fora de ponta em per\u00edodo seco (FPS)

A conta de energia el\u00e9trica desses consumidores \u00e9 composta da soma de parcelas referentes ao consumo (na ponta e fora de ponta), demanda e ultrapassa\u00e7\u00e3o. A parcela de consumo \u00e9 calculada atrav\u00e9s da express\u00e3o abaixo, observando-se, nas tarifas, o per\u00edodo do ano:

$$\text{P consumo} = \text{Tarifa de Consumo na ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta} + \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido fora de Ponta}$$

No per\u00edodo seco as tarifas de consumo na ponta e fora de ponta s\u00e3o mais caras que no per\u00edodo \u00famido.

A parcela de demanda \u00e9 calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta n\u00e3o ultrapasse em mais de 10% a Demanda Contratada:

P demanda = Tarifa de Demanda x Demanda Contratada

A tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou período do ano. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$\mathbf{P \text{ ultrapassagem} = Tarifa de Ultrapassagem \times (Demanda Medida - Demanda Contratada)}$$



Figura 3.1 - Estrutura do Sistema de tarifação verde.

3.2.3. Tarifa Horo-Sazonal Azul

O enquadramento dos consumidores do Grupo A na tarifação horo-sazonal azul é obrigatório para os consumidores dos sub-grupos A1, A2 ou A3.

Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária no qual se pactua tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta (Demanda Contratada na Ponta) quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta (Demanda Contratada fora de Ponta). Embora não seja explícita, a Resolução 456 permite que sejam contratados valores diferentes para o período seco e para o período úmido. A tarifa horo-sazonal azul tem a seguinte estrutura:

- Demanda de potência (R\$/kW):
 - Um valor para o horário de ponta (P);
 - Um valor para o horário fora de ponta (FP).
- Consumo de energia (R\$/MWh):
 - Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU);
 - Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU);

- Um valor para o horário de ponta em período seco (PS);
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS).

A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta.

A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$\mathbf{P \ consumo = Tarifa de Consumo na ponta \times Consumo Medido na Ponta + Tarifa de Consumo fora de Ponta \times Consumo Medido fora de Ponta}$$

As tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são diferenciadas por período do ano, sendo mais caras no período seco. A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da Tarifa de Demanda na ponta pela Demanda Contratada na ponta (ou pela demanda medida na ponta) ao produto da Tarifa de Demanda fora da ponta pela Demanda Contratada fora de ponta (ou pela demanda medida fora de ponta), admitindo as tolerâncias estabelecidas para ultrapassagem:

$$\mathbf{P \ demanda = Tarifa de Demanda na Ponta \times Demanda Contratada na Ponta + Tarifa de Demanda fora de Ponta \times Demanda Contratada fora de Ponta}$$

As tarifas de demanda não são diferenciadas por período do ano. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a Demanda Contratada acima dos limites de tolerância. Esses limites são de 5% para os sub-grupos A1, A2 e A3 e de 10% para os demais sub-grupos. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$\mathbf{P \ ultrapassagem = Tarifa de Ultrapassagem na Ponta \times (Demanda Medida na Ponta - Demanda Contratada na Ponta) + Tarifa de Ultrapassagem fora de Ponta \times (Demanda Medida fora de Ponta - Demanda Contratada fora de Ponta)}$$

As tarifas de ultrapassagem são diferenciadas por horário, sendo mais caras no período de ponta.



Figura 3.2 - Estrutura do sistema de Tarifação Azul.

3.3. Energia e Demanda Reativa

Além da energia ativa, sobre a qual discorreu-se até agora, para os consumidores do Grupo A é considerado o consumo de energia reativa.

Até certo limite, as concessionárias não são autorizadas a cobrar essa energia e por enquanto não a cobram dos consumidores do Grupo B mesmo quando o limite é excedido. Esse panorama pode mudar em breve, mas o fato é que a cobrança, em geral, é encontrada apenas nos consumidores do Grupo A.

O limite é indicado de forma indireta, através do parâmetro fator de potência, que reflete uma certa relação entre as energias ativa e reativa consumidas. De acordo com a Resolução 456, as instalações elétricas dos consumidores devem ter um fator de potência não inferior a 0,92 (capacitivo ou indutivo).

Pela energia reativa, os consumidores do Grupo A são cobrados da mesma forma que pela energia ativa, apenas mudam as medições e os nomes. Os consumidores inseridos no Grupo A, tarifa Convencional, pagam tanto o consumo de energia reativa (UFER) quanto a demanda reativa (UFDR):

$$\text{FER} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{UFER}$$

$$\text{FDR} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{UFDR}$$

FER: Faturamento de Energia Reativa

FDR: Faturamento de Demanda Reativa.

Ao invés de FER e FDR, algumas contas de energia mostram nomes como EREX e DREX ou Energia Reativa Excedente e Potência Reativa Excedente.

Os consumidores do Grupo A, tarifa Verde, pagam o consumo de energia reativa na ponta e fora de ponta (UFER) e a demanda reativa (UFDR):

$$\text{FER} = \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{UFER na Ponta} + \\ \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{UFER fora de Ponta} + \\ \text{Tarifa de Demanda} \times \text{UFDR}$$

Os consumidores do Grupo A, **tarifa Azul**, pagam tanto o consumo de energia reativa (UFER) quanto da demanda reativa (UFDR), para os horários de ponta e fora de ponta. A energia reativa cobrada é calculada segundo a expressão:

$$\text{FER} = \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{UFER na Ponta} + \\ \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{UFER fora de Ponta}$$

e a demanda reativa:

$$\text{FDR} = \text{Tarifa de Demanda na Ponta} \times \text{UFDR na Ponta} + \text{Tarifa de Demanda fora} \\ \text{de Ponta} \times \text{UFDR fora de Ponta}$$

Não existe cobrança de ultrapassagem para a demanda reativa, mas existem fórmulas próprias para cálculo dos valores de UFER e UFDR.

3.4. Tributos

São pagamentos compulsórios devidos ao Poder Público, a partir de determinação legal, e que asseguram recursos para que o governo desenvolva suas atividades. No Brasil, os tributos estão embutidos nos preços dos bens e serviços. Isto significa que nas contas de água, energia elétrica e telefone, na compra de produtos alimentícios e bens e na contratação de diversos serviços, os consumidores pagam tributos, posteriormente repassados aos cofres públicos pelas empresas que os arrecadam.

Na conta de energia elétrica estão presentes tributos federais, estaduais e, em alguns casos, municipais. As distribuidoras de energia elétrica são responsáveis apenas pelo recolhimento e repasse desses tributos às autoridades competentes pela sua cobrança.

As concessionárias de serviço público de energia elétrica, por meio de resolução publicada pela ANEEL, incluem os tributos à tarifa de energia (por classe de consumo) e emite a conta de energia que os consumidores pagam.

Apresentam-se a seguir, os principais tributos aplicáveis ao setor elétrico.

3.4.1. Tributos Federais

Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS): São tributos cobrados pela União para manter programas voltados ao trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. A aplicação desses tributos foi recentemente alterada elevando o valor das contas de energia elétrica. Até a sanção das leis n° 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS e a COFINS eram cumulativos, com alíquotas de 0,65% e 3%, respectivamente. Com a edição das citadas leis, o PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65% e 7,6%, respectivamente, e deixaram de ser cumulativas. O PIS e a COFINS são calculados “por dentro”, o que significa dizer que os próprios impostos integram suas bases de cálculo.

3.4.2. Tributo Estadual

Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS): previsto no art. 155 da Constituição Federal, este imposto incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços e é de competência dos governos estaduais e do Distrito Federal. O ICMS é regulamentado pelo código tributário de cada Estado, ou seja, estabelecido em Lei pelas casas legislativas estaduais. Por isso as alíquotas variam em cada Estado. As concessionárias comumente realizam a cobrança do ICMS direto na fatura repassando-o integralmente ao Governo Estadual. O valor estabelecido na Paraíba atualmente é de 25%.

Capítulo 4 - Características de Consumo da Fábrica

4.1. Informações Gerais

A ASA VITAMILHO possui duas subestações (SEs) abrigadas que são caracterizadas pelos códigos 557 e 415; um trafo de 1500 kVA, dois trafos de 500 kVA e dois trafos de 225 kVA na SE-557; dois de 500 kVA na SE-415.

O sistema de tarifação cobrado é do tipo horo-sazonal azul para a subestação com o maior número de trafos funcionando e horo-sazonal verde, para a subestação com menor número trafos. As duas modalidades são estruturadas para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica conforme as horas de utilização do dia e os períodos do ano.

A instalação é atendida por sistema interligado em alta tensão (13,8 kV) nas duas subestações. A demanda contratada atual é de 345 kW no horário de ponta, 1.700 kW no horário fora de ponta para a SE- 557 e 170 kW no horário fora de ponta, para a SE-415.

4.2. Séries Históricas de Demanda

4.2.1. Análise de 2006

No início do ano de 2006 a concessionária de energia elétrica ainda não especificava na conta de energia o código da subestação. Entretanto, a conta com o valor mais alto a pagar seria a da SE-557, pois ela alimenta o maior número de cargas. No mês de abril, começou a se designar os códigos das subestações nas contas de energia. Apresenta-se na Tabela 4.1 o consumo de energia elétrica e outros fatores referentes às faturas do ano de 2006.

Tabela 4.1 - Fatura de energia no ano de 2006.

Mês	Consumo faturado na Ponta (kWh)	Consumo Faturado fora de Ponta (kWh)	Demanda Faturada na Ponta (kW)	Demanda Faturada Fora de Ponta (kW)	UFER na Ponta (Reativos excedentes)	UFER Fora de Ponta	UFDR na Ponta	UFDR Fora de Ponta
Jan	5400	244800	400	1100		12600		
Fev	7200	295200	400	1100		30600		142
Mar	7200	291600	400	1100		18000		
Abr	9000	379800	400	1368		19800		90
Mai	41400	689400	400	1512	3600	52200		90
Jun	12600	531000	400	1440		36000		126
Jul	14400	447000	400	1314		27000		90
Ago	16200	551600	370	1440		5400		
Set	14400	430200	370	1400				
Out	14400	441000	370	1400		1800		
Nov	12600	527400	370	1400		1800		
Dez	9000	442800	370	1400		1800		
TOTAL	163800	5271800	4650	15974	3600	207000		538

Conforme se vê, do mês de abril até o mês de julho, ocorreram ultrapassagens da demanda contratada no horário fora de ponta. Isso foi resultado das proximidades das festas juninas, período no qual a empresa tem a maior demanda. A demanda ultrapassada e a multa que a empresa pagou são apresentadas na Tabela 4.2.

No mês de agosto, a Vitamilho trocou sua demanda contratada de 400 e 1.100 para 370 kW e 1.400 kW, no horário de ponta e fora de ponta, respectivamente. Constatou-se que não houve ultrapassagem de demanda no restante do ano.

Ainda em 2006, especificamente no mês de maio, o consumo faturado na ponta foi de 41.400 kWh, sendo 17.400 de EAC, excedente adicional de consumo, o que custou aos cofres da indústria cerca de R\$ 3.781,54.

Tabela 4.2 - Ultrapassagem da demanda contratada (fora de Ponta – 2006).

Mês	Ultrapassagem da demanda contratada kW	Multa Aplicada (R\$)
Abril	268	9.739,12
Maio	412	14.972,08
Junho	340	12.355,60
Julho	214	7.776,76

4.2.2. Análise de 2007

Apresenta-se na Tabela 4.3 o desempenho energético da empresa no ano de 2007.

Observa-se que, novamente, a partir do mês de abril o consumo de energia elétrica aumentou, o que resultou numa ultrapassagem de demanda na ponta de 113 kW e numa multa de R\$ 14.018,78.

A partir do mês de junho começou a vigorar duas tarifas de demanda, uma *utilizada* e outra *não utilizada* tanto para o horário de ponta como fora de ponta. Anteriormente, a demanda faturada era a demanda contratada sendo utilizada ou não, acarretando prejuízos para a empresa.

4.2.3. Análise de 2008

Apresenta-se na Tabela 4.4 o desempenho energético da empresa no ano de 2008.

Observa-se que no início de 2008 ocorreu uma ultrapassagem de demanda na ponta e também no mês de maio. No mês de junho ocorreram 196 kW além da demanda contratada no horário fora de ponta. Em setembro a demanda contratada fora de ponta foi de 1.554 kW.

É importante destacar que a indústria só paga multas, se a demanda medida ultrapassar em 10% acima da demanda contratada, ou seja, acima de 407 kW na ponta e 1.540 kW fora de ponta. Após esses valores a ultrapassagem é contabilizada. Apresenta-se na Tabela 4.5 as ultrapassagens de demanda e as multas pagas.

Tabela 4.3 - Fatura de energia no ano de 2007.

Mês	Consumo faturado na Ponta (kWh)	Consumo Faturado fora de Ponta (kWh)	Demanda Faturada na Ponta (kW)	Demanda Faturada Fora de Ponta (kW)	UFER na Ponta (Reativos excedentes)	UFER Fora de Ponta	UFDR na Ponta	UFDR Fora de Ponta
Jan	11550	498750	370	1400		2100		
Fev	10500	433650	370	1400		10500		38,5
Mar	15750	561750	370	1400		30450	29	80,5
Abr	14700	511350	483	1417,5		5250		10,5
Mai	18900	739200	378	1470	3600	3150		
Jun	15750	520800	370	1438,5		6300		
Jul	16800	504000	370	1400		7350		
Ago	17850	547050	370	1400		4200		
Set	17850	581700	370	1400		3150		
Out	16800	547050	370	1400		5250		
Nov	14700	455700	370	1400		1050		
Dez	13650	472500	370	1400				
TOTAL	184800	6373500	4561	16926	3600	78750	29	129,5

Tabela 4.4 - Fatura de energia no ano de 2008.

Mês	Consumo faturado na Ponta (kWh)	Consumo Faturado fora de Ponta (kWh)	Demanda Faturada na Ponta (kW)	Demanda Faturada Fora de Ponta (kW)	UFER na Ponta (Reativos excedentes)	UFER Fora de Ponta	UFDR na Ponta	UFDR Fora de Ponta
Jan	15750	505050	420	1.400		1.050		
Fev	13.650	472500	370	1400				
Mar	12600	543900	388,5	1400		2100		
Abr	14700	655200	370	1449	1050	6300		10,5
Mai	15750	702450	430,5	1501,5		10500		42
Jun	15750	624750	399	1596		14700		42
Jul	16800	620550	388,5	1522,5		15750		52,5
Ago	13650	470400	346,5	1491		17850		63
Set	9450	494550	346,5	1554		11550		52,5
Out	4200	572250	367,5	1585,5		23100		73,5
Nov	8400	584850	367,5	1585,5		28350		126
Dez	8400	516600	367,5	1617	1050	36750		189
TOTAL	149100	6763050	4562	18102	2100	168000		651

Tabela 4.5 - Ultrapassagem da demanda contratada (2008).

Mês	Ultrapassagem da demanda contratada kW	Multa Aplicada (R\$)
Janeiro	50 (Ponta)	6.203,00
Maio	60,5 (Ponta)	7.612,71
Junho	196 (Fora de Ponta)	6.787,48

4.3. Gráficos de Desempenho Energético

Apresentam-se a seguir gráficos do desempenho energético da empresa nos últimos três anos.

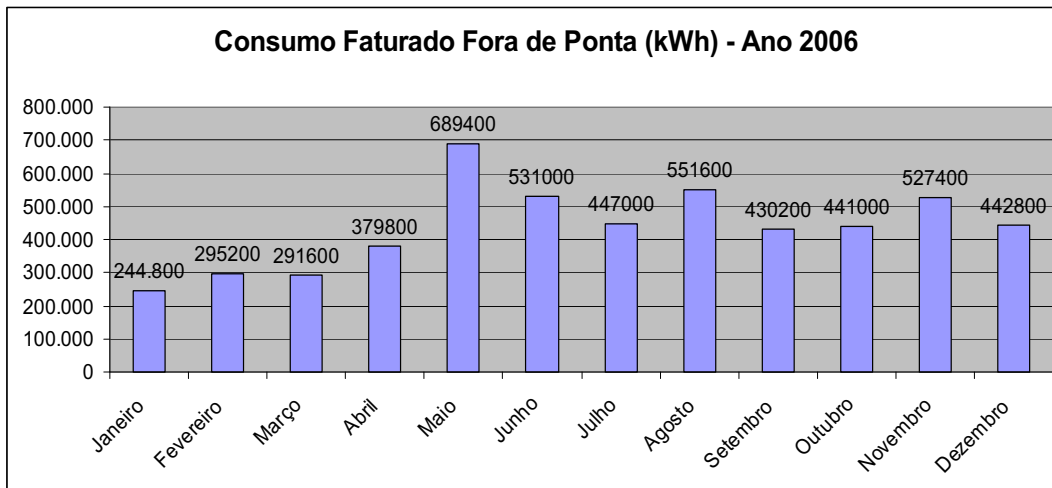


Figura 4.1 - Evolução do consumo de energia (kWh) no horário Fora de Ponta em 2006.

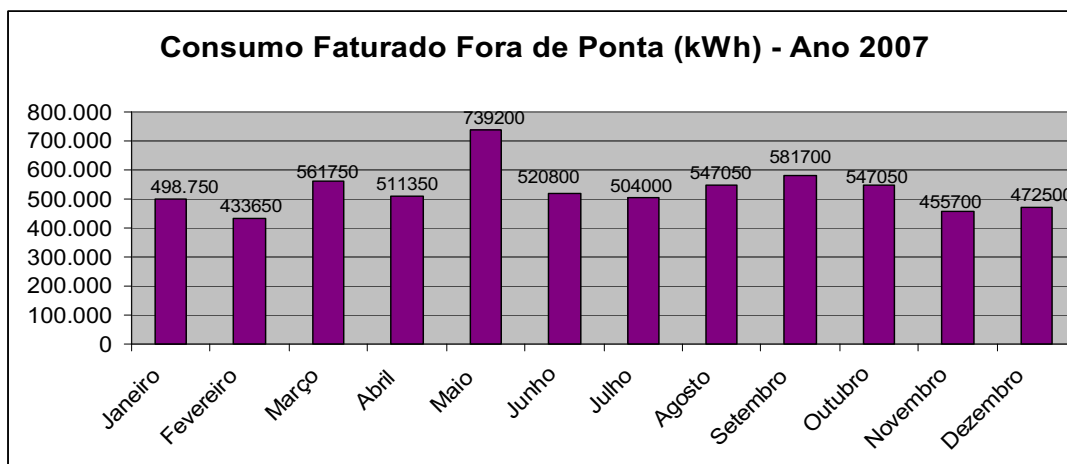


Figura 4.2 - Evolução do consumo de energia (kWh) no horário Fora de Ponta em 2007.

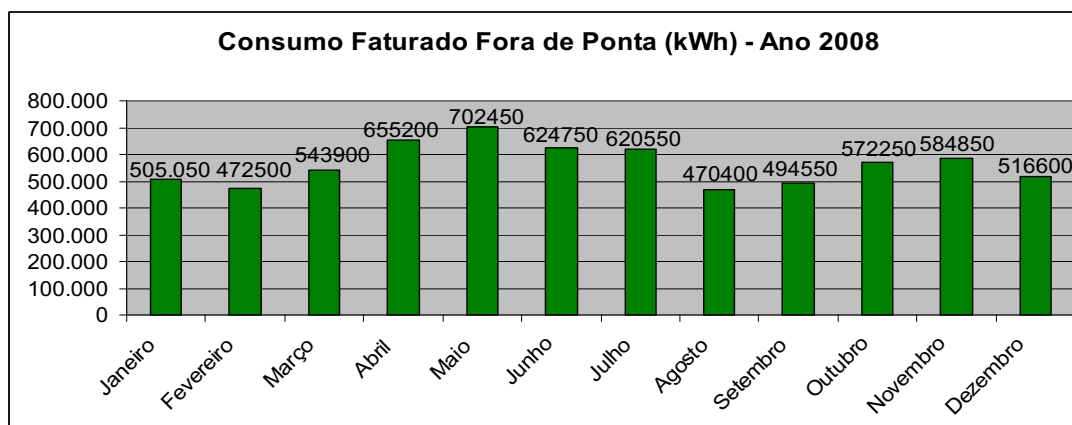


Figura 4.3 - Evolução do consumo de energia (kWh) no horário Fora de Ponta em 2008.

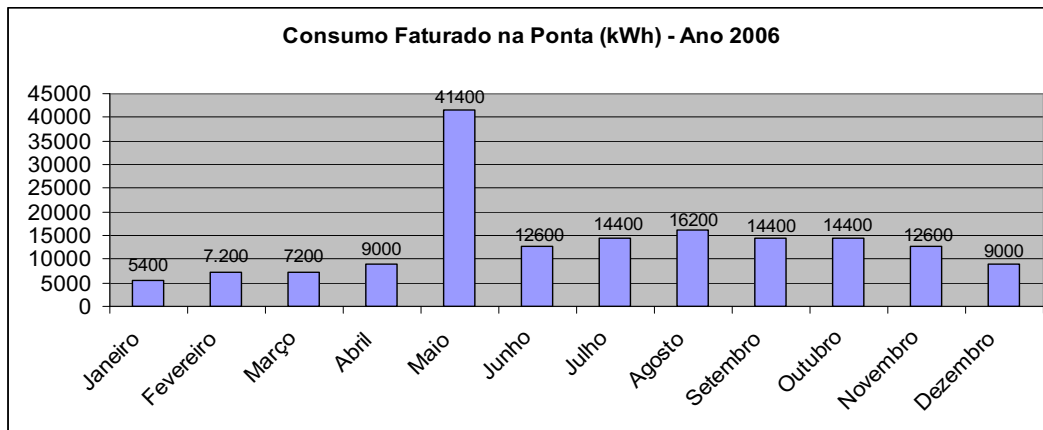


Figura 4.4 – - Evolução do consumo de energia (kWh) no horário de Ponta em 2006.

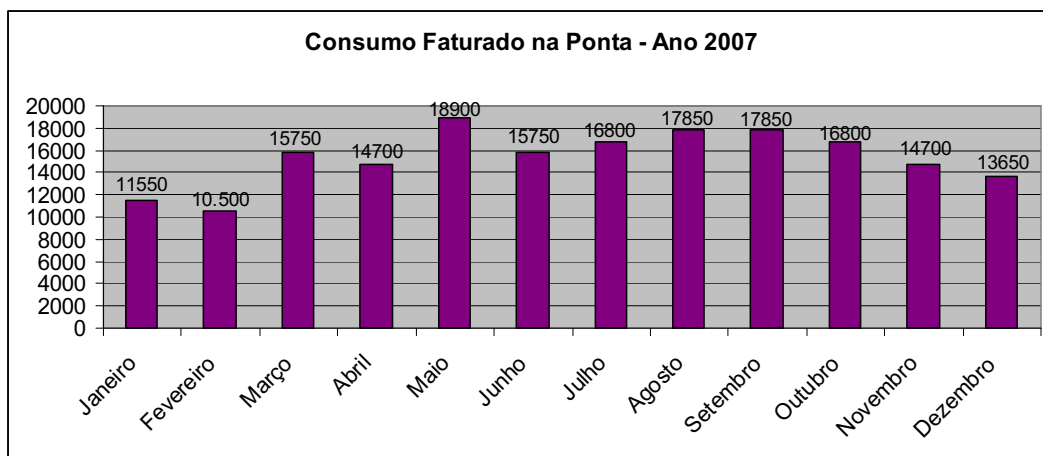


Figura 4.5 - Evolução do consumo de energia (kWh) no horário de Ponta em 2007.

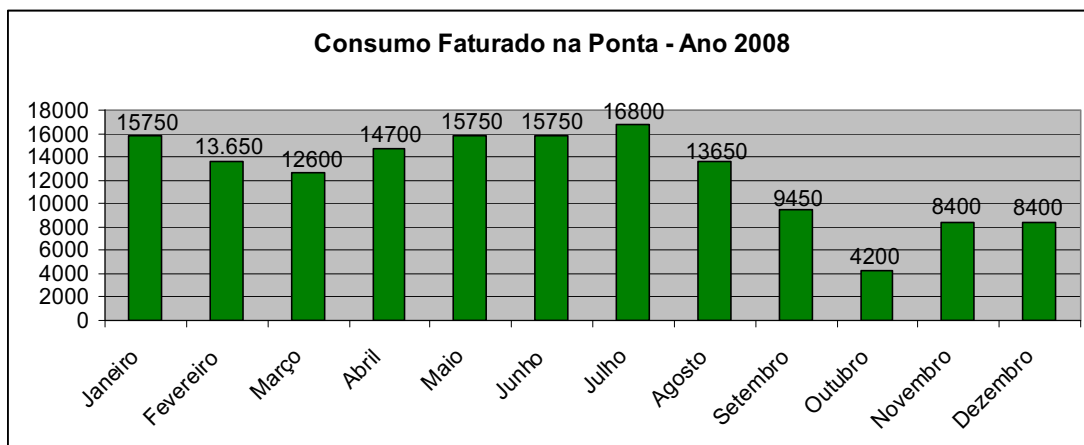


Figura 4.6 – - Evolução do consumo de energia (kWh) no horário de Ponta em 2008.

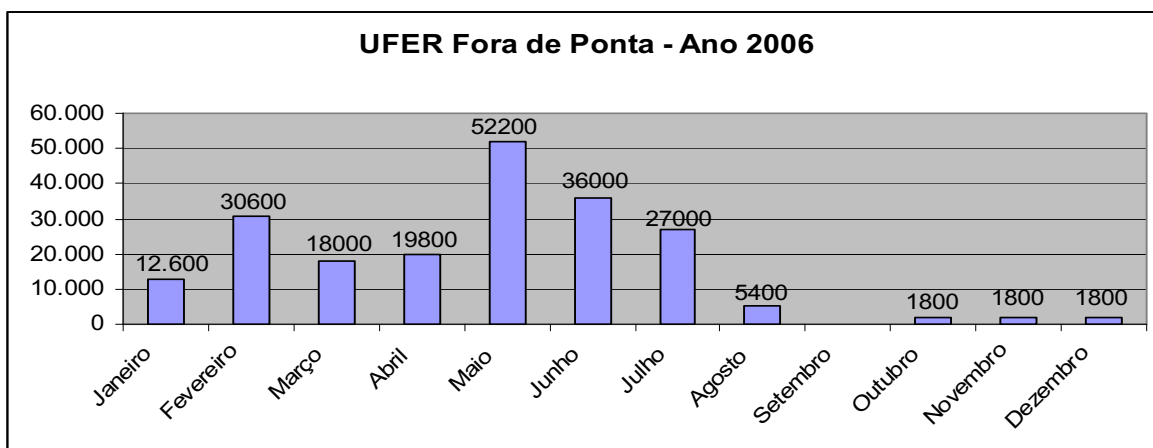


Figura 4.7 - Evolução FERF – Energia Reativa Excedente (kvarh) no ano de 2006.

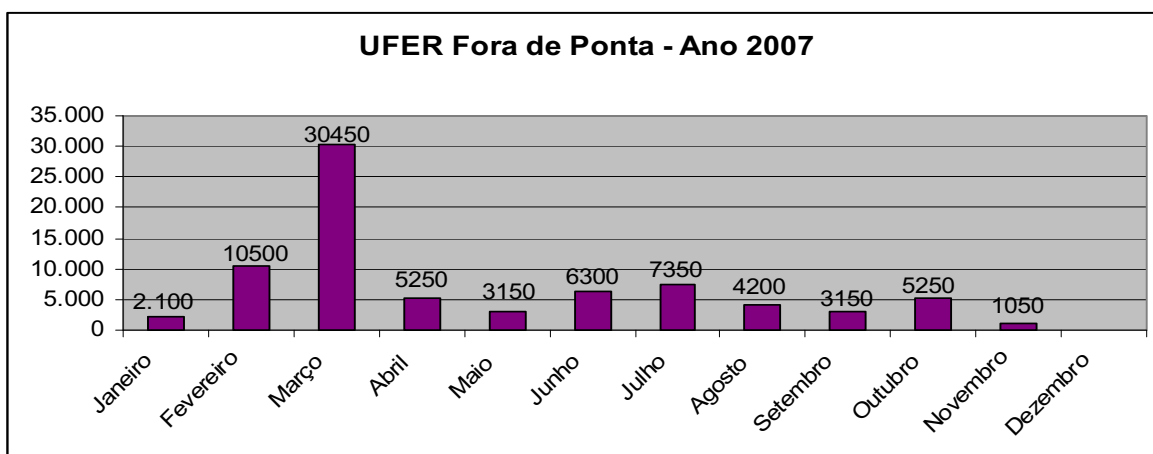


Figura 4.8 - Evolução FERF – Energia Reativa Excedente (kvarh) no ano de 2007.

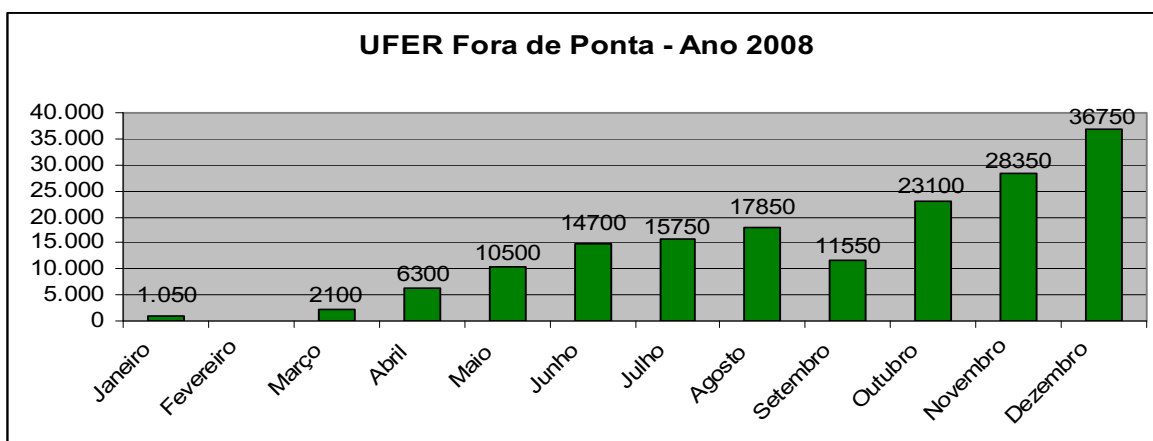


Figura 4.9 - Evolução FERF – Energia Reativa Excedente (kvarh) no ano de 2008.

O horário fora de ponta da Vitamilho ocorre das 20:30h a 17:30h do dia seguinte. Esse é o horário onde as máquinas da indústria estão em pleno funcionamento, tendo nesse intervalo de tempo o maior consumo de energia elétrica. O horário de ponta ocorre no intervalo das 17:30h a 20:30h. Nesse horário a maioria as máquinas são desligadas, devida ao contrato firmado com a concessionária que nesse tempo, chamando horário de pico, a demanda por energia elétrica é elevadíssima e a Energisa opera em seus limites.

A energia reativa excedente é um dos maiores problemas das indústrias ligadas de alimentadores trifásicos. Os gastos são enormes em compras de banco de capacitores para correção do fator de potência, instalações, manutenção, além das multas por fator de potência baixo (menor que 0,92 indutivo ou capacitivo).

Observa-se no gráfico da UFER dos últimos três anos, excesso de energia reativa fora de ponta durante todos os meses dos anos correspondentes. Destaca-se ainda que a ultrapassagem da demanda de reativos fora de ponta e algumas na ponta, como também o excesso de energia reativa na ponta, ocasionaram alguns reais a mais na conta de energia elétrica.

4.4. Contas de Energia Elétrica

Apresentam-se na tabela 4.6 a seguir, os valores das faturas de energia elétrica dos últimos anos.

Conforme se viu, os meses de abril a junho são os de máxima produção, o que resulta em conta de energia mais caras. Nos horários de ponta e fora de ponta, as tarifas de consumo de energia elétrica apresentam pequenas variações em alguns meses, sendo a tarifa mais alta no horário de ponta.

Conforme se nota, pequenas variações de valores ocorreram nos quatros primeiros meses de 2008 e entre os meses de abril e maio, quando se passa do período úmido para o considerado seco, houve um aumento em torno de R\$ 0,02 nos dois horários. Isso pode parecer pouco, entretanto ao se considerar o montante de energia consumida, representa um aumento considerável na tarifa. A tabela 4.7 mostra a evolução das tarifas no ano 2008.

Fazendo um exemplo do mês de maio, onde o consumo de energia foi maior nos últimos três anos. A tabela 4.8 ilustra o valor pago se a tarifa do mês de abril fosse em maio e também mostra o valor pago em maio com sua própria tarifa.

Tabela 4.6 - Faturas de Energia Elétrica dos anos de 2006, 2007 e 2008.

Mês	Valor R\$(2006)	Valor R\$(2007)	Valor R\$(2008)
Janeiro	62.639,26	114.561,33	124.324,91
Fevereiro	80.996,27	106.225,52	113.643,80
Março	80.087,67	132.040,72	125.437,11
Abril	105.443,95	132.519,95	144.882,99
Maio	188.648,07	165.808,99	175.490,87
Junho	150.041,47	129.527,15	155.000,70
Julho	131.412,37	126.009,36	154.157,53
Agosto	134.792,97	133.632,31	128.102,89
Setembro	110.349,98	138.720,53	127.101,93
Outubro	112.289,68	133.298,28	143.947,70
Novembro	126.996,32	115.291,35	148.056,65
Dezembro	105.209,94	110.592,99	130.612,90
TOTAL	1.388.907,95	1.538.228,48	1.670.759,98

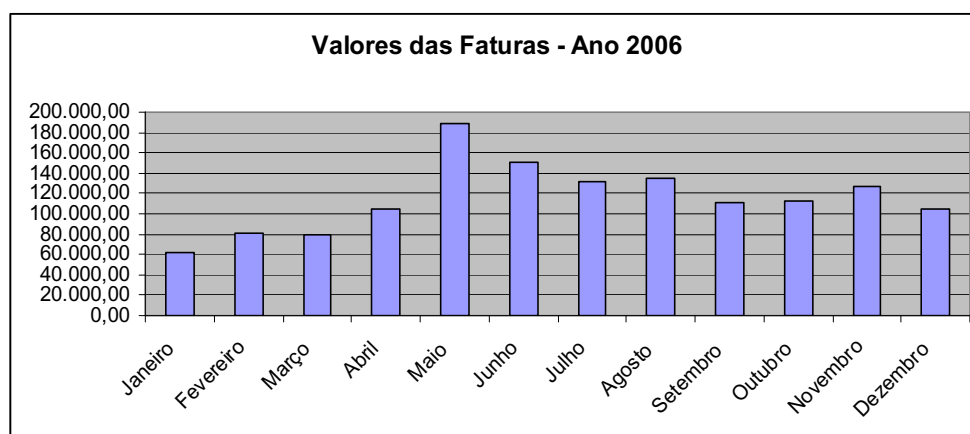


Figura 4.10 - Valores das faturas (R\$) no ano 2006.

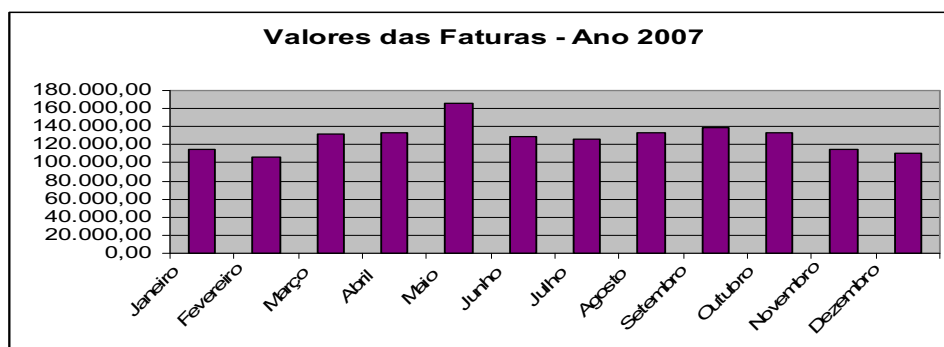


Figura 4.11 – Valores das faturas (R\$) no ano 2007.

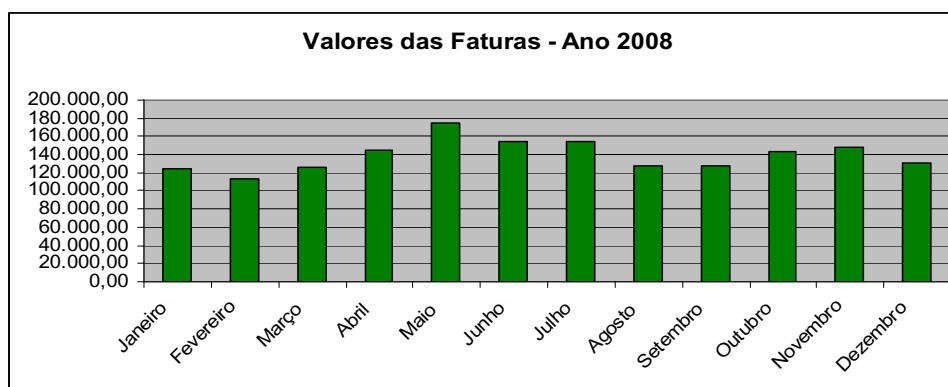


Figura 4.12 – Valores das faturas (R\$) no ano 2008.

Tabela 4.7 - Evolução das tarifas de consumo no horário de ponta e fora de ponta em 2008

Mês	Tarifa de Consumo na ponta (R\$/kWh)	Tarifa de Consumo fora de ponta (R\$/kWh)
Janeiro	0,23861	0,14323
Fevereiro	0,24054	0,14809
Março	0,24086	0,14887
Abril	0,24086	0,14887
Maio	0,26619	0,16358
Junho	0,26702	0,16406
Julho	0,26702	0,16406
Agosto	0,26702	0,16406
Setembro	0,26702	0,16406
Outubro	0,26702	0,16406
Novembro	0,26702	0,16406
Dezembro	0,18065	0,11166

Tabela 4.8 – Valores (R\$) referentes ao consumo de maio de 2008

	Valor (R\$) no horário de ponta	Valor (R\$) no horário fora de ponta
Com a Tarifa de Abril	3.793,54	104.573,73
Com a Tarifa de Maio	4.192,49	114.906,77
Economia	398,95	10.333,04

4.5. Análise dos três primeiros meses de 2009

Conforme se observa na Tabela 4.9, houveram aumentos em todos os parâmetros. Isso é devido ao processo de expansão que está ocorrendo na fábrica, tanto na produção como na instalação de máquinas. É importante destacar que o contrato de demanda com a concessionária estava em aberto, ou seja, como a fábrica está passando por uma expansão, foi feito um acordo das duas partes deixando a demanda contratada sem limites, faturando o que for medido. O acordo teve fim no mês de março de 2009, onde a indústria realizou um estudo para saber a demanda que precisaria sem que ultrapassassem o valor do contrato e ao final, fixou-se em 1.700 kW para demanda contratada fora de ponta e 345 kW para o horário de ponta.

Apresenta-se na Tabela 4.10 os valores das faturas de energia elétrica pagas nos três primeiros de 2009.

A principal preocupação dos gerentes da indústria é com os excedentes de energia reativa, ou seja, fator de potência baixo, visto que desde outubro de 2008 os reativos excedentes vinham aumentando.

Conforme Figura 4.13, houve considerável queda no consumo de reativos excedentes, ou seja, aumento do fator de potência devido à instalação de alguns bancos de capacitores e controladores de fator de potência, os quais serão apresentados logo adiante.

Analisando-se a Tabela 4.11, observa-se que houve uma economia considerável em virtude do aumento do fator de potência, do mês de fevereiro para março de 2009.

Tabela 4.9 - Dados de parâmetros característicos da fatura de energia no ano de 2009.

Mês	Consumo faturado na Ponta (kWh)	Consumo Faturado fora de Ponta (kWh)	Demanda Faturada na Ponta (kW)	Demanda Faturada Fora de Ponta (kW)	UFER na Ponta (Reativos excedentes)	UFER Fora de Ponta	UFDR na Ponta	UFDR Fora de Ponta
Jan	7350	618.450	262	1.743	1050	59.850		304,5
Fev	10.500	640.500	357	1.774,50		73.500	21	210
Mar	17.850	786.450	441	1.827		28.350		73,5

Tabela 4.10 - Valores das faturas de 2009.

Mês	Valor R\$(2009)
Janeiro	161.939,27
Fevereiro	169.968,76
Março	193.042,69

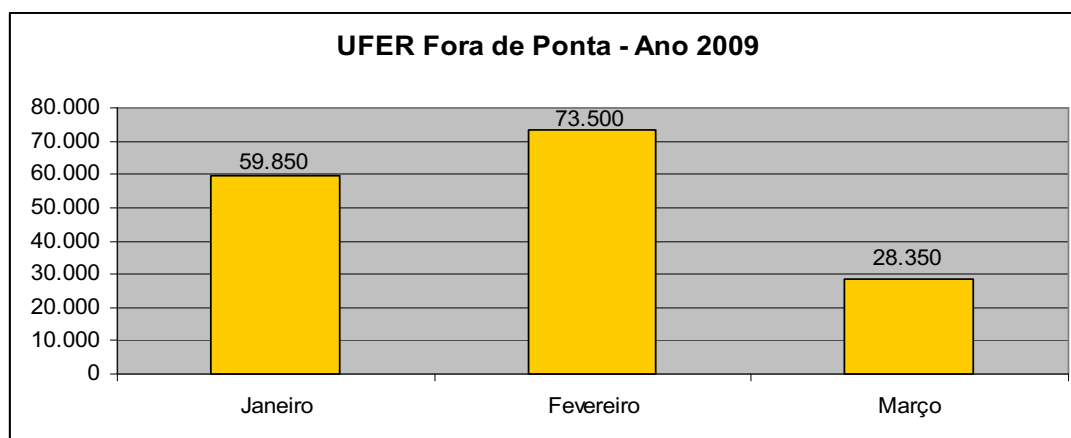


Figura 4.13 - Evolução FERF – Energia Reativa Excedente (kvarh) no ano de 2009.

Tabela 4.11 - Valores Pagos do consumo de FER

Meses	Valor (R\$) do consumo de FER - Fora de ponta	Valor (R\$) do consumo de FDR – Fora de ponta
Fevereiro	8.672,26	2.022,30
Março	3.366,56	716,62
Redução	5.305,70	1.305,68

Capítulo 5 - Dimensionamento dos Condutores dos Motores da Laminação

Apresenta-se nesta seção um projeto de expansão da fábrica no setor de laminação. Foram feitos os cálculos para o dimensionamento da seção mínima dos condutores para máquinas de potência nominal de 125, 30 e 15 cv, que serão alimentadas por dois transformadores 500 kVA, existentes na subestação 557 da fábrica. Um terceiro transformador alimentará dois motores, sendo um de 125 cv e o outro de 30 cv. Um quarto transformador alimentará três motores, sendo dois de 125 cv e o outro de 15 cv.

Os cabos utilizados foram os condutores unipolares, sendo eles de PVC (cloreto de polivinila) como tipo de isolamento (Figura 5.1).

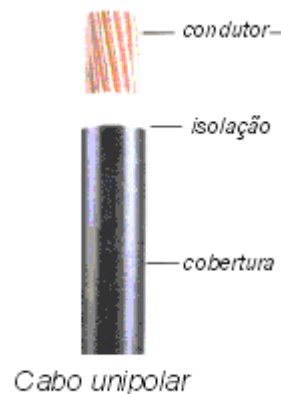


Figura 5.1 – Cabo Unipolar

Para dimensionar os condutores elétricos deve-se satisfazer, simultaneamente, os três critérios seguintes:

- Capacidade de condução de corrente, ou simplesmente ampacidade;
- Limites de queda de tensão;
- Capacidade de condução de corrente de curto-circuito por tempo limitado.

Durante a elaboração de um projeto, os condutores são inicialmente dimensionados pelos dois primeiros critérios. Assim, quando do dimensionamento das

proteções baseado nas intensidades das correntes de falta, entre outros parâmetros, é necessário confrontar os valores destas e os respectivos tempos de duração com os valores máximos admitidos pelo isolamento dos condutores utilizados.

5.1. Critério da capacidade de condução de corrente

Para estimar o valor da corrente que percorrerá o condutor, deve-se obter a corrente nominal do motor e seu fator de serviço, que se não especificado, pode-se considerar igual a 1.

Na instalação de um agrupamento de motores como foi o caso do projeto, a capacidade mínima de corrente do condutor deve ser igual à soma das correntes de carga de todos os motores, considerando-se os respectivos fatores de serviço. Como mostra a equação 5.1:

$$I_c = F_{s(1)} \times I_{nm(1)} + F_{s(2)} \times I_{nm(2)} + \dots + F_{s(n)} \times I_{nm(n)} \quad (\text{A}) \quad (5.1)$$

$I_{nm(1)}, I_{nm(2)}, I_{nm(3)} \dots I_{nm(n)}$ - correntes nominais dos motores, em A;

$F_{s(1)}, F_{s(2)}, F_{s(3)} \dots F_{s(n)}$ - fatores de serviço correspondentes.

5.1.1. Cálculos das correntes mínimas.

a) Transformador com um motor de 125 e um de 30 cv.

Os dados de placas dos motores necessários para os cálculos são os seguintes:

- 125 cv: 4 pólos, 380 V, 175 A, FS = 1.
- 30 cv: 4 pólos, 380 V, 43 A, FS = 1,15.

Utilizando a equação 5.1, temos:

$$I_c = 1 \times 175 + 1,15 \times 43$$

$$I_c = 224,45 \text{ A}$$

Considerando-se que os condutores unipolares estão dispostos em canaleta fechada embutida no piso, obtém-se na coluna B1.7 da Tabela 3.6, justificada pela Tabela 3.4 (método de instalação 33), (livro Instalações Elétricas Industriais, sétima edição, autor João Mamede Filho), a seção dos condutores fase:

$$S_c = 3 \#120 \text{ mm}^2$$

b) Transformador com dois motores de 125 e um de 15 cv.

Os dados de placas dos motores necessários para os cálculos são os seguintes:

- 125 cv: 4 pólos, 380 V, 175 A, FS = 1.
- 15 cv: 4 pólos, 380 V, 22 A, FS = 1,15.

Utilizando a equação 5.1, temos:

$$I_c = 2 \times 1 \times 175 + 1,15 \times 22$$

$$I_c = 375,3 A$$

Considerando-se que os condutores unipolares estão dispostos em canaleta fechada embutida no piso, obtém-se na coluna B1.7 da tabela 3.6, justificada pela tabela 3.4 (método de instalação 33), (livro Instalações Elétricas Industriais, sétima edição, autor João Mamede Filho), a seção dos condutores fase:

$$S_c = 3 \#300 \text{ mm}^2$$

5.2. Critério do limite da queda de tensão

Após o dimensionamento da seção do condutor pela capacidade de corrente de carga, é necessário saber se esta seção está apropriada para provocar uma queda de tensão no ponto terminal do circuito, de acordo com os valores mínimos estabelecidos pela norma NBR-5410/2004, ou obedecendo aos limites definidos pelo projetista para aquela planta em particular e que sejam inferiores aos limites ditados pela norma citada.

Neste caso, o limite da queda de tensão é de 7% da tensão nominal, tendo tipo da instalação alimentada através de subestação própria, e o início da instalação são os terminais secundários do transformador de MT/BT, definido pela norma.

A seção mínima do condutor de um circuito trifásico, de quatro condutores (3F + N), pode ser determinada pela queda de tensão, de modo simplificado, a partir da equação 5.2.

$$S_c = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times \sum(L_c \times I_c)}{\Delta V_c \times V_{ff}} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (5.2)$$

ρ – resistividade do material condutor(cobre): $1/56 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$;

L_c – comprimento do circuito, em m;

I_c – corrente total do circuito, em A;

ΔV_c – queda de tensão máxima admitida em projeto, em %;

V_{ff} – tensão entre fases, em V.

5.2.1. Cálculos da seção mínima para queda de tensão de 4%.

a) Transformador com um motor de 125 e um de 30 cv.

Com os dados já citados para esse transformador, a corrente calculada anteriormente para essa situação, e com $L_c=190\text{m}$. Utilizando a equação 5.2, temos:

$$S_c = \frac{100 \times \sqrt{3} \times 1 / 56 \times 190 \times 224,45}{4 \times 380}$$

$$S_c = 86,8\text{mm}^2$$

Logo, a seção do condutor a ser utilizado é de **120 mm²** que satisfaz ao mesmo tempo às condições de capacidade de corrente e da queda de tensão.

b) Transformador com dois motores de 125 e um de 15 cv.

Com os dados já citados para esse transformador, a corrente calculada anteriormente para essa situação, e com $L_c=190\text{m}$. Utilizando a equação 5.2 temos:

$$S_c = \frac{100 \times \sqrt{3} \times 1 / 56 \times 190 \times 375,3}{4 \times 380}$$

$$S_c = 145,1\text{mm}^2$$

Logo, a seção do condutor a ser utilizado é de **300 mm²** que satisfaz ao mesmo tempo às condições de capacidade de corrente e da queda de tensão.

5.3. Critérios para Dimensionamento da seção Mínima do Condutor Neutro

A NBR- 5410/2004 estabelece os critérios básicos para o dimensionamento da seção mínima do condutor neutro, ou seja:

- a) O condutor neutro não pode ser comum a mais de um circuito;
- b) A seção do condutor neutro de um circuito trifásico não deve ser inferior à dos condutores fase quando a taxa da terceira harmônica e seus múltiplos for superior a 15%, podendo, no entanto, ser igual à seção dos condutores fase quando a referida taxa de harmônica não for superior a 33%;
- c) Quando a seção dos condutores fase de um circuito trifásico com neutro for superior a 25 mm², a seção do condutor neutro pode ser inferior à seção dos

condutores fase, limitada à seção da tabela xx, quando as três condições que se seguem forem simultaneamente satisfeitas:

- O circuito for presumivelmente equilibrado, em serviço normal;
- A corrente das fases não contiver uma taxa de terceira harmônica e seus múltiplos superior a 15%;
- O condutor neutro for protegido contra sobrecorrente.

Apresenta-se na Tabela 5.1 a seção do condutor neutro para o critério da letra c.

Tabela 5.1 – Seção do condutor neutro.

Seção dos Condutores Fase (mm²)	Seção Mínima do Condutor (mm²)
S ≤ 25	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
500	185

5.3.1. Escolha da seção do condutor Neutro

Como na fábrica a taxa de terceira harmônica e seus múltiplos não chega a ser superior a 15% e também satisfazem as condições acima citadas. O dimensionamento mínimo da seção do condutor neutro é mostrado na Tabela 5.1 e as áreas dos condutores dimensionados, na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Áreas dos condutores

	Seção dos condutores Fase (mm²)	Seção dos condutores Neutro (mm²)
Transformador 3	120	70
Transformador 4	300	150

Capítulo 6 - Controlador de Fator de Potência

ST8300C

6.1. Apresentação

O controlador de fator de potência ST8300C foi desenvolvido pela Sultech Sistemas Eletrônicos Ltda, para manter o fator de potência da instalação dentro de limites preestabelecidos, através da monitoração contínua do equipamento e do acionamento adequado de bancos capacitivos gerenciados por ele.

A programação e operação dos equipamentos é muito simples. Além disso, os equipamentos são compatíveis com outras ferramentas importantes, como interfaces de usuário de medidores de energia padrão.

O ST8300C mede, registra e visualiza diversas grandezas elétricas tais como: tensão, corrente, potência aparente, potência ativa, potência reativa e fator de potência em cada uma das três fases, bem como a frequência da rede. Se necessário, faz ainda correção do fator de potência, indicando a quantidade de capacitores a ser acionada (falta kvar). Possui memória para 30 dias de registros, com intervalo de 5 minutos, oferecendo ao usuário uma análise completa do sistema de energia da sua instalação. É possível ainda, utilizar o equipamento em conjunto com o software ST9000W (item opcional), que permite maximizar ainda mais a análise e o gerenciamento dos dados.

Devido a essas características, o ST8300C constitui-se em um poderoso sistema de gerenciamento de energia elétrica. Apresenta-se na Figura 6.1 o controlador, que possui mostrador LCD e pode ter 8 ou 16 saídas para bancos de capacitores.



Figura 6.1 – Controlador de fator de potência

6.2. Princípio de Funcionamento

O controlador ST8300C mede a tensão e a corrente da carga de forma contínua e calcula seu valor através de algoritmos matemáticos, obtendo valores *true* RMS. O fator de potência calculado leva em conta o conteúdo harmônico da corrente e da tensão, fornecendo maior precisão.

Opcionalmente, o fator de potência pode ser obtido via interface serial da saída de usuário do registrador eletrônico de potência (REP). Neste caso, não há cálculo de harmônicos. Conforme a necessidade, ou seja, sempre que o fator de potência indutivo fica abaixo do *set-point*, o controlador ativa um ou mais bancos de capacitores, proporcionando, assim, uma correção eficiente.

Da mesma forma, toda vez que o fator de potência ultrapassa o ponto de desligamento programado, através do desligamento de cargas indutivas que estavam sendo compensadas, o controlador desativa um ou mais bancos de capacitores a cada 05 segundos, até que o fator de potência fique acima do ponto de desligamento programado.

O controlador ST8300C possui diversas características cujo objetivo é proteger seu investimento nos bancos de capacitores. Entre elas está o tempo de repouso, ou seja, o tempo programado para evitar que um banco de capacitores seja religado logo após seu desligamento, o que poderia danificar o capacitor e certamente diminuiria a vida útil das contactoras (que conectam os capacitores à rede elétrica).

Outra característica importante é o desligamento dos bancos de capacitores quando a tensão da rede atinge valores elevados, evitando sobretensões de longa duração, ou então quando o conteúdo harmônico da corrente e da tensão fica muito elevado, podendo causar ressonâncias na instalação e danificar os capacitores.

A saída de alarme do ST8300C pode ser acionada por várias ocorrências:

- Fator de potência muito indutivo (quando todos os bancos estiverem acionados);
- Fator de potência capacitivo (quando todos os bancos estiverem desligados);
- Tensão alta na alimentação do sistema;
- Tensão baixa na alimentação do sistema;
- Sobrecorrente na carga;
- Conteúdo harmônico elevado (corrente);
- Temperatura elevada (opcional).

Apresenta-se na Tabela 6.1 o catálogo de algumas características técnicas do controlador.

Tabela 6.1 – Características técnicas do controlador ST8300C

	Variáveis	ST 8300C
	Dimensões	9,6x9,6x14 cm
	Peso	550g
	Função	ControL + Acion.
	Precisão	V=I=0,5; FP=P=1
	Parâmetro	Fator de Potência
ENTRADA	Tipo	Trifásica
	Modo	Delta/Estrela/Delta
	Máx. Corrente	Secundário 5 A
	Tensão	50 a 600 VAC
	REP(opcional)	Sim
	SAÍDA	Quantidade
Tipo		Tiristor
Corrente		5A
REGISTRO	Mostrador	2 x 16 LCD
	Parâmetro	V,I,FP
	Período	35 dias
	Frequência	5 mim.
	Harmônicas	Até 11 a.
ALARME	Quantidade	1
	Saída	2A
	Motivo	V,I,FP,CH
	Alimentação	80 a 254 VAC
	Supervisório	Windows
	Serial	RS 232 op. RS 485
	Protocolo	MODBUS - RTU

6.3. Software ST9000W ou STProg

A Sultech oferece os softwares ST9000W ou STProg. Com este produto opcional, a indústria pode maximizar as funcionalidades dos controladores nos seguintes aspectos:

- Auxílio na instalação do equipamento;
- Facilidade na programação;
- Gerenciamento de dados, com a geração de relatórios e gráficos a partir dos dados armazenados pelo controlador;
- Supervisão on-line de medição e formas de onda.

Os registros do controlador podem ser transferidos para um microcomputador, onde o software formará um banco de dados e poderá gerar gráficos e relatórios de dados.

6.4. Esquemas Elétricos de Ligação

O controlador de fator de potência possui entrada para três TCs e amostragem de tensão nas três fases com neutro. Apresentam-se nas Figura 6.2 e 6.3 a conexão do controlador em estrela e dos acionamentos dos bancos, respectivamente.

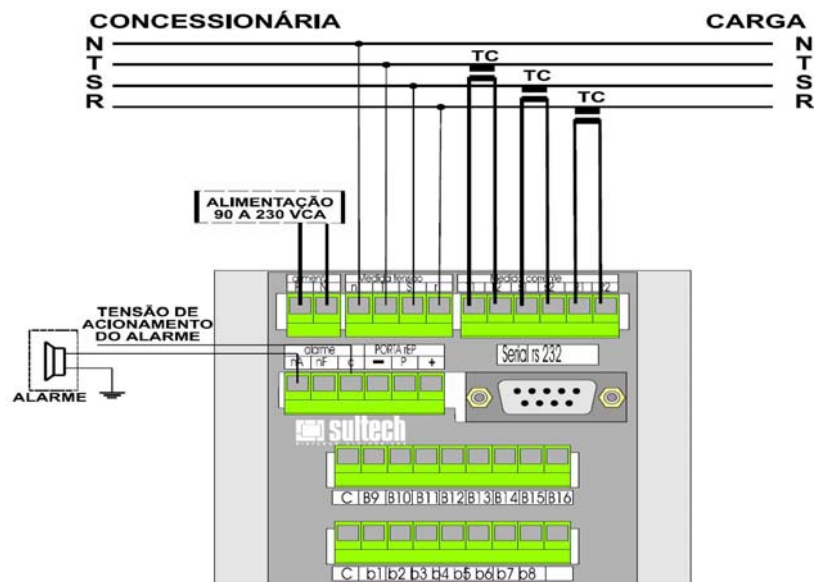


Figura 6.2 - Conexão do controlador em estrela.

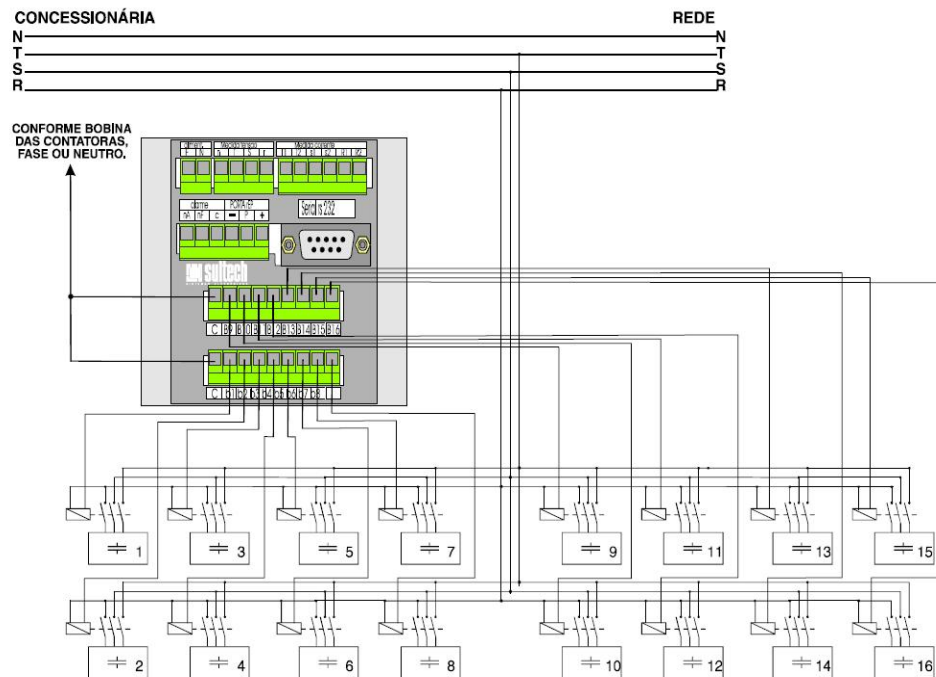


Figura 6.3 - Conexão dos acionamentos dos bancos de capacitores.

6.5. Valores dos Bancos de Capacitores e do Fator de Potência após a Instalação

A adequação do fator potência em instalações industriais denota um importante benefício na fatura de energia elétrica, visto que pode incidir na redução ou até, eliminação de cobranças por excesso do consumo de energia reativa. A principal medida para correção do fator de potência indutivo é a inclusão de capacitores nas instalações, o que tem despertado muito interesse nas áreas de projeto, manutenção e setor financeiro das empresas, visto que resulta na racionalização do consumo dos equipamentos elétricos e melhoria dos níveis de tensão da instalação.

A ANEEL estabelece como limite o valor de 0,92 indutivo ou capacitivo. Antes da instalação do controlador, o fator de potência era **0,51 e 0,67 atrasados**. Então foi feito de imediato uma manutenção como a troca de bancos de capacitores com defeitos e a instalação de novos bancos num total de **895 kvar**. Esse valor foi indicando pelo próprio controlador para que o fator de potência chegasse ao set-point 0,96, na função falta kvar. Ao final, o fator de potência passou para **0,96 indutivo**.

Apresenta-se na Tabela 6.2 a potência dos bancos capacitivos instalados nos quadros dos respectivos transformadores.

Tabela 6.2 – Potência dos bancos instalados nos quadros dos respectivos trafos.

Número	Potência dos Transformadores (kVA)	Potência dos bancos Instalados (kvar)
1	250	55
2	250	70
3	500	107,5
4	500	190
5	1500	472,5

Capítulo 7 - Conclusões

O levantamento das séries históricas do consumo se estabeleceu como uma ferramenta importante para a indústria, no que se refere à identificação de oportunidades que apontam para soluções preliminares. Neste contexto, este processo foi à base para traçar um diagnóstico do consumo da instalação.

As maiores preocupações da fábrica eram a ultrapassagem de demanda e o fator de potência baixo. A manutenção dos bancos de capacitores com defeitos e a inclusão de novos juntos com o controlador de fator de potência reduziram consideravelmente os gastos com a energia reativa excedente. O problema da demanda ficou para ser solucionado em breve com a instalação de um registrador de demanda.

Durante o estágio constatou-se que as disciplinas teóricas estavam efetivamente conectadas às atividades realizadas, tais como: Sistemas Elétricos, Gerenciamento de Energia Elétrica, Distribuição de Energia Elétrica, Instalações Elétricas.

Por fim, o convívio com profissionais da área de eletricidade foram de grande importância para o aprendizado prático e a conclusão do estágio.

Referências Bibliográficas

ANEEL, *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*, Resolução n.º 456, novembro 2000.

AZEVÊDO, W. V. S. e MEDEIROS, L. D. C., *Tarifação e Preços de Energia Elétrica*. Trabalho apresentado na disciplina “Gerenciamento de Energia”, UAEE -UFCG, fevereiro 2007.

PROCEL, *Manual de Tarifação de Energia Elétrica*, Eletrobrás -1ª edição, maio 2001.

MAMEDE FILHO, J. *Instalações Elétricas Industriais* - Sétima edição de acordo com a NBR 5410:2004 e 14.039. Rio de Janeiro: LCT, 2005.

SULTECH – Sistemas Eletrônicos, MANUAL DE INSTALAÇÃO E OPERAÇÃO do ST8300C

<http://www.aneel.gov.br> (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA)

<http://www.asanet.com.br> (Asa Indústria e Comércio Ltda.)