

ALEXANDRE GRACIOLLI FRAGOAS

**ESTUDO DE CASO DO USO DE
BANCOS DE CAPACITORES EM
UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO
PRIMÁRIA – INDICATIVOS DA SUA
VIABILIDADE ECONÔMICA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia de São
Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Mario Oleskovicz

São Carlos
2008

Dedicatória

A José, Márcia Berenice e Márcia Maria, meus pais e irmã, exemplos de honra, ética, dignidade e perseverança em minha vida, com muito carinho e amor, gratidão e admiração, por toda força, bondade, compreensão, conselhos, broncas, exemplos e inúmeras noites em claro, educação inquestionável e invejável durante toda minha vida, por nunca me deixarem desistir, esmaecer nos longos dias de dúvida e dificuldade, tornando assim este momento realidade.

A Marta, minha avó, exemplo supremo do verdadeiro amor, compaixão e bondade, fonte eterna de minha inspiração.

A Mayra, minha querida companheira, amiga e mais que namorada, com muito amor, e gratidão, pelo seu carinho, atenção e paciência incondicionais, por seu amor, conselhos e conversas. Por tornar os momentos de dificuldade, de desânimo, mais amenos, alegres, possíveis de serem superados e por todo o apoio ao longo deste trabalho.

Agradecimentos

À Escola de Engenharia de São Carlos, EESC-USP, pela oportunidade de realização do meu Trabalho de Conclusão de Curso.

À CPFL, pelo fornecimento de todo o material necessário em meus estudos, desde P&Ds até os programas utilizados.

Ao meu gestor de estágio (CPFL) e amigo Massayuki Suzuki, por toda paciência, conselhos, ensinamentos que me foram dados durante todo o período de estágio na CPFL, tornando possível a conclusão deste estudo. Obrigado por me ensinar a “enxergar”.

Aos meus colegas de CPFL, por tudo que me ensinaram, pela confiança, amizade e boas risadas.

A um casal muito especial Eduardo e Yara, pela grande força, pensamentos positivos, orações e acima de tudo por acreditarem que esse trabalho era possível.

Ao meu amigo Rogério (Chicão), pela ajuda com a formatação da monografia

Ao meu amigo Cristiano (Coalhada), pela ajuda no *abstract*.

Aos meus amigos Wiliam (Ronaldo) e Hamilton (Moisés), por todo conhecimento a mim transmitido.

Sumário

Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	vii
Resumo	viii
Abstract	ix
Capítulo 1 - Introdução	1
Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica	4
2.1. – Reconfiguração de Rede	4
2.2. – Instalação de Bancos de Capacitores	7
Capítulo 3 – Conceitos básicos sobre bancos de capacitores, energia ativa, reativa e harmônicos	12
3.1. Bancos de Capacitores	12
3.1.1. - Esquema de Ligação	12
3.1.2. – Conexões	13
3.1.3. – Dimensionamento dos bancos	13
3.1.4. – Tipos e operação	14
3.1.4.1 – Bancos de capacitores automáticos	15
3.1.4.1.1. – Controle por tensão	15
3.1.4.1.2. – Controle por corrente	16
3.1.5. Resolução N° 456 da ANEEL	17
3.1.6 Resolução N° 505 da ANEEL	18
3.1.6.1 Níveis de Tensão	18
3.1.7. – Local de Instalação	19
3.1.8. – Precauções	20
3.2. Energia Ativa, Reativa e Fator de Potência	20
3.3. Harmônicos	22
3.3.1. – Transformadores	22
3.3.2. – Cabos de Alimentação	23
3.3.3. – Capacitores	23
3.4. O Efeito da Ressonância	26
3.5. Medições de Componentes Harmônicos	27
3.6. Sistemas Não-Senoidais	27
Capítulo 4 – Planejamento	31
4.1. – Introdução	31
4.2. – Configuração da Rede de Distribuição Primária	32
4.3. – Regulação de Tensão	32
4.3.1. – Reguladores de Tensão	32
4.3.1.1 – Sobrecarga de Corrente	33
4.3.1.2 – Ajuste dos Níveis de Tensão	33
4.4. – Atendimento a grandes consumidores	33
4.4.1. – Cargas comuns	34
4.4.2. – Cargas especiais	34
4.5. – Proteção	35
Capítulo 5 – Estudo e solução implementada	36

5.1. Conhecendo a cidade de Itu	36
5.2. Rede Primária	36
Capítulo 6 – Resultados observados	45
Capítulo 7 – Análise Econômica	49
7.1 – Conceitos de Economia	49
7.1.1. – Investimento	49
7.1.2. – Taxa de Desconto	50
7.1.3. – Pay Back (Retorno)	50
7.2 – Cálculo das perdas anuais	51
Capítulo 8 – Conclusão	55
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

Lista de Figuras

Figura 3.1: Triângulo de potência	14
Figura 3.2 – Tensões nominais padronizadas entre 1 e 69 KV	18
Figura 3.3: Circuito genérico utilizado nas definições de FP e triângulo de potência	21
Figura 3.4: Tetraedro de Potência	29
Figura 5.1: Subestação Porto Góes	37
Figura 5.2: Subestação ITU.	38
Figura 5.3: Rede Primária cidade de ITU.	39
Figura 5.4: Curva de carga no transformador da barra 4 SE-ITU.	40
Figura 5.5: Curva de corrente no transformador da barra 4 SE-ITU.	41
Figura 5.6: Curva de Carga de Transformador Barra 2 SE-ITU.	41
Figura 5.7: Curva de Corrente Transformador Barra 2 SE-ITU.	42

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Tensões nominais padronizadas entre 1 e 69 KV	18
Tabela 5.1: Caso Tarde - 2007	43
Tabela 5.2: Caso Tarde - 2012	44
Tabela 5.3: Caso Noite – 2007	44
Tabela 5.4: Caso Noite – 2012	44
Tabela 6.1: Lista dos Bancos de Capacitores Instalados	45
Tabela 6.2: Comparativo Caso Tarde 2007	46
Tabela 6.3: Comparativo Caso Tarde 2012	46
Tabela 6.4: Comparativo Caso Noite 2007	47
Tabela 6.5: Comparativo Caso Noite 2012	47
Tabela 7.1: Custo Banco de Capacitores	49
Tabela 7.2: Avaliação Econômica	52
Tabela 7.3: Carregamentos Transformadores Caso Tarde Ano 2012	52
Tabela 7.4: Carregamentos Transformadores Caso Noite Ano 2012	53

Resumo

O crescente aumento da demanda tem tornado o gerenciamento dos níveis de potência reativa cada vez mais importante a fim de se contornar problemas de qualidade do fornecimento, tais como, aumento das perdas ativas, quedas de tensão e tensões fora dos limites regulamentados. Por serem tão expressivas, estas perdas são objetos de atuação da agência reguladora ANEEL (Agência Nacional de Engenharia Elétrica) a qual estabelece metas e critérios de diferenciação de tarifas de acordo com as características das perdas de cada distribuidora. Contudo, cabe colocar que neste contexto, pela natureza indutiva de algumas cargas e reatâncias das linhas, parte da energia dissipada (perdida) é devido aos fluxos de potências reativas entre a subestação e os pontos de carga. Para amenizar tal situação, tem-se que a instalação de bancos de capacitores próximos as cargas, pode fornecer reativos ao sistema, diminuindo as perdas e trazendo grandes benefícios técnicos e econômicos tanto ao consumidor quanto a própria concessionária. Com isto tem-se o aumento da capacidade do sistema de distribuição para conduzir o bloco de potência ativa. Vale ressaltar que no Brasil e na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), onde foi desenvolvido parte deste estudo, encontram-se patamares de perdas técnicas nas redes de distribuição que permitem certo trabalho no sentido de reduzi-las. Sendo assim, este trabalho apresenta indicativos da viabilidade econômica adquirida com a instalação de bancos capacitores nas redes de distribuição. Estudos de casos em redes reais de grande porte ilustram as possibilidades e os promissores resultados frente às soluções desenvolvidas.

Palavras-chave: ativo, reativo, alocação, capacitores, redes de distribuição de energia elétrica, demanda.

Abstract

The growing rise of energetic demand has turned the reactive power levels management even more important in order to avoid supply quality problems, such as active losses increase, voltage decrease and voltages out of rules restrictions. For being so expressive, these losses are the objects of ANEEL (Electric Engineering National Agency) actuation, which establish goals and tariff differentiation criteria according to each distributor losses characteristics. However, in this context, for the inductive nature of some loads and the reactance of power lines, a part of dissipated energy is due the power reactive flow from power sources to load points. To ease this situation, the installation of capacitors near load points can provide complementary reactive for system decreasing losses and bringing great technical and economic improvements for the consumer and energy company. This way, there is a rise of distribution system capacity for active power conduction. In Brazil, including Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), in which part of this study was developed, levels of technical losses in distribution lines are found and show certain labor in order to decrease them. This way, this work shows economic viability studies, acquired with the bank of capacitors installation at the distribution system. Case studies in large real networks illustrate the possibilities and the promising results of the developed solutions.

Key-words: active, reactive, allocation, capacitors, electric energy distribution network, demand.

Capítulo 1 - Introdução

Como fato, tem-se que para o correto funcionamento de vários equipamentos elétricos, como por exemplo, os motores e transformadores dentre outros, são necessárias energias ativa e reativa. A energia reativa é responsável pela criação dos campos elétricos e magnéticos nas bobinas dos equipamentos (VIEIRA, 1989). Já a energia ativa é aquela que executa de fato as tarefas, fazendo os motores girarem para realizar o trabalho do dia-a-dia. Apesar de necessária, a utilização de energia reativa deve ser a menor possível, visto que o excesso de energia reativa exige condutores de maior secção e transformadores de maior capacidade, além de provocar perdas técnicas por aquecimentos e quedas de tensão.

Dos apontamentos encontrados na literatura correlata, tem-se que as perdas técnicas nos sistemas de energia elétrica segundo a literatura internacional são estimadas em 7% da energia total produzida; 2% na transmissão e 5% na distribuição (BUCH; MILLER; WHEELER, 1982). No Brasil elas podem alcançar 15% da energia total produzida, correspondendo 7% à transmissão e 8% à distribuição segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Sendo assim, a redução das perdas de energia é uma forma de aumentar a disponibilidade global de energia elétrica. No mercado brasileiro, com um consumo de energia médio anual de aproximadamente 310 TWh (ELETROBRAS, 2008), uma diminuição de 2% nas perdas, equivale a energia média produzida por uma usina hidroelétrica de 1500 MW.

Cabe colocar que existem várias formas de reduzir as perdas de energia elétrica nas redes de distribuição. As mais importantes são, provavelmente, a substituição de linhas de distribuição e equipamentos associados, reconfigurações das redes e instalação de bancos de capacitores. A substituição de linhas e alimentadores antigos por outros, com materiais mais modernos e bitolas mais adequadas, permite diminuir a resistência elétrica dos cabos e equipamentos. Estratégias de reconfigurações procuram mudar as topologias das redes para encontrar caminhos com menores resistências elétricas. A alocação e controle de capacitores, em pontos adequados da rede, permitem reduzir os fluxos de energia reativa. Conseqüentemente, proporciona a redução das perdas resistivas associadas a esses fluxos.

Adianta-se que por este estudo, busca-se a redução das perdas técnicas a partir da diminuição de reativos na rede primária de distribuição fazendo uso de bancos de capacitores.

Como os capacitores funcionam como fontes de reativo, a circulação dessa energia fica limitada aos pontos onde ela é efetivamente necessária. Contudo, os benefícios reais obtidos com a instalação de capacitores em sistemas de distribuição dependem das características dos equipamentos e da forma como é feita essa instalação. Especificamente depende do tipo do banco de capacitor (fixo e/ou automático), o tamanho do banco (em kVAr), a localização do banco e os esquemas de controle deste banco (SUNDHARARAJAN; PAHWA, 1994).

Portanto, este é um problema complexo, pois o número de pontos mínimos e o de opções a serem analisadas crescem com o aumento do número de barras. Se inicialmente precisávamos resolver três situações, com a diversidade e crescimento na quantidade de barras, passamos a estudar uma gama infinita de casos.

Quanto ao tipo dos bancos, das soluções comercialmente disponíveis e aplicáveis, têm-se os bancos de capacitores fixos e os automáticos. Os capacitores fixos possuem um valor constante de potência em kVAr e estão permanentemente em operação. Já para os capacitores automáticos é dada a possibilidade de conexão e/ou desconexão ao sistema.

Tratando-se do tamanho (em kVAr), podemos encontrar no mercado bancos com potências que variam de 300 a 1200 kVAr.

Por fim, a localização ou alocação de bancos de capacitores tem relação direta com a qualidade e o custo da energia distribuída. Cargas bem compensadas trazem uma diminuição no fluxo de energia reativa do sistema e, consequentemente, benefícios técnicos e econômicos.

Os benefícios técnicos são demonstrados pelas reduções dos carregamentos das redes de distribuição, transformadores de subestações e linhas de transmissão. Desta maneira, o alívio no sistema reduz a perda técnica, melhora o perfil de tensão de fornecimento e aumenta o tempo de vida útil dos equipamentos da concessionária.

Atrelado aos benefícios técnicos encontram-se os benefícios econômicos. Estes são amplos e abrangem postergações de investimentos por problemas de tensões e carregamentos, redução da energia comprada devido à redução da energia perdida e possíveis ganhos tarifários.

Ao longo deste trabalho poderá se verificar os benefícios técnicos e econômicos obtidos com o uso dos bancos de capacitores.

No capítulo 2 faremos uma breve revisão bibliográfica onde citaremos os principais estudos da área, além de metodologias propostas para facilitar e aperfeiçoar os procedimentos de instalação de bancos de capacitores ao longo da rede de distribuição.

Os capítulos 3 e 4 apresentam a grande maioria dos conceitos, definições básicas, equipamentos (suas funções e especificações), bem como a utilização dos mesmos, visando auxiliar nos restante do trabalho, principalmente nos momentos de definir qual a melhor indicação para certas ocasiões.

No capítulo 5 é realizado um breve estudo de caso, exemplificando primeiramente as características da cidade a ser estudada, seguido pelas especificações técnicas do sistema primária desta.. Por fim, serão apresentados os valores que justificam a necessidade da instalação dos bancos de capacitores na rede.

O capítulo 6 traz os valores obtidos após a instalação dos bancos de capacitores na rede de ITU e a respectiva execução do programa REDE. Tais valores serão comparados com os valores iniciais, demonstrando assim os benefícios obtidos com as obras.

No capítulo 7 é apresentada a partir dos valores obtidos nos testes a viabilidade econômica existente no uso dos bancos de capacitores na rede.

Por fim, no capítulo 8, serão tecidas as conclusões deste trabalho como um todo.

Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica

Esse estudo tem como tema central, apresentar alguns dos indicativos da viabilidade econômica da instalação de bancos de capacitores na rede primária de distribuição do setor elétrico. Em pesquisa feita a bancos de dados, bibliotecas, base de dados do IEEE (IEEE), publicações da revista SBA Controle & Automação (CONTROLE), além de resultados advindos de projetos de Pesquisa e de Desenvolvimento (P&Ds) junto a Companhia Paulista de Força e Luz, pôde-se comprovar que a grande maioria dos estudos relacionados a diminuição de perdas técnicas no sistema de distribuição, e consequente queda no custo final da energia elétrica para as concessionárias, têm como foco principal a criação de modelos matemáticos, algoritmos que otimizem e acelerem esse processo. Como não existem teses que tratem apenas da viabilidade econômica dos bancos de capacitores, faremos uma breve citação dos trabalhos que possuem como assunto central a redução das perdas técnicas.

2.1. – Reconfiguração de Rede

A reconfiguração de rede é o processo de abertura e fechamento de chaves com o intuito de alterar a configuração da rede, procurando ramos com menos resistências elétricas.

O procedimento de reconfiguração de redes para encontrar melhores modelos de operação em sistemas de distribuição com perdas reduzidas foi inicialmente desenvolvido pelos engenheiros franceses Merlin e Back no ano de 1975 (MERLIN; BACK, 1975).

Em seu estudo, Merlin e Back, apresentaram duas alternativas para aplicação no problema: uma exata e outra aproximada.

A metodologia exata, aplicável apenas em redes de pequeno porte, encontra uma configuração de mínimas perdas através do método *branch-and-bound* (WINSTON, 1994), que é utilizado na solução de problemas de otimização com variáveis inteiras.

Já a metodologia aproximada consiste em fechar todas as chaves existentes no sistema de distribuição e calcular os fluxos de potências da rede com ciclos. Abre-se o arco com menor fluxo, e para a rede obtida, recalcula-se o fluxo. O procedimento é repetido até que uma solução ótima radial seja encontrada. A solução que minimiza

as perdas para este modelo, quando as impedâncias podem ser aproximadas pelas resistências, corresponde à aplicação das duas leis de *Kirchoff*. Essa metodologia ficou conhecida como “abertura seqüencial de chaves”.

Na análise dos resultados obtidos pela reconfiguração das redes para redução de perdas, Merlin e Back observaram outros aspectos positivos como uma melhor distribuição nas cargas dos alimentadores, extensão do período em que as redes atendem a demanda limite dos fluxos de potência (o que por consequência traz a postergação de obras), além de melhorar a resposta do sistema a futuras emergências como a restauração do suprimento de energia em áreas escuras devido à necessidade de um pequeno número de chaveamentos.

Buscando melhorar os estudos feitos pelos dois autores, novos pesquisadores começaram a estudar e dar atenção ao problema de redução das perdas pela reconfiguração das redes. A maioria dos trabalhos que surgiram faz abordagens para demandas fixas. Normalmente o pico da curva de carga é utilizado como valor de referência, ou melhor, a nova configuração de operação da rede é considerada levando-se em conta que o sistema irá operar com o valor adotado de forma constante.

Alguns trabalhos já visualizaram benefícios em abordar o problema levando em consideração as variações das demandas ao longo de determinado período de tempo (BROADATER *et al.*, 1993; CHEN; CHO, 1993; HUANG; CHING, 2002; LEE; BROOKS, 1988; TALESKI; RAJIĆIĆ, 1997; VARGAS; LYRA FILHO; VON ZUBEN, 2002; ZHOU; SHIRMOHAMMADI; LIU, 1997).

Quando se consideram as variações das cargas, a proposta usual tem sido encontrar uma configuração com perdas reduzidas para cada perfil de demanda. Entretanto, chaveamentos podem ser considerados operações de riscos devido a perturbações transitórias na rede. Por isso, devem ser realizados com prudência.

Provavelmente a alternativa mais usada para diminuição nas perdas da rede de distribuição, é o método de troca de ramos (*branch-exchange*) proposta por Civanlar et al. (1988). Neste método parte-se de uma solução radial inicial e pesquisam-se todas as soluções radiais que podem ser geradas pelo fechamento de uma chave e a correspondente abertura de outra chave, de forma a manter a radialidade da rede. Para que não exista um grande número de operações de abertura e fechamento é usado um critério para eliminação ligeira de operações que levariam a um aumento de perda total na rede. O critério baseia-se na variação da perda total quando um bloco de carga é transferido de um circuito para outro através de uma operação de chaveamento, analisando-se apenas a tensão nas barras terminais da chave que será

fechada, antes da operação. O estudo utiliza como base uma rede de 16 nós e 16 ligações, porem não fornece detalhes da implementação do método em redes de distribuição reais.

Baran e Wu (1989) aperfeiçoaram o estudo de Civanlar, passando a considerar o fluxo de potência reativa, importante em trabalhos com baixo fator de potência. O trabalho propunha um método de reconfiguração de redes baseado na técnica de troca de ligações com o objetivo de aliviar sobrecargas e reduzir perdas. Através de uma técnica simples, escolhe-se a configuração descendente da configuração inicial. Todas as configurações descendentes são armazenadas para análise posterior da forma idêntica, criando assim novas configurações descendentes. O estudo foi aplicado em uma rede de 37 ligações e 5 chaves normalmente abertas, mostrando bons resultados no ponto de vista de redução de perdas.

Chiang e Jean-Jumeau (1990a, 1990b) investigaram a utilização de *simulated annealing* (KIRKPATRICK; GELATT; VECCHI, 1983) no problema de encontrar configurações ótimas para sistemas de distribuição radiais (o algoritmo foi aplicado em um problema simples). Como o próprio nome diz *simulated annealing* explora uma analogia entre o modo como um metal se resfria e congela numa estrutura cristalina de energia mínima (o processo real de *annealing*) e a busca por um mínimo num sistema qualquer. O algoritmo procura o próximo candidato a ponto de mínimo na vizinhança do candidato corrente, agindo de acordo com a diferença entre os valores da função-objetivo (chamada, nesse contexto, de função de *energia* ou *potencial*). A maior vantagem do *simulated annealing* sobre outros métodos é a possibilidade de evitar mínimos locais: o algoritmo emprega, para isso, uma busca aleatória que, por vezes, aceita vizinhos cuja energia seja mais elevada. Ou seja, em algumas iterações, o *simulated annealing* tende a maximizar a função-objetivo em vez de minimizá-la.

Já Chen e Cho (1993) foram os pioneiros na reconfiguração de redes de distribuição com o objetivo de reduzir a perda de energia durante um determinado período, em vez de reduzir a perda de potência como feita nos estudos tradicionais. Neste estudo a carga é caracterizada através de uma curva diária, que no caso foi definida como sendo de 24 pontos (intervalos de 1 hora). Dados colhidos em campo durante 1 ano foram utilizados no estabelecimento da curva de carga. A estratégia de reconfiguração da rede é estabelecida para um ano inteiro, com dois instantes de chaveamento: no início do verão e no início do inverno. Para alcançar este esquema, a reconfiguração da rede é feita em duas etapas. Uma de curto prazo de hora em hora durante um dia, e outra de longo prazo, onde as variações sazonais da carga são incorporadas ao problema.

Em 2000, Kashem *et al.* desenvolveram uma metodologia baseada em dois estágios visando uma configuração com redução da perda total. No primeiro estágio seleciona-se a melhor alternativa de chaveamento dentro de um conjunto limitado de combinações possíveis, com a finalidade de estabelecer um valor inicial de referência para a perda total. O segundo estágio utiliza uma busca mais detalhada procurando localizar soluções melhores. A metodologia foi aplicada a rede de Baran e Wu (1989) e os resultados indicaram soluções muito próximas às soluções encontradas no trabalho original.

Em seguida, Venkatesh *et al.* (2004) publicaram um trabalho no qual o objetivo da reconfiguração ótima era maximizar a folga de carregamento das ligações. Inicialmente é definido um índice de carregamento, que fornece uma estimativa da carga adicional que pode ser extraída de um determinado nó antes que o limite de estabilidade seja alcançado. Em seguida é desenvolvida uma nova metodologia para obter uma configuração de rede que maximize a folga total da rede. O objetivo é detectar situações potencialmente perigosas do ponto de vista de carregamento da rede e aliviá-las através da operação de chaves.

2.2. – Instalação de Bancos de Capacitores

Inicialmente, em meados da década de 50, os capacitores para redução de perdas eram colocados nas subestações, no início dos alimentadores (BORTIGNIN; EL-HAWARY, 1995). Com o surgimento de equipamentos de menor porte que podiam ser instalados nos postes de distribuição e a verificação das vantagens de se instalar os bancos perto das cargas, o problema de localização e dimensionamento dos capacitores foi ganhando importância.

Neagle e Samson (1956) assumiram a carga uniformemente distribuída ao longo do alimentador. Consideraram apenas economia de perdas de potência ativa no pico de carga com capacitores fixos ignorando o custo dos capacitores. Onde dois bancos são instalados, eram considerados bancos de mesmo tamanho ou um banco para ser o dobro do tamanho do outro. Para instalação de três ou quatro bancos, eram assumidos bancos de capacitores de mesmo tamanho.

Baseado nos estudos de Neagle e Samson (1956), Cook (1959), analisou a aplicação de bancos de capacitores fixos a uma carga uniformemente distribuída. Porém, em vez de considerar redução de perdas de pico de carga, a economia estava baseada na redução de perdas de energia considerando uma carga variável no tempo.

Cook estabeleceu que o local de bancos de capacitores fixos deveria estar baseado na carga reativa média, e então definiu a regra dos 2/3, que diz que para a máxima redução de perdas, um banco de capacitores com tamanho de dois-terços do pico de carga reativa, deveria ser instalado a uma distância da subestação igual a dois terços do comprimento total do alimentador.

Em 1961, Cook estende o problema para incluir capacitores fixos e chaveados. Economias são calculadas baseadas na redução das perdas de pico de carga e perdas de energia. O modelo de alimentador em p.u. de Cook (1959) é utilizado, e uma carga variável no tempo é introduzida para lidar com o tempo de duração dos capacitores fixos. Um algoritmo é apresentado para calcular localizações de capacitores e economias à medida que a compensação total é variada de 0.05 até 1.0 p.u. de carga reativa do alimentador. O número de capacitores é variado de um até quatro, assumindo bancos de igual tamanho. Um segundo algoritmo dimensiona e aloca um banco fixo e um banco chaveado à medida que a compensação total é variada de 0,05 até 1,0 p.u. O tempo ótimo de chaveamento é determinado considerando vários tempos de chaveamento.

Em 1968 Durán propôs abordar o problema a partir da programação dinâmica. Antes do trabalho de Duran (1968), métodos populares envolviam o uso de curvas de desempenho e cálculos para solução do extremo de uma função analítica. Duran utilizou um processo multi-estágio de otimização. As vantagens da utilização dessa técnica eram:

- Os custos dos bancos de capacitores podiam ser representados como uma função da capacidade de kVAr dos bancos.
- O número de bancos de capacitores podia depender do custo do banco.
- As rotinas usadas para procurar o ótimo eram consideradas simples e adequadas para programação em computador.

Duran descreveu um método para determinar o número, localização, e tamanho ótimos de capacitores *shunt* (em derivação) em um alimentado radial de distribuição com cargas agrupadas discretamente bem como para maximizar ganhos totais, incluindo o custo dos capacitores. O método também determinava quando capacitores não eram economicamente justificáveis. Apresentavam-se algoritmos para os casos especiais de capacitores sem custo, custo do capacitor proporcional à capacidade instalada, e custo proporcional à capacidade instalada mais um custo fixo por banco de capacitores.

Bae (1978), relembrando o trabalho de Neagle e Samson (1956), utilizou métodos analíticos para alocação de capacitores. Investigando aplicação de

capacitores debaixo de uma grande gama de condições de carga reativa, Bae assumiu uma carga uniformemente distribuída ao longo do alimentador, um perfil de tensão constante, e capacitores de igual tamanho. Capacitores eram primeiramente alocados de maneira ótima para um nível de carga fixo. A metodologia é estendida para determinar as localizações ótimas dos capacitores para todos os níveis de carga acima do nível fixo, sem levar em conta o tempo de duração de cada nível de carga e finalmente, um algoritmo é apresentado para determinação do nível ótimo de compensação para uma carga com características anuais típicas. Em todos os casos, era apenas considerado redução de perdas de energia como um resultado de capacitores fixos, e o custo dos capacitores ignorado.

O conceito de “alimentador equivalente” para determinar a localização e dimensão de capacitores, considerando cargas fixas, foi utilizado por Salama, Chikhani e Hackan (1985). Uma carga concentrada no final do alimentador era tratada separadamente. Eles transformavam um alimentador não uniforme em um alimentador uniforme equivalente usando a técnica de “resistência base”. O alimentador usado como exemplo satisfazia as condições de um alimentador uniformemente distribuído, enquanto o algoritmo solução proposto determinava as localizações e tamanhos dos capacitores, dando o número de capacitores e considerando todos os capacitores como sendo do mesmo tamanho. A função objetivo não incluía redução de perdas de energia. Os tamanhos dos capacitores eram arredondados para o tamanho mais próximo disponível e as perdas de energia então calculadas. A realocação de capacitores existentes após um crescimento de carga e inclusão de capacidade térmica liberada nos cálculos dos ganhos também eram levados em conta. Além disso, o estudo incluía uma equação simplificada para o cálculo da tensão ao longo do alimentador uniforme equivalente apenas após os capacitores estarem alocados.

Grainger e Cinvalar (1981, 1983) formularam um problema de controle de reativos e tensões, para redes de distribuição radiais em um trabalho dividido em três partes. A formulação tinha como objetivo minimizar o pico de potência e diminuir as perdas, mantendo a tensão dentro dos limites, em situação de cargas variáveis. Eles consideraram a alocação de capacitores fixos e variáveis de tipo ON/OFF e formularam dois subproblemas: o problema da alocação de capacitores e o problema da alocação de reguladores de tensão.

Os enfoques heurísticos, como o *simulated annealing*, busca *Tabu*, e algoritmos populacionais (CHIANG; JEAN-JUMEAU, 1900a, 1990b), apesar de não garantirem soluções ótimas para o problema, ganharam muito espaço na solução deste problema ao longo da última década. Métodos heurísticos ou aproximados são

essencialmente regras que codificam uma parte de conhecimento sobre como resolver problemas em algum domínio. Esses métodos são aproximações, no sentido de que não requerem dados perfeitos e as soluções derivadas do sistema podem ser propostas com vários graus de certeza. Na área de alocação de capacitores, regras heurísticas produzem estratégias práticas e rápidas que reduzem o exaustivo espaço de busca e podem conduzir a uma solução próxima do ótimo com confiança (SALAMA, 2000).

Chiang e Jean-Jumeau (1990^a e 1990b) aplicaram *simulated annealing* na resolução de um problema de localização de capacitores, onde a função de custo de instalação dos capacitores é não diferenciável e os tipos de capacitores são representados por variáveis inteiras. A técnica é aplicada em um sistema de distribuição de 69 barras em dois casos: alocação de capacitores fixos e alocação geral de capacitores. Esse para três níveis de carga; pico de carga, carga mediana, e baixa carga. Em 1995, os mesmos autores propuseram uma nova abordagem, desta vez mais realista, considerando no estudo redes de distribuição desbalanceadas. Nesse estudo foi encontrada certa limitação quanto à utilização do método, pois este quando utilizado em redes de tamanho realista acaba demandando um alto tempo computacional (CHIANG ;JEAN-JUMEAU,1995).

Boone e Chiang (1993) foram os primeiros a escrever um artigo usando computação evolutiva. A proposta implementava um algoritmo genético bem simples e incorporava apenas elementos básicos da metodologia dos algoritmos. No trabalho de Iba (1994) a implementação é mais elaborada, acrescentando no cromossomo a posição dos taps dos capacitores, número de bancos de capacitores a serem instalados e tensão de referência.

O enfoque de dois estágios proposto por Miu, Chiang e Darling (1997) é uma contribuição original, já que usa um AG (Algoritmo Genético) restrito numa fase inicial com a finalidade de conseguir soluções de boa qualidade e, em uma segunda fase, utiliza uma análise de sensibilidade para melhorar as soluções conseguidas inicialmente. Eles consideraram a possibilidade de tratar redes com bancos de capacitores já instalados, permitindo a retirada ou substituição por outros de tamanhos diferentes. Uma representação compacta do cromossomo fazia com que um número inteiro, associado a cada local potencial para instalar um capacitor, contivesse informação tanto da localização do capacitor quanto de seu tamanho (LEVITIN et al., 2000).

Hsiao e Chien (2001) apresentam uma formulação moderna para o problema de alocação ótima de capacitores. Ela envolve custos de investimento, eficiência

operacional, segurança do sistema e qualidade do serviço, os quais são prioridades relativamente ao planejamento do sistema. Contudo, esses objetivos contradizem um ao outro e não têm relações entre si. Aproximações convencionais que otimizam um único objetivo têm dificuldade em resolver esse problema. Um algoritmo de intercâmbio interativo é apresentado, para obter uma solução satisfatória. Através dos passos interativos, o planejador pode fornecer sua preferência ou política operacional do sistema em cada objetivo para resolver o problema de otimização multi-objetivo. Exemplos numéricos demonstram a efetividade da aproximação proposta.

O artigo de Mendes et al. (2002) aplicou uma abordagem por algoritmos meméticos, com resultados ligeiramente superiores aos apresentados por Gallego, Monticelli e Romero (2001). Os algoritmos meméticos referem-se a um processo evolutivo que possua uma busca local como parte decisiva na evolução. A característica principal, presente em muitas implementações que utilizam algoritmos meméticos, é o uso de processos de busca dedicados. Esses processos pretendem utilizar toda a informação disponível sobre o problema, de modo que este conhecimento seja incorporado sob a forma de heurísticas, técnicas de busca local, operadores especializados de recombinação e muitas outras maneiras. Em essência, os algoritmos meméticos podem ser interpretados como um conjunto de estratégias que implementam a competição e a cooperação entre diferentes mecanismos de otimização diferentemente dos algoritmos genéticos que através da seleção natural e das mutações, eliminam todos aqueles mecanismos que não satisfazem o sistema. Essa metodologia foi avaliada com bons resultados em redes grandes (milhares de barramentos).

No que segue, serão apresentados alguns conceitos básicos sobre bancos de capacitores, energia ativa, reativa e harmônicos, que serão indispensáveis para melhor delinear o contexto ao qual o trabalho se insere.

Capítulo 3 – Conceitos básicos sobre bancos de capacitores, energia ativa, reativa e harmônicos

Neste capítulo serão apresentados os conceitos fundamentais relacionados ao tema em estudo, com o objetivo de fornecer leitor um maior entendimento e compreensão sobre o contexto.

3.1. Bancos de Capacitores

A instalação de bancos de capacitores na rede de distribuição primária tem por objetivo elevar o fator de potência do sistema, aproveitando-se assim das vantagens advindas deste procedimento, tais como: redução do carregamento nos transformadores das subestações e nos alimentadores, redução das perdas, melhoria na estabilidade do sistema e aumento do nível de tensão na rede.

3.1.1. - Esquema de Ligação

Capacitores podem ser instalados em sistemas de distribuição de duas formas: em paralelo com as cargas ou em série com as linhas.

A utilização de capacitores em paralelo procura atingir os benefícios de sua utilização pela correção do fator de potência (ou seja, pela “injeção” adequada de reativos) nos pontos da instalação.

Capacitores em série procuram reduzir as quedas de tensão causadas pelas reatâncias indutivas. Embora proporcionem aumentos de tensão, os capacitores em série não proporcionam correção de fator potência na mesma proporção dos capacitores em paralelo, e as correntes nas linhas não são substancialmente reduzidas. Conseqüentemente, a redução das perdas técnicas de energia é pouco significativa. Esses aspectos, associados à sensibilidade a transitórios (de tensões e/ou correntes) fazem com que, na prática, os capacitores em série sejam utilizados quase que exclusivamente no controle de flutuações de tensão, amenizando as situações de “flickers” ou “cintilações” sobre o sistema (MURPHY; WU, 1990).

3.1.2. – Conexões

A conexão dos bancos de capacitores pode ser feita de três formas: delta, estrela com neutro aterrado e estrela com neutro isolado (KAGAN, 2005).

A conexão em delta é usada especialmente em classes de tensão até 2,4 kV. Para tensões superiores se torna antieconômica quando comparada com as outras, devido ao elevado custo da proteção associada. Esta ligação impede a circulação no sistema elétrico de correntes de 3^a harmônica, que ocorre na conexão estrela com neutro aterrado e que pode causar interferência nos circuitos de comunicação e proteção.

Já a ligação com neutro aterrado fornece uma via de escoamento de baixa impedância para correntes de descarga atmosférica. Oferece baixo custo de instalação e ocupa pouca área. No entanto, pode provocar interferência em circuitos de comunicação e proteção, devido à circulação de correntes harmônicas de seqüência zero para terra. Sendo assim, os relés associados devem estar condicionados ao uso filtros. Devido à circulação de correntes harmônicas, podem surgir problemas de atuações indevidas na proteção de sobrecorrente do banco, queima acima do normal de fusíveis, além de possíveis danificações nas unidades capacitivas.

Por fim, cabe comentar que a conexão em estrela com neutro isolado (utilizada nesse estudo) não provoca interferências nos circuitos de comunicação, pois bloqueia a circulação de correntes harmônicas. Dependendo do risco assumido, não há necessidade de preocupações tão fortes como no caso do neutro aterrado, para a proteção do secundário dos transformadores de corrente. Porém, deverá ser dada atenção especial para tensões transitórias de restabelecimento nos equipamentos de manobra do banco. Este fato poderá encarecer o disjuntor ou chave associada ao banco. O neutro do banco para este tipo de ligação deverá ser isolado para tensão fase-fase, por prevenção contra surtos de manobras.

3.1.3. – Dimensionamento dos bancos

Para se fazer um estudo da instalação de banco de capacitores em paralelo na rede primária, é necessário determinar a quantidade de potência reativa capacitiva (kVArC), para elevar o fator de potência atual para o valor desejado. Graficamente, o

efeito da instalação de banco de capacitores pode ser visualizado na Figura 3.1 que segue.

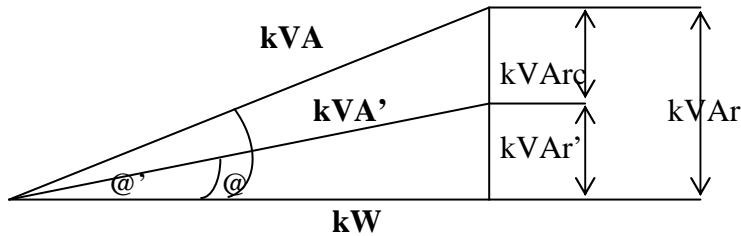


Figura 3.1: Triângulo de potência

Por esta figura, pode-se observar que a instalação de banco de capacitores ($kVAr_c$) reduziu a quantidade de reativos de $kVAr$ para $kVAr' = kVAr - kVAr_c$, melhorando consequentemente o fator de potência de $\cos\theta$ para $\cos\theta'$. Para tal apresentação, assume-se tanto a forma de onda da tensão quanto da corrente, sem qualquer distorção harmônica, considerando-se apenas a componente fundamental.

Vale colocar que como prática, ao se fazer um estudo para instalação de bancos de capacitores na rede primária, procura-se instalar a maior quantidade possível de bancos fixos, buscando-se evitar que o fator de potência torne-se inferior a 0,97 indutivo (CPFL, 1999).

3.1.4. – Tipos e operação

Há basicamente dois tipos de bancos de capacitores: fixos e/ou automáticos. Conceitualmente, os bancos fixos ficam sempre ligados à rede e os automáticos são ligados ou desligados por meio de relés de comando, quando desejável. Vale colocar que normalmente os bancos são projetados para trabalhar em ambientes com até 10% de sobretensão ou 30% de sobrecorrente.

Algumas precauções devem ser tomadas para se operar os bancos (PABLA, 2005):

- a) Transformadores de potência nas subestações e bancos não devem ser carregados simultaneamente quando o sistema está sendo restabelecido após uma falta de energia.

-
- b) Para evitar transientes de sobretensão perigosos no caso de interrupções do fornecimento de energia, os bancos devem ser desligados antes de a energia ser restabelecida;
 - c) Se a tensão na barra em que o banco está conectado atingir 1,1 vezes ou mais a tensão nominal, o banco deve ser desligado.

3.1.4.1 – Bancos de capacitores automáticos

Das situações de campo, tem-se que ao longo do dia a solicitação de potência reativa é variável e a entrada de capacitores em operação causa elevação na tensão, o que pode trazer sérios problemas em períodos de carga leve. Como também são inviáveis a colocação e retirada do equipamento por operação manual diariamente, os bancos são acoplados a controles automáticos, que comandam as operações de ligar e desligar dos bancos, conforme o dispositivo sensor do controle.

A lógica usada para o controle automático de bancos de capacitores consiste na simples comparação de uma grandeza do sistema com dois valores limites ajustados. Os bancos podem estar ajustados para grandezas de tensão, corrente, harmônicos ou para serem ligados ou desligados em uma determinada hora do dia.

3.1.4.1.1. – Controle por tensão

O controle é alimentado em baixa tensão por um transformador de potencial (TP) com relação 1:120. Assim, quando a tensão de distribuição primária for de 13,8 kV, a tensão do secundário será de 115 V.

Um sensor de tensão compara a tensão secundária do TP com aquelas pré-definidas para as operações de entrada ou saída do banco de capacitor do sistema. Fora o dispositivo de tensão, existe um dispositivo de tempo que tem por função modificar a tensão secundária do TP, simulando assim uma queda de tensão através de um resistor em horários programados, forçando a entrada dos bancos no sistema.

O ajuste da tensão de funcionamento dos bancos pode ser feita de duas formas, definida de acordo com as características do equipamento. Pode-se trabalhar associando a tensão a uma banda, determinando assim uma faixa de ação, ou definindo uma tensão para ligar (V_{on}) e uma tensão para desligar (V_{off}).

Os valores limites reais dos ajustes da tensão devem ser baseados em um estudo do sistema para se calcular a mudança esperada na tensão quando do

chaveamento do banco de capacitores. Normalmente o número de operações por dia é limitado em quatro, visando evitar com isto que a lógica efetue o chaveamento continuamente, ligando e desligando o banco se a tensão não puder ser estabilizada entre os valores limites.

3.1.4.1.2. – Controle por corrente

O funcionamento deste controle é muito parecido com o de tensão. O controle é alimentado por um transformador de corrente (TC) que comanda a entrada ou saída do banco em função da corrente de carga. Deve ser utilizado quando o controle por tempo/tensão não apresenta uma operação adequada, devido às condições de carga e tensão do local. Como no controle por tensão, são definidos valores de corrente que ligam e desligam o banco.

De uma maneira simplificada, tal controle por corrente pode ser adotado, ligando o BC quando se atingir 60% da corrente de máxima carga, e desligando, com 40% da corrente conforme as equações 1 e 2 que seguem (MANUAL, 1995):

$$I_{ON} = (I_{MAX} / RTC) * (0,6) \quad (1)$$

$$I_{OFF} = (I_{MIN} / RTC) * (0,4) \quad (2)$$

Nestas equações:

- I_{ON} é a corrente tomada como referência para ligar o banco referido ao secundário do TC;
- I_{OFF} é a corrente que desliga o banco referido ao secundário do TC;
- I_{MAX} é a corrente de carga máxima e
- RTC é a relação de transformação do TC que alimenta o controle.

A corrente que desliga deve ainda ser superior a corrente de carga mínima, ou seja, $I_{OFF} > I_{MIN}$ (REDE, 2001).

Vale relembrar e frisar que a aplicação de banco de capacitores nos alimentadores de distribuição deve respeitar as normas técnicas das concessionárias

e estar em consonância com o estabelecido nas resoluções ANEEL N° 456/2000 e 505/2001 que serão comentadas e referenciadas no que segue.

3.1.5. Resolução N°456 da ANEEL

Considerando o fato de que a potência reativa não produz trabalho útil, porém, deve ser transportada desde a geração até a unidade consumidora, sem que as empresas concessionárias transformem esta energia em receita, a Resolução N° 456 da ANEEL, de 29 de novembro de 2000 (ANEEL, 2000), estabeleceu em 0,92 o valor mínimo para o fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, das instalações elétricas das unidades consumidoras.

Os princípios fundamentais da legislação são os seguintes:

- a) Necessidade de liberação da capacidade do sistema elétrico nacional;
- b) Promoção do uso racional de energia;
- c) Redução do consumo de energia reativa indutiva que provoca sobrecarga no sistema das empresas fornecedoras e concessionárias de energia elétrica, principalmente nos períodos em que ele é mais solicitado;
- d) Redução no consumo de energia reativa capacitativa nos períodos de carga leve que provoca elevação da tensão no sistema de suprimento, havendo necessidade de investimento na aplicação de equipamentos corretivos e realização de procedimentos operacionais nem sempre de fácil execução;
- e) Criação de condições para que os custos de expansão do sistema elétrico nacional sejam distribuídos para a sociedade de forma justa.

De acordo com a legislação, tanto o excesso de energia reativa indutiva como o de energia capacitativa é medido e faturado para os consumidores a partir do Grupo A (tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV). A cobrança por baixo fator de potência, de acordo com os limites da legislação, é realizada através do faturamento do excedente de energia reativa da unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horo-sazonal ou na estrutura tarifária convencional com medição apropriada.

3.1.6 Resolução N° 505 da ANEEL

A Resolução N° 505 da ANEEL, de 26 de novembro de 2001 (ANEEL, 2001), entre outras coisas, define os níveis de tensão nominal de atendimento.

3.1.6.1 Níveis de Tensão

Os valores permitidos nos alimentadores de tensão para as variações de tensão em regime permanente são mostrados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Tensões nominais padronizadas entre 1 e 69 KV
(Fonte: ANEEL)

Classificação de Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Contratada (TCO)
Adequada	$0,93 \times TCO \leq TL \leq 1,05 \times TCO$
Precária	$0,90 \times TCO \leq TL < 0,93 \times TCO$
Crítica	$TL < 0,90 \times TCO$ ou $TL > 1,05 \times TCO$

A Figura 3.2 representa a classificação da Tensão de Atendimento em nível de distribuição, segundo a Resolução N° 505/2001 da ANEEL, em valores normalizados. Os valores base são a Tensão Nominal (TN) e a Tensão Contratada (TCO).



Figura 3.2 – Tensões nominais padronizadas entre 1 e 69 KV

Já a TCO da unidade consumidora (em tensão superior a 1 kV) deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de entrega.

Analizando os valores estipulados pela ANEEL, mostrados na Figura 3.3 e na Tabela 1.0, observa-se que são toleradas pequenas variações na tensão. Como o nível de carregamento dos sistemas de distribuição varia de forma significativa ao longo das horas do dia, dos dias da semana e das estações do ano, torna-se importante um estudo aprofundado sobre como manter a tensão de atendimento

dentro da faixa dos valores adequados, enquanto a carga apresenta suas variações horárias, diárias e mensais.

3.1.7. – Local de Instalação

Podem-se instalar bancos de capacitores nas barras de baixa tensão das subestações, porém é preferível que sejam instalados nas redes de distribuição primárias, distribuídos ao longo dos alimentadores, que derivam destas subestações (CPFL, 1999). Usualmente os bancos são instalados nos locais onde o fator de potência é mínimo e este valor é obtido através da medição da tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente no alimentador para definir as condições de carga máxima e mínima. Os picos e vales em uma curva de demanda de potência reativa fazem com que seja difícil apenas um simples banco corrigir o fator de potência para um valor desejado. Se o fator de potência desejado é obtido durante o horário de pico de carga, durante a condição fora de pico pode resultar em uma condição de excesso de reativos no sistema. Este excesso de reativos pode causar perdas no sistema similares à condição onde o fator de potência é baixo. Outro problema que pode ser causado é a sobretensão do sistema. Para evitar que isto ocorra deve-se utilizar, sempre que possível banco de capacitores chaveados ao invés de fixos (COPEL, 1992).

a) **Bancos Fixos:** Verificar se no ponto escolhido existe condição de operação segura do banco, ou seja, se a corrente de carga (I_{carga}) é maior ou igual a 1,5 vezes a corrente do banco de capacitores ($I_{carga} \geq 1,5 I_{bc}$) no horário de carga leve. Caso existam outros bancos ligados depois deste (lado carga), a corrente mínima para operação segura do banco em questão será maior ou igual a 1,5 vezes a soma das correntes nominais dos bancos ligados após o mesmo incluindo este (CPFL, 1999).

Quando a condição acima não existir deve-se instalar os bancos de capacitores automáticos.

A distância mínima entre os bancos de capacitores é de aproximadamente 500 metros. Essa distância existe para que se amenize a queima dos elos fusíveis de proteção dos bancos de capacitores, motivado pela circulação de correntes de energização (*inrush*), no ligar e desligar dos bancos.

-
- b) Bancos Automáticos:** Os bancos capacitores são instalados quando a condição acima não é verificada (CPFL, 1999)

3.1.8. – Precauções

Quanto à instalação dos bancos, para uma maior segurança e eficiência, é importante que inicialmente se faça uma consulta à norma P-NB-209 da ABNT e por seguiante considerar os seguintes aspectos:

- A instalação de capacitores deve ser feita em local onde haja boa ventilação e com espaçamento adequado entre as unidades.
- Após desligar, esperar algum tempo para religar ou fazer o aterramento do capacitor. Isso por que o capacitor retém a sua carga por alguns minutos, mesmo desligado.
- Proceder ao aterramento dos capacitores antes de tocar sua estrutura ou seus terminais.
- As operações de ligar e desligar devem ser feitos utilizando-se o disjuntor principal da instalação, antes de se abrir ou fechar a chave principal de capacitores, no caso de não haver dispositivos adequados de manobra sob carga.
- Evitar a energização simultânea de dois ou mais bancos de capacitores, a fim de se evitar possíveis sobretensões.

3.2. Energia Ativa, Reativa e Fator de Potência

Em circuitos puramente resistivos de corrente alternada, as ondas de corrente elétrica e de tensão estão em fase, mudando a sua polaridade instantaneamente a cada semi-ciclo das formas de ondas dos sinais. Quando cargas reativas estão presentes, tais como capacitores ou condensadores e indutores, o armazenamento de energia nessas cargas resulta em uma diferença de fase entre as ondas de tensão e corrente. Uma vez que essa energia armazenada retorna para a fonte e não produz trabalho útil, um circuito com baixo fator de potência terá correntes elétricas maiores para realizar o mesmo trabalho do que um circuito com alto fator de potência. Lembrando que a potência ativa é a capacidade do circuito em produzir trabalho em um determinado período de tempo. Devido aos elementos reativos da carga, a potência aparente, que é o produto da tensão pela corrente do circuito, será igual ou

maior do que a potência ativa. Potência reativa é a medida da energia armazenada que é devolvida para a fonte durante cada ciclo de corrente alternada (VIEIRA, 1989).

Por definição, o fator de potência (Equação 3 e Figura 3.3) é um número adimensional entre 0 e 1. Quando o fator de potência é igual a zero (0), o fluxo de energia é inteiramente reativo, e a energia armazenada é devolvida totalmente à fonte em cada ciclo. Quando o fator de potência é 1, toda a energia fornecida pela fonte é consumida pela carga. Normalmente o fator de potência é assinalado como atrasado ou adiantado para identificar o sinal do ângulo de fase entre as ondas de corrente e tensão elétricas.

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{T} \int v_i(t) \cdot i_i(t) \cdot dt}{V_{RMS} \cdot I_{RMS}} \quad (3)$$

Onde:

- P é a potência ativa;
- S é a *potência aparente*;
- T é o período;
- v_i é a tensão instantânea;
- i_i é a corrente instantânea;
- V_{RMS} é a tensão RMS e
- I_{RMS} é a corrente RMS

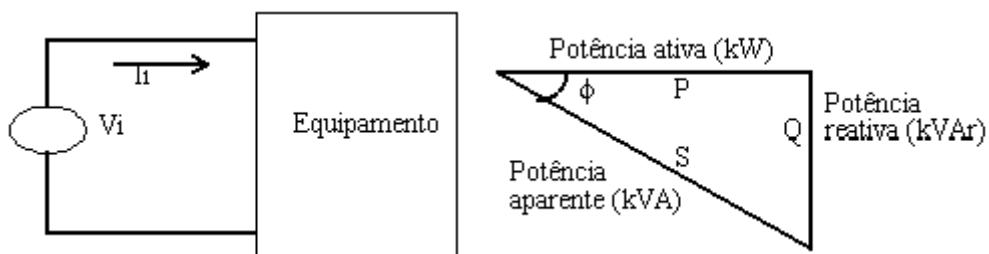


Figura 3.3: Circuito genérico utilizado nas definições de FP e triângulo de potência

3.3. Harmônicos

Harmônicos podem ser caracterizados por formas de ondas de tensões ou correntes que apresentam freqüências múltiplas inteiras da freqüência fundamental (50 ou 60 Hz). Os harmônicos se somam as componentes fundamentais de tensão e corrente, causando distorção na composição final da forma de onda. A distorção harmônica ocorre devido à operação de cargas não lineares no sistema elétrico tais como: fornos a arco, fornos de indução, máquinas de solda, conversores estáticos, compensadores estáticos, entre outras.

O grau com que harmônicas podem ser toleradas em um sistema de alimentação depende da susceptibilidade da carga (ou da fonte de potência). Os equipamentos menos sensíveis, geralmente, são os de aquecimento (carga resistiva), para os quais a forma de onda não é relevante. Os mais sensíveis são aqueles que, em seu projeto, assumem a existência de uma alimentação senoidal como, por exemplo, equipamentos de comunicação e processamento de dados. No entanto, mesmo para as cargas de baixa susceptibilidade, a presença de harmônicas (de tensão ou de corrente) pode ser prejudicial produzindo maiores esforços nos componentes e isolamentos. Justifica-se tal afirmação em função das componentes harmônicas poderem excitar ressonâncias no sistema de potência, levando a picos de tensão e de corrente e, consequentemente, a danos nos dispositivos conectados à linha (ROBBA, 2000).

3.3.1. – Transformadores

Também neste caso tem-se um aumento nas perdas devido aos componentes harmônicos na tensão, que aumentam as perdas ferro, e de harmônicos na corrente que elevam as perdas cobre. A elevação das perdas no cobre se deve principalmente ao efeito pelicular, que implica numa redução da área efetivamente condutora à medida que se eleva a frequência da corrente.

Normalmente as componentes harmônicas possuem amplitude reduzida, o que colabora para não tornar esses aumentos de perdas excessivos. No entanto, podem surgir situações específicas (ressonâncias, por exemplo) em que surjam componentes de alta freqüência e amplitude elevada.

Além disso, o efeito das reatâncias de dispersão fica ampliado, uma vez que seu valor aumenta com a freqüência.

Associada à dispersão existe ainda outro fator de perdas que se refere às correntes induzidas pelo fluxo disperso. Esta corrente se manifesta nos enrolamentos, no núcleo, e nas peças metálicas adjacentes aos enrolamentos. Estas perdas crescem proporcionalmente ao quadrado da freqüência e da corrente.

Tem-se ainda uma maior influência das capacitâncias parasitas (entre espiras e entre enrolamento) que podem realizar acoplamentos não desejados e, eventualmente, produzir ressonâncias no próprio dispositivo (CREDER, 2007).

3.3.2. – Cabos de Alimentação

Em razão do efeito pelicular, que restringe a secção condutora para componentes de freqüência elevada, também os cabos de alimentação têm um aumento de perdas devido às harmônicas de corrente. Além disso, tem-se o chamado "efeito de proximidade", o qual relaciona um aumento na resistência do condutor em função do efeito dos campos magnéticos produzidos pelos demais condutores colocados nas adjacências.

Além disso, caso os cabos sejam longos e os sistemas conectados tenham suas ressonâncias excitadas pelas componentes harmônicas, podem aparecer elevadas sobre-tensões ao longo da linha, podendo danificar o cabo.

Cargas RL, que tem por característica carga indutiva, comportam-se praticamente como um circuito aberto em frequências elevadas. Quando o comprimento do cabo for igual a $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda do sinal injetado, este "circuito aberto" no final da linha reflete-se como um curto-círcuito na fonte. Isto se repete para todos os múltiplos ímpares desta frequência (PROJECT, 2001).

À medida que aumenta o comprimento do cabo a ressonância se dá em freqüência mais baixa, aumentando a possibilidade de amplificar os harmônicos mais comuns do sistema.

3.3.3. – Capacitores

Deixando de lado os benefícios de projeto quando da instalação de bancos de capacitores em um sistema elétrico qualquer, estes podem vir a provocar situações de ressonâncias, que comprometeriam o sistema como um todo, podendo também vir a prejudicar o funcionamento das próprias unidades capacitivas.

A alteração da tensão senoidal de 60 Hz, para um sinal distorcido, altera o campo elétrico entre as placas, o qual, sofrendo acréscimos em magnitude e freqüência, poderá resultar até mesmo no rompimento do dielétrico. Quando isso ocorre, a corrente de fuga é substancialmente incrementada, o que implica em intensificações das descargas parciais e, consequentemente, a deterioração do dielétrico. Adicionalmente, a presença de correntes distorcidas nos bancos de capacitores provoca um sobreaquecimento nos condutores e conexões entre as unidades capacitivas. Estes defeitos, isolados ou conjuntamente, resultam na diminuição da vida útil do capacitor.

Cabe colocar que, devido ao fato que os capacitores são elementos que exercem forte atração aos harmônicos presentes nas redes elétricas, as normas de operação que garantem a qualidade destes componentes, estão já numa fase bastante avançada em relação a outros componentes de rede elétrica.

Desta forma, segundo as normas, os capacitores de potência devem atender às seguintes condições de operação:

- Suportar um valor eficaz de tensão $\leq 110\%$ da sua tensão nominal;
- Admitir um valor máximo de tensão $\leq 120\%$ do valor de pico da tensão nominal;
- Admitir uma operação contínua com uma corrente de fase cujo valor eficaz seja de no máximo 180% do valor nominal;
- Valor máximo da potência reativa de operação menor que 135% dos valores nominais.

Sendo assim estes aspectos visam preservar os capacitores contra:

- Fadiga (“stress”) do isolamento e redução da vida útil;
- Sobreaquecimentos e
- Sobrecargas.

Conforme a norma ANSI/IEEE st. 18-2002, quando da análise de banco de capacitores, submetidos a distorções harmônicas de tensão, deve-se verificar as questões a seguir.

- Se a potência harmônica das cargas não-lineares, em kVA, é menor que 10% da potência nominal do transformador, capacitores podem ser utilizados sem preocupação de ressonância.

-
- Se a potência harmônica das cargas não-lineares, em kVA, for menor que 30% da potência nominal do transformador e a potência reativa dos capacitores for menor que 20% da potência nominal do transformador, capacitores podem ser utilizados sem preocupação de ressonância.
 - Se a potência harmônica das cargas não-lineares for maior que 30% da potência nominal do transformador, devem ser empregados filtros aos capacitores.

Isolamento: Deve-se calcular o valor da tensão de alimentação (valor de pico) e verificar se obedece ao de limite de 110% da tensão nominal.

Perdas: Um capacitor típico apresenta os seguintes componentes de perdas:

- Resistência dos cabos internos, contatos, filme condutor $\equiv 0,1 \text{ W/kVAr}$ a 60 Hz;
- Resistor de descarga (interno ao banco em paralelo com as células capacitivas) $= 0,5 \text{ W/kVAr}$
- Perdas dielétricas $\equiv 1 \text{ W/kVAr}$.

Para estimar as perdas nos bancos de capacitores, utiliza-se da expressão (CPFL-GED110):

$$\Delta P = Q_c \times \operatorname{tg}\varphi \quad (4)$$

Onde:

- $\operatorname{tg}\varphi$ é o fator de perdas ($\equiv 0,01$) e
- Q_c é a potência reativa nominal do banco de capacitores.

Na presença de harmônicos, o fator de perdas é praticamente constante

$$\operatorname{tg}\varphi_1 = \operatorname{tg}\varphi_n = \operatorname{tg}\varphi \quad (5)$$

Desta forma, o cálculo das perdas, considerando-se as distorções harmônicas presentes é:

$$\Delta P_{\text{total}} = Q_{c\text{total}} \times \operatorname{tg}\varphi \quad (6)$$

$$Q_{ctotal} = Xc_1 \times I_1^2 + \sum X_{cn} \times I_n^2 \quad (7)$$

Onde:

- Xc_1 é a reatância capacitiva à frequência fundamental;
- X_{cn} é a reatância capacitiva à freqüência harmônica;
- I_1 é a corrente eficaz fundamental;
- I_n é a corrente eficaz de ordem n e
- Σ é a somatória de $n=2$ a ∞ .

Vale colocar que segundo Delaiva (2006), o capacitor está sujeito, principalmente, a duas harmônicas: a 5^a e a 7^a. A distorção de tensão compõe-se de 4% da 5^a e 3% da 7^a. Isso resulta em 20% de corrente de 5^a harmônica e 21% de corrente de 7^a harmônica.

3.4. O Efeito da Ressonância

O efeito ressonância se caracteriza pela variação não linear da impedância equivalente num certo ponto do circuito, em função da freqüência produzida por uma determinada carga especial.

Quando um ponto do circuito encontra-se na condição de ressonância, a impedância neste ponto pode ser tanto extremamente baixa como extremamente elevada, dependendo das condições (do arranjo) do circuito elétrico envolvido, acarretando em níveis de tensão e corrente bastantes altos, sujeitando o sistema elétrico a condições danosas de operação.

Vale lembrar que a condição de ressonância sempre ocorre sintonizada numa freqüência chamada de “freqüência de ressonância”. Tal fato ocorre quando num circuito L-C, a reatância capacitiva se iguala a reatância indutiva. Se analisarmos a barra de uma carga geradora de harmônicos, podemos afirmar que se a impedância equivalente desta barra for baixa, as reatâncias estão em série, e se a impedância for elevada, as reatâncias estão em paralelo (CPFL-GED110).

3.5. Medições de Componentes Harmônicos

Nas medições harmônicas, o tipo de instrumento a ser utilizado depende dos requisitos esperados da medição. Se for desejado medir em tempo real a forma de onda, devem-se utilizar aparelhos tais como osciloscópios ou registradores gráficos.

Se for desejado medir simplesmente o valor RMS do valor instantâneo total de uma onda distorcida, usa-se neste caso, um multímetro digital que faz as leituras “TRUE-RMS” ou um multímetro de grande resposta de frequência (maior que 100 kHz) para medição do valor eficaz. No entanto, se for desejado mensurar a magnitude de cada componente (ordem) harmônica individualmente, bem como a distorção total, usa-se equipamentos mais sofisticados tais como analisadores de harmônicos.

Do inglês “RMS” (*root-mean-square*), significa o mesmo que valor eficaz, ou seja, raiz quadrada da média dos quadrados dos valores instantâneos de uma grandeza, em um intervalo de tempo especificado. Porém, na quase totalidade dos instrumentos de medição RMS, o valor lido é correto para uma grandeza elétrica senoidal pura, motivo pelo qual surgiram os instrumentos TRUE-RMS, cujo valor RMS também é verdadeiro para formas de ondas distorcidas (CPFL-GED110).

Um analisador de harmônicos é um equipamento que opera em tempo real e via software analisa o sinal amostrado, decompondo-o(s) na série trigonométrica de Fourier (BRASILCOM, 1988).

Nesta decomposição é possível converter a amostragem temporal em freqüência, de tal forma a apresentar a onda medida em componentes espectrais harmônicos de amplitudes condizentes à sua recomposição.

3.6. Sistemas Não-Senoidais

Ultimamente os estudos de cargas não-lineares passaram a ser muito importantes, já que é cada vez mais comum em instalações industriais a utilização de equipamentos que distorcem as formas de onda da corrente e da tensão, como por exemplo, conversores estáticos, fornos a arco, retificadores de potência e inversores, entre outros. Muitos dos clientes da CPFL são classificados como especiais devido a suas cargas. Neste sentido, será feita uma rápida explanação do assunto.

Na presença destas cargas, os conceitos de potência ativa, reativa, fator de potência precisam ser completados (KAGAN, 2005).

A tensão nestes casos é representada pela equação (8) enquanto a corrente de comportamento não senoidal (equação 9) foi representada pela série trigonométrica de *Fourier*, sendo que cada componente da série é denominado harmônico de corrente. Neste caso, conforme pode ser matematicamente comprovado (uma vez que se trata de grandezas puramente matemáticas) a potência ativa será dada apenas pelos componentes fundamentais da tensão e correntes e o ângulo de deslocamento na freqüência fundamental (KAGAN, 2005).

$$u(t) = \sqrt{2} \cdot U_1 \cdot \sin(\omega t - \varphi_u) \quad (8)$$

$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \cos(n\omega t - \varphi_n) \quad (9)$$

Onde:

- u - Valor instantâneo da tensão;
- φ_u - Ângulo de deslocamento do fasor de tensão na freqüência fundamental;
- i - Valor instantâneo da corrente;
- n - Ordem do componente harmônico;
- I_n - Valor eficaz do componente harmônico da corrente;
- φ_n - Ângulo de deslocamento do fasor de corrente.

$$P = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \quad (10)$$

$$\varphi_1 = \varphi_{u1} - \varphi_{i1} \quad (11)$$

Onde φ_1 é o ângulo de deslocamento do componente fundamental da corrente em relação ao componente fundamental de tensão.

O Valor eficaz da corrente pode ser calculado por:

$$I = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 \dots} \quad (12)$$

Onde o fator de distorção total da corrente (DTI) é definido como:

$$DTI = \left(\frac{\sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \right) \cdot 100 \quad (13)$$

A potência aparente necessária para produzir a potencia ativa, será dado por:

$$S = U_1 \cdot \sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} (I_n)^2} \quad (14)$$

A potência reativa:

$$Q = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin \phi_1 \quad (15)$$

E a potência devido aos harmônicos:

$$H = U_1 \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 \dots} \quad (16)$$

Por fim a equação 14 pode ser reescrita:

$$S^2 = P^2 + Q^2 + H^2 \quad (17)$$

e representada pelo tetraedro de potências (Figura 3.4):

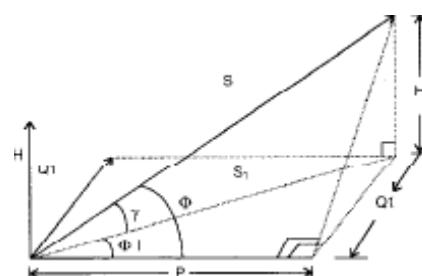


Figura 3.4: Tetraedro de Potência

O fator de potência (FP) é reescrito, passando a ser representado por:

$$FP = \frac{U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1}{U_1 \cdot \sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} I_n^2}} \quad (18)$$

Capítulo 4 – Planejamento

Neste capítulo será feita uma breve explicação sobre os passos e estudos necessários para que seja feito um planejamento do sistema de distribuição primário o mais próximo possível do real. Relembra-se que a instalação dos bancos de capacitores para a devida compensação reativa também faz parte desses estudos.

4.1. – Introdução

O planejamento consiste na formulação de um conjunto de decisões a serem tomadas no presente e no futuro, com o intuito de se atingir os objetivos estabelecidos. É um processo contínuo que requer adaptações e correções freqüentes para levar em conta as modificações de toda a ordem em relação às condições iniciais, como também para ir incorporando as decisões que o próprio processo de planejamento vai oferecendo.

O planejamento energético em si tem como objetivo o atendimento, com o aproveitamento mais racional dos recursos, das necessidades de energia elétrica de uma região, em nível, garantia, extensão e custo compatíveis com os requisitos para o desenvolvimento econômico (CPFL, 1999).

O planejamento de alimentadores busca estabelecer a melhor configuração de forma a atender, para a rede primária em questão, as novas condições de carga prevista no horizonte.

Dentro do planejamento de alimentadores existem alguns tipos básicos de estudos, a saber:

- Configuração da rede de distribuição;
- Regulação de tensão;
- Compensação reativa (motivo de estudo neste trabalho de conclusão de curso);
- Atendimento de grandes consumidores e
- Proteção.

4.2. – Configuração da Rede de Distribuição Primária

A configuração das redes de distribuição primária tem como objetivo planejar a nova configuração dos alimentadores de uma localidade em função do surgimento de novas subestações, de ampliações das já existentes, novas saídas de alimentadores, reformas, melhorias e ligação, ou aumento de carga de grandes consumidores ou consumidores especiais.

4.3. – Regulação de Tensão

O estudo da regulação de tensão é efetuado para colocar o nível de tensão da rede primária dentro da faixa de variação permitida conforme orientam e exigem os órgãos pertinentes, bem como para determinar características e localização dos reguladores de tensão.

A seguir são anotados no perfil de tensão os valores, e são verificados os pontos para colocação dos reguladores de tensão. São escolhidos o tipo e a capacidade do regulador, e calculado o ajuste do compensador em função dos parâmetros da rede, conforme apresentado em (PT-131, 2001)

4.3.1. – Reguladores de Tensão

A instalação de reguladores de voltagem nas linhas de distribuição tem como objetivo compensar as quedas de tensão causadas pela circulação de correntes de carga. A necessidade de instalação de equipamentos de regulação pode ser gerada por reclamações de consumidores, medições ou desenvolvimento de estudos específicos. Para qualquer uma das alternativas faz-se necessário elaborar o perfil para se determinar o melhor local de instalação desses equipamentos.

Da prática, observa-se que normalmente na área urbana não existe problema de tensão, não sendo usual a instalação de reguladores de tensão.

Os estudos de regulação de tensão devem ser preparados para atender as necessidades da linha em médio prazo a fim de se evitar constantes remoções desses equipamentos. Dessa maneira, a sua instalação é feita de forma progressiva, de acordo com a necessidade e evitando-se a ociosidade.

Os reguladores de voltagem segundo norma PT-131 permitem uma regulação de tensão individual de +- 10% quando ligadas em delta aberto e +- 15% em delta

fechado. Os *auto-boosters* (conectados em delta aberto) permitem elevar ou abaixar a tensão em 6 % enquanto os conectados em delta fechado permitem elevar a tensão em 9% (ARAUJO, 2001).

4.3.1.1 – Sobrecarga de Corrente

Os reguladores de tensão permitem uma sobrecarga de corrente, com prejuízo da faixa de regulação. Esta característica permite que se instalem bancos de reguladores em locais onde a corrente de carga é superior à corrente nominal dos reguladores que compõem o banco, tanto para banco ligado em delta aberto como em delta fechado. Pode-se aumentar a capacidade de condução de corrente, dos reguladores que compõem o banco, em até 60% da corrente nominal, desde que a faixa de regulação dos reguladores se limite a 5%.

4.3.1.2 – Ajuste dos Níveis de Tensão

O ajuste dos níveis de tensão depende da tensão que se quer após o ponto de instalação do banco de reguladores. Pode ser escolhido em até 10% acima do nível da tensão de entrada existente no ponto onde está sendo proposta a instalação do banco; caso o banco seja em delta fechado o nível de tensão pode ser escolhido em até 15% da tensão de entrada. Este ajuste, contudo, está condicionado à relação de transformação do transformador de potencial (TP) existente nos reguladores que serão utilizados na montagem do banco.

Os valores típicos normalmente escolhidos para ajustar o nível de tensão são: 13.800 e 13.200 V para linhas de 13,8 kV e 11.900 e 11.400 V, para linhas de 11,9 kV. Esses valores são obtidos multiplicando-se o ajuste do dial de “*voltage level*” (nível de tensão) pela relação do transformador de potencial (TP).

4.4. – Atendimento a grandes consumidores

O estudo de novos alimentadores e trechos de linha é necessário, pois o pedido de novas ligações de grandes consumidores, grandes blocos de cargas ou

pedidos de aumento de carga significativos é muito comum. O atendimento de grandes consumidores pode ser dividido em duas partes:

- Cargas comuns e
- Cargas especiais.

4.4.1. – Cargas comuns

O atendimento a cargas comuns é baseado na queda de tensão que esta irá provocar.

A análise do atendimento inclui os seguintes itens:

- Carregamento do alimentador;
- Condições de fornecimento do alimentador;
- Cálculo de queda de tensão, perdas, equipamentos corretivos, proteção, etc;
- Carregamento da subestação.

4.4.2. – Cargas especiais

Cargas especiais, como o próprio nome induz, são aquelas que merecem um tratamento específico para a análise da sua ligação, paralelamente à análise normal que é feita para as cargas comuns, com a finalidade de detectar e prevenir eventuais quedas na qualidade de serviço prestado aos outros consumidores ligados à mesma rede.

As cargas especiais são divididas em três grupos de acordo com o tipo de interferência que causam.

Cargas que causam flutuações de tensão: fornos a arco (fonte de flutuações de tensão - *flickers*), fornos de indução, máquinas de solda, ferrovias eletrificadas, laminadores, partida de motores, entre outras.

Cargas desequilibradas: máquinas de solda, fornos de indução e ferrovias de grande porte. Como essas cargas não absorvem correntes simétricas nas três fases, provocam o aparecimento de tensões desequilibradas. Causam aquecimentos, deformações nos campos girantes, geração de harmônicos, entre outros problemas.

Cargas que causam distorção na forma de onda da tensão: formada pelas cargas que devido a sua não linearidade de corrente e tensão, funcionam como fontes de corrente harmônicas e que, consequentemente, provocam distorção na onda de

tensão. Causam aquecimento e perdas em capacitores e motores, alteração no funcionamento de relés e fusíveis (CPFL, 1999).

4.5. – Proteção

Os estudos de proteção são elaborados com a finalidade de estabelecer um esquema de segurança das linhas e redes de distribuição, contra danos causados pela circulação de sobrecorrentes, e garantir níveis de confiabilidade adequados ao sistema.

São usualmente empregados equipamentos de proteção contra sobrecorrentes nos sistemas primários de distribuição, religadores, chaves-fusíveis e relés de sobrecorrente.

Capítulo 5 – Estudo e solução implementada

Neste capítulo será apresentando o modelo do problema a ser estudado com apoio e orientação da CPFL Piratininga, que tem por objetivo a instalação de bancos de capacitores na rede primária da cidade de Itu.

5.1. Conhecendo a cidade de Itu

Itu é um município brasileiro localizado a 102 km da capital São Paulo e 45 km de Campinas, na Mesoregião Macro Metropolitana Paulista e na Microrregião de Sorocaba. Localiza-se a uma latitude $23^{\circ}15'51''$ sul e a uma longitude $47^{\circ}17'57''$ oeste, estando a uma altitude de 583 metros. Possui uma área de 639,981 km², com população em 2007, segundo o IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), de 147.251 habitantes e densidade demográfica 243,9 hab/km². Destes, 147.21 habitantes, 91,5 % residem em área urbana e 8,5% em área rural (WWW.ITU.COM.BR).

5.2. Rede Primária

A rede de distribuição primária da cidade de Itu é abastecida por duas subestações: Porto Góes e Itu.

A subestação de Porto Góes encontrasse ao norte de Itu, no município de Salto.

Esta é dotada de quatro transformadores, sendo dois com potência de 15/17,5 MVA (TR-01 e TR-02 operando em paralelo) e outros dois transformadores de 15/20 MVA (TR-03 e TR-04, também em paralelo). Possui 11 alimentadores de 10,0 MVA cada (PGO-00 à PGO-10), sendo que PGO-00 (alimentador de emergência) é mantido sem cargas para eventuais manobras (manutenção) ou situações de emergência. Os alimentadores PGO-08, PG-09 e PG-10 são responsáveis por parte do fornecimento de energia da cidade de ITU. Porto Góes também é responsável pelo fornecimento de energia da cidade de Salto e parte de Indaiatuba. Na Figura 5.1 podemos observar a subestação de Porto Góes representada pelo quadrado branco de maior dimensão. Os quadrados menores representam os transformadores, neste caso, um total de quatro.

Cada círculo rosa equivale a saída de um alimentador, totalizando doze círculos. Os círculos vermelhos e verdes equivalem às chaves-facetas instaladas no sistema. Elas são responsáveis por todas as manobras de distribuição de carga pelos alimentadores. O vermelho indica que elas estão fechadas (distribuindo carga) e o verde indica que as chaves estão abertas, ou melhor, não transmitem carga, isolam esse trecho do alimentador. As linhas coloridas representam os diversos alimentadores distribuídos pela cidade de Itu e Salto.

Por ser uma rede elétrica de grande extensão e um tanto quanto complexa, neste estudo, serão considerados apenas os alimentadores que atendem a cidade de ITU a partir da subestação ITU.

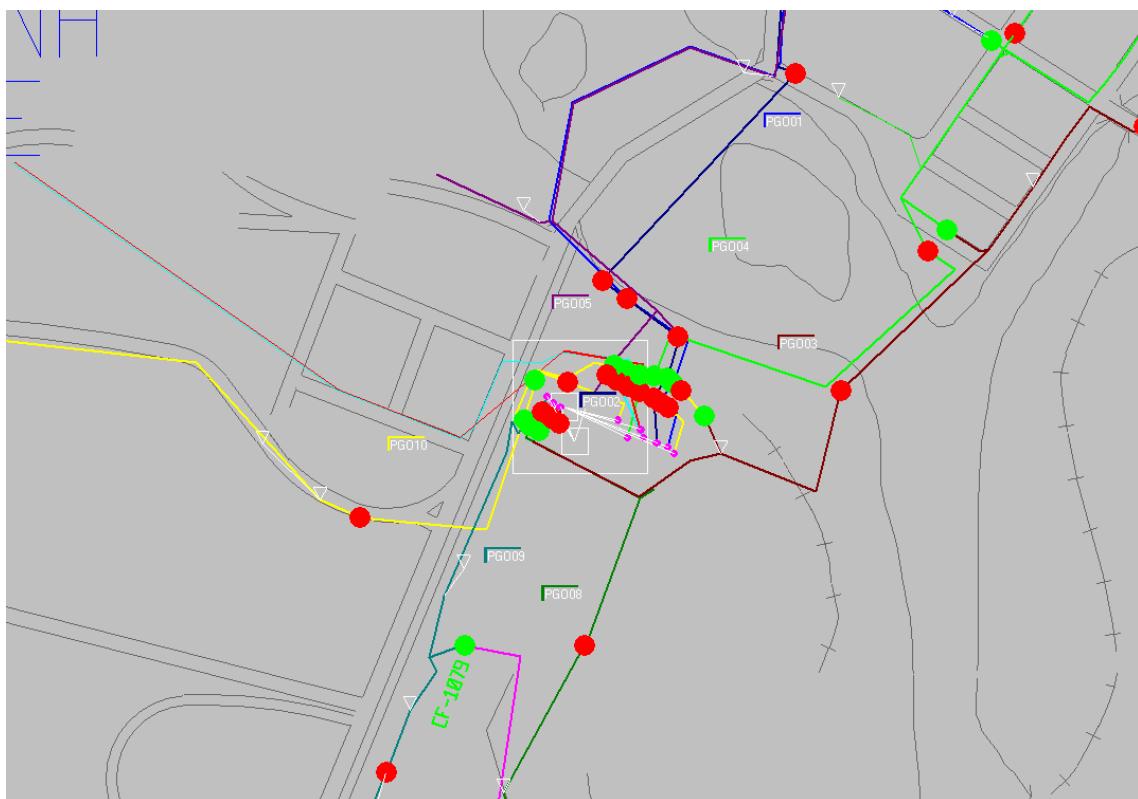


Figura 5.1: Subestação Porto Góes
(Fonte: Programa REDE)

A subestação ITU (SE – ITU, Figura 5.2) possui dois transformadores de 40/60 MVA, os quais têm uma característica em especial. São transformadores com duplo secundário, ou melhor, duas saídas. São dois enrolamentos com potência de 30 MVA cada e tensão de trabalho de 23,1 kV cada. Esse tipo de transformador é utilizado também em indústrias de alumínio onde utilizam como alimentador grandes

retificadores. Um dos grandes desafios dos planejadores é manter as tensões de 23,1 kV equilibradas, diminuindo as perdas técnicas e evitando danos aos equipamentos ligados a rede de distribuição.

A SE- ITU é dotada de 10 alimentadores de 10,0 MVA cada (ITU-01 à ITU-08, ITU-90 e ITU-91). Sendo que ITU-90 e ITU-91 são os alimentadores de emergência, mantidos sem carga, como já citado no modelo acima.

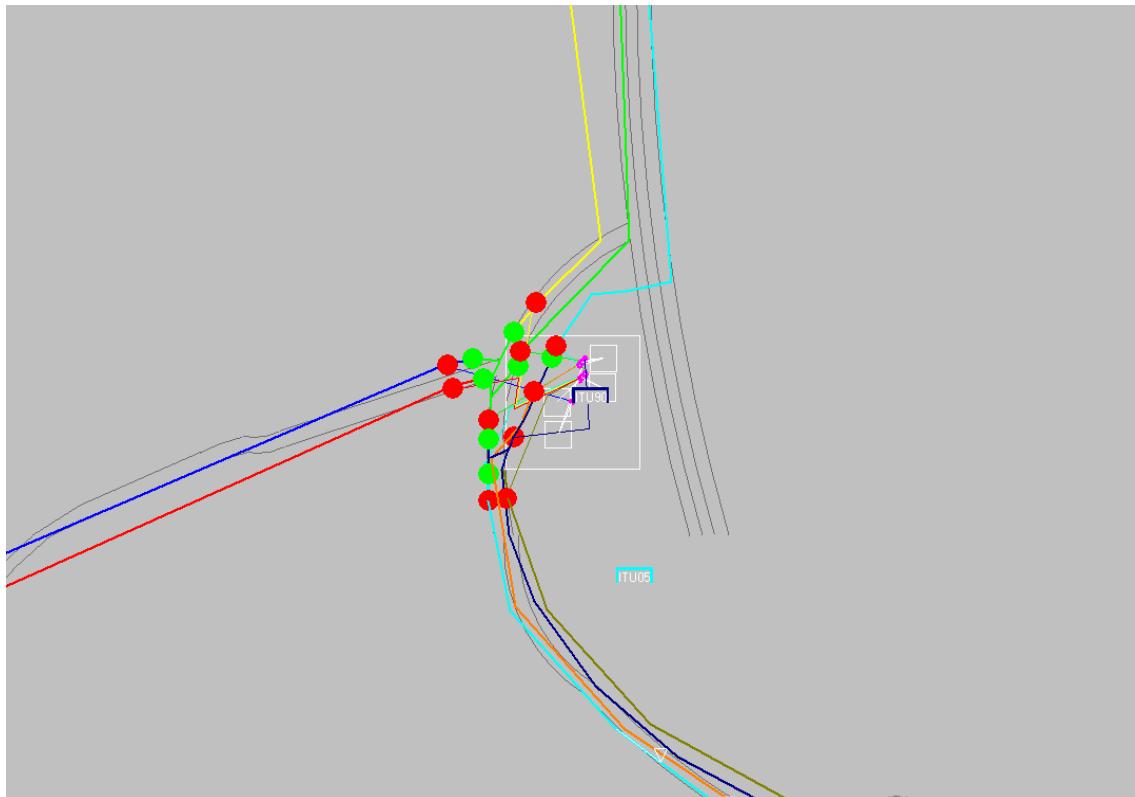


Figura 5.2: Subestação ITU.
(Fonte: Programa REDE)

A Figura 5.3 retirada do programa REDE, nos mostra de forma clara e simples a distribuição de todos os alimentadores existentes na subestação de ITU. Ao centro do desenho podemos observar a localização da SE-ITU, e a partir desta, a derivação dos 10 alimentadores. As diferentes cores indicam as áreas de atendimento dos respectivos alimentadores. A partir desta figura percebe-se que em certos casos, alguns alimentadores chegam a atender uma grande área da cidade, percorrendo longas distâncias, ficando assim em sua grande maioria suscetíveis a quedas de tensão, maiores perdas, fatores de potência mais baixos, etc.

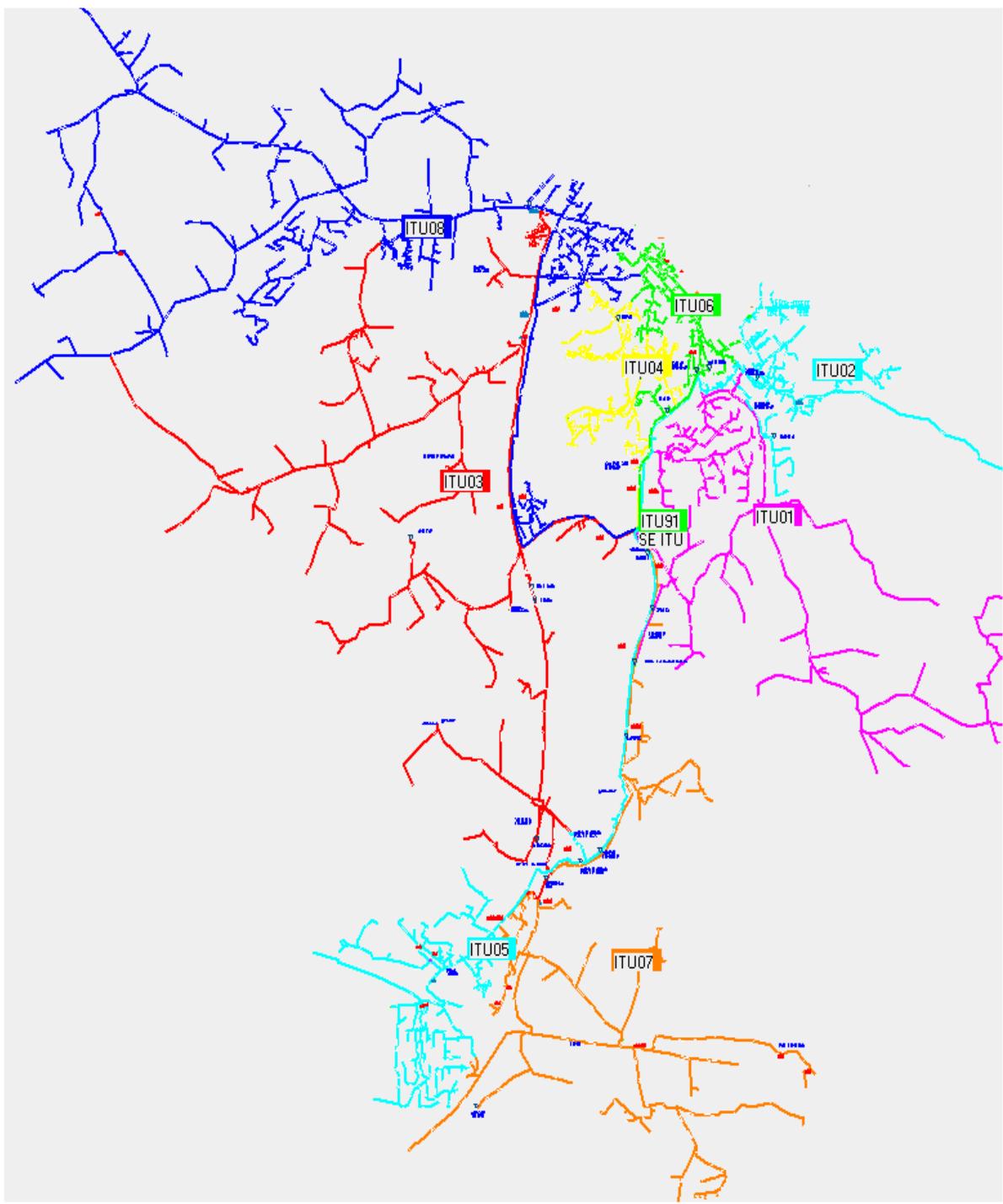


Figura 5.3: Rede Primária cidade de Itu.
(Fonte: Programa REDE)

Seguindo as características do planejamento da rede primária de distribuição da CPFL, foram criados dois casos de estudo para a configuração do sistema de Itu.

O primeiro designado por “Tarde”, tem por parâmetro trabalhar com cargas aferidas das 7:00 às 18:00h, enquanto que o segundo, referido por “Noite”, trabalha com cargas medidas das 18:01 às 6:59h.

O caso *Tarde* tem como característica, a presença de cargas, em sua grande maioria, industriais, com um alto índice de energia reativa. Já o caso *Noite* o predomínio é de cargas residenciais. Cabe frisar que é preciso tomar muito cuidado no planejamento, devido a essa dinâmica entre as cargas, pois bancos de capacitores em excesso (quando há apenas a preocupação com o caso tarde, por exemplo), podem tornar as cargas capacitivas no período noturno, causando elevações bruscas de tensão e, consequentemente, danos aos equipamentos elétricos residenciais.

As Figuras 5.4 e 5.5 são exemplos do caso NOITE. Podemos observar pela curva de potência ativa (marrom – Figura 5.4) e pela curva de corrente (verde – Figura 5.5) que os maiores picos de demanda encontram-se no período da noite, em torno das 20h15min. A curva de potência reativa (laranja – Figura 5.4) possuí os picos de valores no período da tarde. Assim concluímos que neste caso, a barra 4 do transformador 1 da CPFL, possui alimentadores com características de consumidores residenciais, onde o período de maior demanda de energia ocorre no período da noite, em conjunto com uma menor taxa de potência reativa presente no sistema.

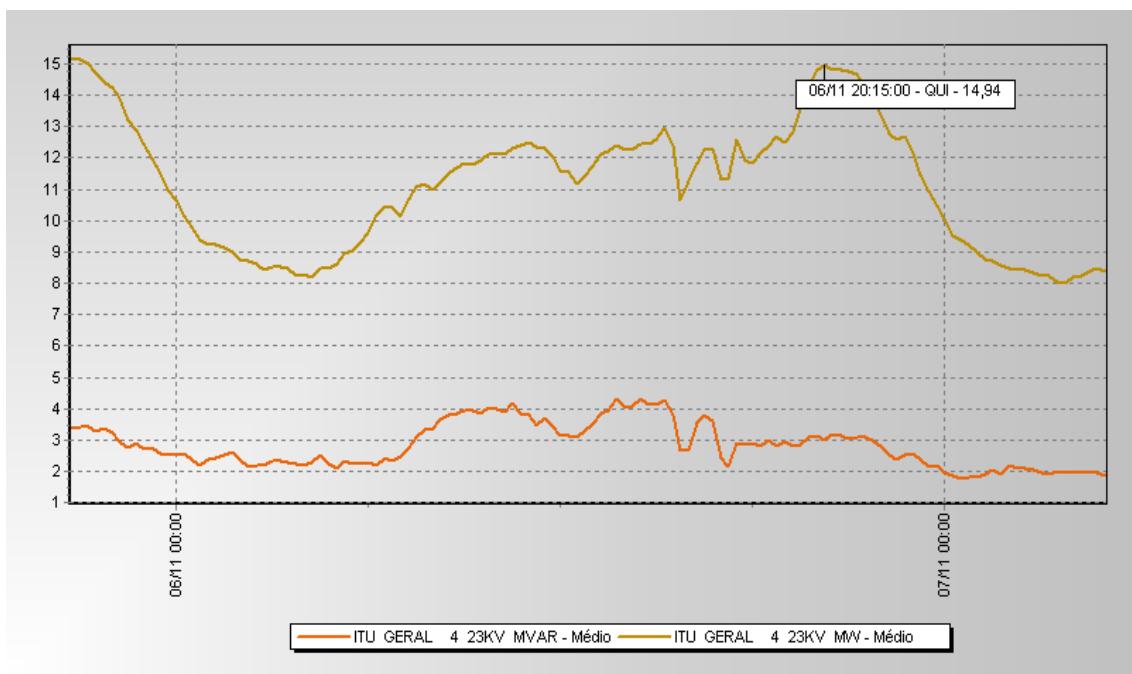


Figura 5.4: Curva de carga no transformador da barra 4 SE-ITU.
(Fonte: Programa CDHplus)

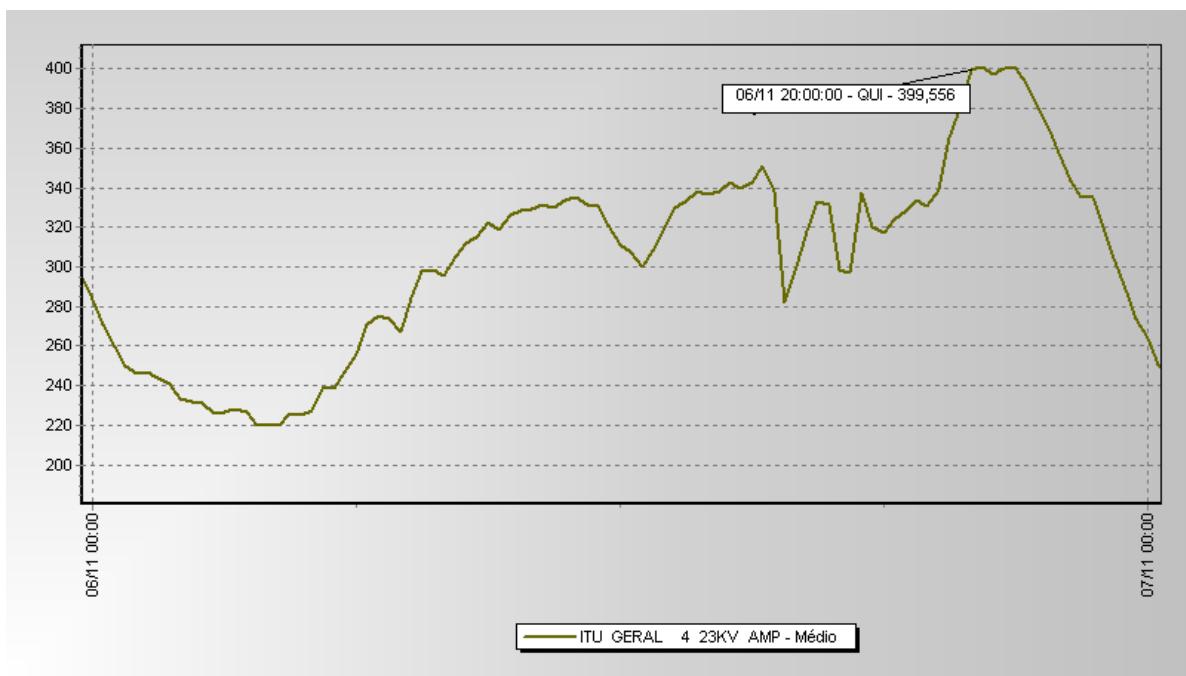


Figura 5.5: Curva de corrente no transformador da barra 4 SE-ITU.
(Fonte: Programa CDHplus)

Já para as Figuras 5.6 e 5.7, como podemos observar, estas indicam o caso Tarde, onde os gráficos acabam sendo exatamente o oposto dos anteriores, exceto para a potência reativa, pois os reativos são inseridos no sistema pelas cargas industriais, presentes apenas no período da tarde. Os picos de potência ativa e corrente ocorrem no período da tarde, indicando assim cargas de origem industriais, como já justificado anteriormente.

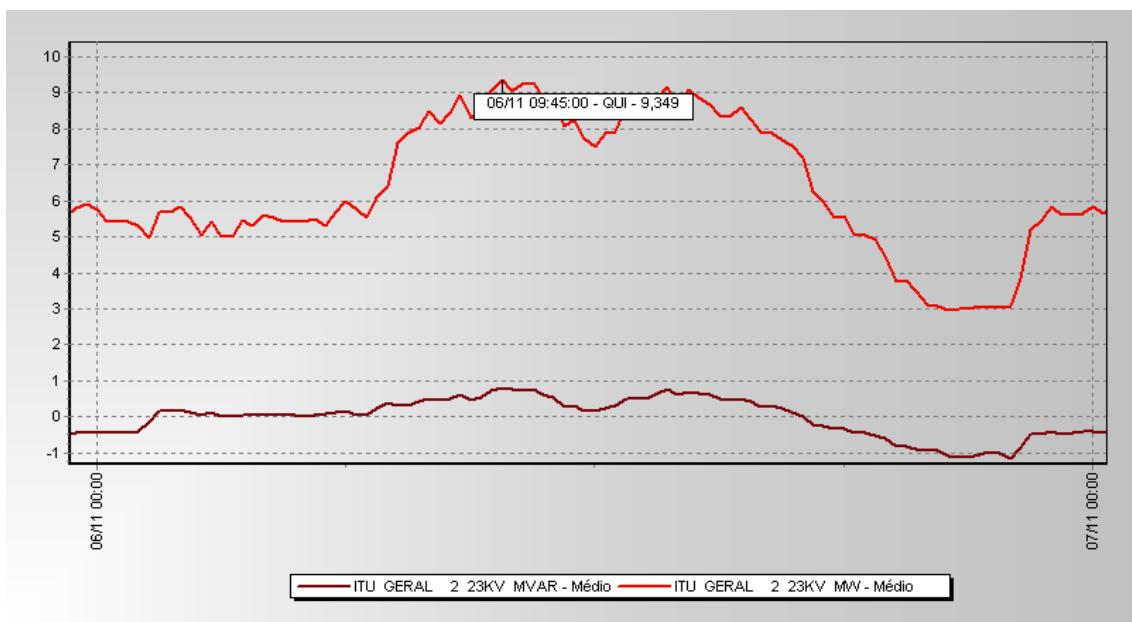


Figura 5.6: Curva de Carga de Transformador Barra 2 SE-ITU.
(Fonte: Programa CDHplus)

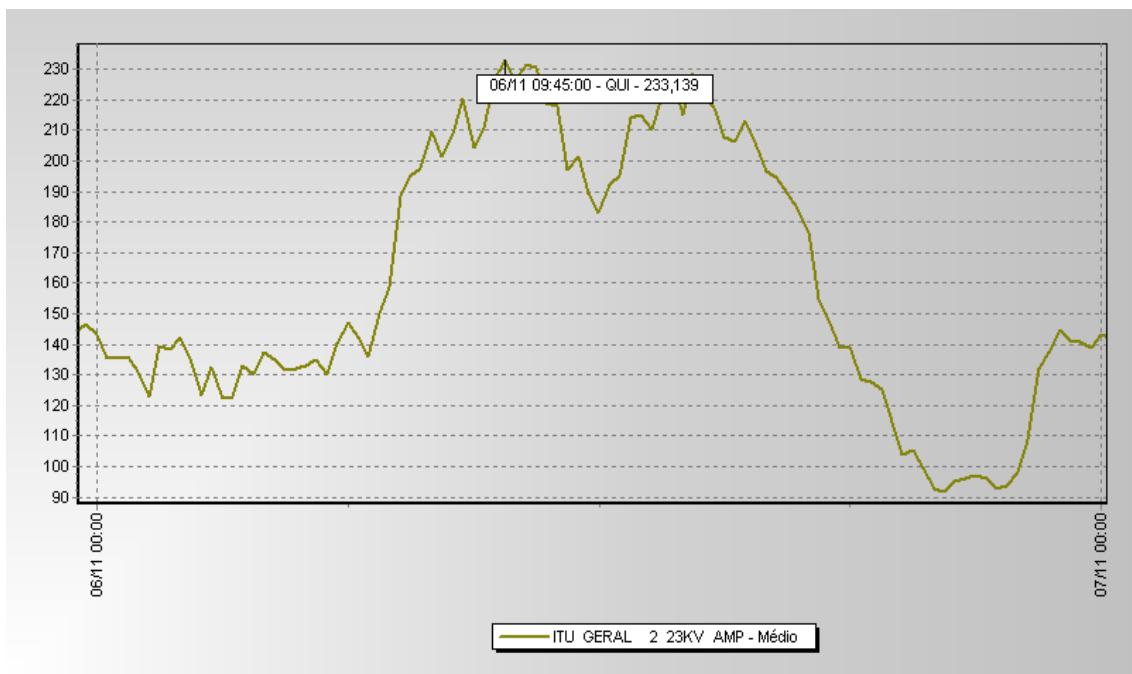


Figura 5.7: Curva de Corrente Transformador Barra 2 SE-ITU.
(Fonte: Programa CDHplus)

Para o estudo em questão, utilizaremos o programa REDE Versão 4.01 (programa exclusivo da CPFL), onde, primeiramente, modelou-se toda a rede primária de distribuição da cidade de ITU, a começar pela subestação. Na subestação foram alocados os transformadores existentes no sistema em função da capacidade instalada, os alimentadores pertencentes a este, e, por fim, os valores dos curtos-circuitos em baixa tensão também foram considerados. Em seguida os alimentadores foram dispostos topologicamente, buscando sempre mantê-los fisicamente o mais próximo possível da situação encontrada em campo. Foram então modelados os transformadores de alta tensão, considerando a demanda contratada de cada cliente, as chaves-facais, as religadoras e as chaves-fusíveis. Ao término de tal procedimento, foram inseridos os valores do consumo de cada alimentador em amperes (A). Tais valores foram obtidos a partir de outro programa também de exclusividade da CPFL chamado CDHplus onde se é possível encontrar as medidas das correntes (mínima, média e máxima), tensões, reativos, etc.

Nas Tabelas de 5.1 à 5.4, que seguem, além de outras informações pertinentes, encontram-se os valores do fator de potência dos alimentadores, cargas, números de clientes e perdas para os dez alimentadores de Itu, considerando o ano base de 2007 e um horizonte de 5 anos.

O grande intuito deste trabalho, como já citado nos primeiros capítulos, é demonstrar a viabilidade econômica do uso dos bancos de capacitores na rede de

distribuição primária. Para que isso seja possível é necessário diminuir ao máximo as perdas técnicas do sistema. Para isso precisamos dar enfoque a quatro itens contidos nas Tabelas 5.1 à 5.4, sendo estes: o fator de potência, a potência reativa, a queda de tensão e as perdas no sistema.

Com a melhora da potência reativa e do fator de potência através do uso dos bancos de capacitores, teremos uma melhora significativa nos valores da queda de tensão e nas perdas do sistema.

Nos valores encontrados nas tabelas que seguem podemos perceber que os valores dos fatores de potência tanto para o caso *Tarde* quanto para *Noite* estão muito baixos. O ideal é trabalharmos com valores próximos dos 95%, sendo que o valor realmente ótimo é 97%. A potência reativa (kVAr) deve possuir medidas abaixo de 3000 kVAr e a queda de tensão segundo o Anexo V da ANEEL (CPFL, 1999) deve ser de no máximo 7,5% em relação à tensão de fornecimento.

Assim, concluísse que é mais do que necessária uma intervenção no sistema de distribuição primário da cidade de ITU. Após ser proposta a instalação de alguns bancos capacitores no correr dos alimentadores, novas medidas serão feitas, comparando-se então com os valores anteriormente medidos.

Tabela 5.1: Caso Tarde - 2007
(Fonte: Programa REDE)

CASO TARDE - 2007							
ALIM.	kW	kVAr	CORR. (A)	F. POT (%)	QUEDA (%)	PERDAS (kW)	PERDAS (%)
ITU-01	8181	3701	224	91,11	1,94	71,8	0,88
ITU-02	6936	3300	192	90,3	2,85	106	1,53
ITU-03	8593	4048	237	90,46	4,26	179,1	2,08
ITU-04	7110	3340	196	90,51	1,65	64,9	0,91
ITU-05	9240	4555	257	89,69	4,96	174,7	1,89
ITU-06	11080	5514	309	89,53	3,58	213,4	1,93
ITU-07	7667	3913	215	89,07	6,9	277,4	3,62
ITU-08	6394	3322	180	88,74	5,79	189,2	2,96
TOTAL	65200	31694	1810	89,94	31,93	1276,5	1,96

Tabela 5.2: Caso Tarde - 2012
 (Fonte: Programa REDE)

CASO TARDE - 2012							
ALIM.	kW	kVAr	CORR. (A)	F. POT (%)	QUEDA (%)	PERDAS (kW)	PERDAS (%)
ITU-01	8669	3944	238	91,02	2,23	82,1	0,95
ITU-02	7592	3645	210	90,15	3,19	127	1,67
ITU-03	9400	4473	260	90,3	4,47	212,8	2,26
ITU-04	7790	3689	215	90,38	1,82	77,7	1
ITU-05	9968	4964	278	89,51	5,57	213,1	2,14
ITU-06	12796	6447	358	89,3	4,19	289,1	2,26
ITU-07	8758	4559	247	88,7	8,07	372,5	4,25
ITU-08	7451	3941	211	88,4	6,82	259,4	3,48
TOTAL	72423	35663	2017	89,71	36,36	1663,7	2,26

Tabela 5.3: Caso Noite – 2007
 (Fonte: Programa REDE)

CASO NOITE - 2007							
ALIM.	kW	kVAr	CORR. (A)	F. POT (%)	QUEDA (%)	PERDAS (kW)	PERDAS (%)
ITU-01	7278	3442	201	90,4	3,32	87,1	1,2
ITU-02	9368	4737	262	89,24	4,41	207,2	2,21
ITU-03	4613	2235	128	89,99	2,9	57,9	1,25
ITU-04	7274	3551	202	89,87	1,79	71,1	0,98
ITU-05	7195	3686	202	89	6,12	209	2,9
ITU-06	8317	4227	233	89,15	3,02	137,7	1,66
ITU-07	9787	5288	278	87,98	8,91	475,6	4,86
ITU-08	7314	3928	208	88,1	6,62	250,6	3,43
TOTAL	61147	31094	1714	89,14	37,09	1496,2	2,45

Tabela 5.4: Caso Noite – 2012
 (Fonte: Programa REDE)

CASO NOITE - 2012							
ALIM.	kW	kVAr	CORR. (A)	F. POT (%)	QUEDA (%)	PERDAS (kW)	PERDAS (%)
ITU-01	8082	3862	224	90,23	3,92	115,9	1,43
ITU-02	10759	5511	302	89	5,15	276,2	2,57
ITU-03	5288	2579	147	89,88	3,42	78,2	1,48
ITU-04	8504	4180	237	89,74	2,09	97,4	1,14
ITU-05	8416	4397	237	88,63	7,33	297,4	3,53
ITU-06	9828	5040	276	88,98	3,59	193,6	1,97
ITU-07	11571	6414	331	87,46	10,7	678,8	5,87
ITU-08	8717	4774	248	87,7	7,95	359,4	4,12
TOTAL	71166	36757	2002	88,85	44,15	2096,9	2,95

Capítulo 6 – Resultados observados

Da observação dos valores contidos nas tabelas de 5.1 à 5.4, onde os valores de potência estavam muito abaixo dos 97% ideais, algumas quedas estavam acima de 7,5 % em relação à tensão de fornecimento e na maioria dos casos os valores da potência reativa eram superiores a 3000 kVAr, chegou-se a conclusão que era necessária a colocação de bancos capacitores em todos os alimentadores da rede de distribuição da SE-ITU. Como o enfoque deste estudo é enfatizar a viabilidade econômica da colocação dos bancos capacitores, não serão aprofundadas as técnicas utilizadas para a colocação dos bancos em seus respectivos locais. Apenas deve se salientar que as regras descritas no capítulo 3, como distância mínima de 500 metros entre capacitores foi fielmente seguida.

Na tabela 6.1 que segue, tem-se uma lista dos bancos de capacitores instalados na rede de distribuição, com seus respectivos valores e alimentadores.

Tabela 6.1: Lista dos Bancos de Capacitores Instalados

SE ITU - BANCOS CAPACITORES			
ALIMENTADOR	600 kVAr	1200 kVAr	TOTAL
ITU-01	0	1	1200 kVAr
ITU-02	0	1	1200 kVAr
ITU-03	2	0	1200 kVAr
ITU-04	0	1	1200 kVAr
ITU-05	3	0	1800 kVAr
ITU-06	1	1	1800 kVAr
ITU-07	1	1	1800 kVAr
ITU-08	2	0	1200 kVAr

Com os capacitores dispostos em seus locais pré-definidos, suas capacidades ajustadas, os valores das correntes de cada alimentador ajustadas de acordo com a demanda real, o programa *REDE* foi novamente rodado, obtendo-se então novos valores para fator de potência, perdas, carregamentos em cada alimentador e queda de tensão.

Por ser um programa de fácil manuseio, com a apresentação em telas simplificadas e opções bem claras, não foi encontrada nenhuma dificuldade no transcorrer do processo. Caso necessário, devido à extensa gama de opções presentes neste programa, poderíamos também obter relatórios do histórico da rede, consumo mensal por classe, relação de obras e perdas, informações totalizadas para

um bloco, resultados de cálculo de curto-circuito, cálculo de partida de motores, gráficos dos carregamentos de transformadores das subestações, perfil de queda de tensão, dentre muitas outras informações.

Abaixo segue a tabela comparativa entre os valores apresentados pelo programa *REDE* com e sem o uso dos bancos de capacitores, tanto para os casos *Tarde* quanto para o *Noite*.

Tabela 6.2: Comparativo Caso Tarde 2007
(Fonte: Programa REDE)

ALIM.	kVAr		CORRENTE		F. POT (%)		QUEDA (%)		PERDAS (kW)	
	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC
ITU-01	3701	2496	224	214	91,1	95,6	1,94	1,86	71,8	68,8
ITU-02	3300	2093	192	181	90,3	95,7	2,85	2,73	106	102,6
ITU-03	4048	2828	237	226	90,5	95	4,26	4,01	179,1	169,4
ITU-04	3340	2135	196	185	90,5	95,8	1,65	1,57	64,9	62,5
ITU-05	4555	2704	257	240	89,7	96	4,96	3,96	174,7	149,7
ITU-06	5514	3686	309	292	89,5	94,9	3,58	3,28	213,4	199,2
ITU-07	3913	2063	215	198	89,1	96,5	6,9	6,11	277,4	251,4
ITU-08	3322	2088	180	168	88,7	95	5,79	5,18	189,2	172,3
TOTAL	31 694	20 094	1810	1704	89,9	95,6	31,9	28,7	1277	1176

Tabela 6.3: Comparativo Caso Tarde 2012
(Fonte: Programa REDE)

ALIM.	kVAr		CORRENTE		F. POT (%)		QUEDA (%)		PERDAS (kW)	
	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC
ITU-01	3944	2739	238	214	91	95,6	2,23	2,15	82,1	78,8
ITU-02	3645	2437	210	181	90,2	95,7	3,19	3,06	127	123,2
ITU-03	4473	3250	260	226	90,3	95	4,47	4,21	212,8	201,6
ITU-04	3689	2484	215	185	90,4	95,8	1,82	1,73	77,7	75
ITU-05	4964	3105	278	240	89,5	96	5,57	4,56	213,1	184,3
ITU-06	6447	4613	358	292	89,3	94,9	4,19	3,88	289,1	271,9
ITU-07	4559	2697	247	198	88,7	96,5	8,07	7,26	372,5	340,4
ITU-08	3941	2698	211	168	88,4	95	6,82	6,2	259,4	238,4
TOTAL	35 663	24 024	2017	1704	88,7	94,9	36,4	33,1	1664	1514

Tabela 6.4: Comparativo Caso Noite 2007
(Fonte: Programa REDE)

ALIM.	CASO NOITE - 2007											
	kVAr		CORRENTE		F. POT (%)		QUEDA (%)		PERDAS (kW)			
	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC
ITU-01	3442	2237	201	190	90,4	95,6	3,32	3,24	87,1	84,3		
ITU-02	4737	3526	262	250	89,2	93,6	4,41	4,28	207,2	201,9		
ITU-03	2235	1025	128	118	90	97,6	2,9	2,56	57,9	53		
ITU-04	3551	2345	202	191	89,9	95,2	1,79	1,7	71,1	68,5		
ITU-05	3686	1833	202	185	89	96,9	6,12	5,1	209	182,5		
ITU-06	4227	2406	233	216	89,2	96,1	3,02	2,72	137,7	127		
ITU-07	5288	3412	278	258	88	94,4	8,91	8,1	475,6	436,2		
ITU-08	3928	2685	208	194	88,1	93,8	6,62	6	250,6	229,6		
TOTAL	31 094	19 469	1714	1602	89,1	95,3	37,1	33,7	1496	1383		

Tabela 6.5: Comparativo Caso Noite 2012
(Fonte: Programa REDE)

ALIM.	CASO NOITE - 2012											
	kVAr		CORRENTE		F. POT (%)		QUEDA (%)		PERDAS (kW)			
	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC	S/ BC	C/ BC
ITU-01	3862	2657	224	213	90,2	95	3,92	3,84	115,9	112,7		
ITU-02	5511	4298	302	289	89	92,9	5,15	5,02	276,2	269,8		
ITU-03	2579	1367	147	136	89,9	96,8	3,42	3,08	78,2	72,2		
ITU-04	4180	2974	237	225	89,7	94,4	2,09	2,01	97,4	94,2		
ITU-05	4397	2527	237	219	88,6	95,7	7,33	6,28	297,4	263,1		
ITU-06	5040	3214	276	258	89	95	3,59	3,28	193,6	180,3		
ITU-07	6414	4515	331	309	87,5	93,1	10,7	9,86	678,8	627,7		
ITU-08	4774	3468	248	232	87,7	92,8	7,95	7,23	359,4	324,9		
TOTAL	36 757	25 020	2002	1881	88,9	94,3	44,2	40,6	2097	1945		

A partir dos valores encontrados nas tabelas pode-se perceber que os resultados obtidos com a instalação dos bancos capacitores na rede de distribuição da SE-ITU foram satisfatórios, trazendo grandes benefícios ao sistema em questão.

Observa-se uma melhora de pelo menos 32% nos valores da potência reativa, 7% no carregamento dos alimentadores, 6% no fator de potência, 4% na queda de tensão e de 8% nas perdas do sistema. Como, por exemplo, podemos citar a queda na potência reativa do alimentador ITU-06, caso *Tarde* 2007, de 5514 para 3686 kVAr, o aumento do fator de potência no alimentado ITU-05, caso *Noite* 2012, de 88,6 para 95,7% e, por fim, a diminuição nas perdas do alimentador ITU-07, caso *Noite* 2007, de 475,6 para 436,2 kVAr.

Com tais medidas podemos esperar então benefícios tanto de âmbito técnico quanto econômico à rede em questão. Benefícios técnicos são demonstrados através

da conservação de energia criada pelas diminuições dos carregamentos das redes de distribuição e transformadores de subestações. O alívio no sistema reduz a perda técnica, melhora o perfil de tensão de fornecimento e aumenta o tempo de vida útil dos equipamentos da concessionária. Concomitante aos benefícios técnicos, os econômicos são bem amplos e incluem desde postergações de investimentos por problemas de tensões e carregamentos, redução da energia comprada devido à redução da energia perdida e possíveis ganhos tarifários (NUNES; BORMIO, 2007).

Capítulo 7 – Análise Econômica

A viabilidade econômica da compensação reativa é demonstrada nesse projeto comparando os valores necessários para instalação dos bancos de capacitores com a receita gerada pela redução da perda técnica no sistema de alta tensão (subestações e linhas de distribuição) para um plano presente e para um horizonte de 5 anos.

Utilizamos como base o custo médio da energia elétrica de 140 R\$/MWh fora de ponta e 225 R\$/MWh na ponta com taxa de desconto de 15% ao ano.

Quanto aos valores dos bancos de capacitores utilizados no estudo, tomamos como base valores referentes ao ano de 2007. Os dados dos bancos simulados seguem na tabela abaixo:

Tabela 7.1: Custo Banco de Capacitores
(Fonte: CPFL Energia)

BANCOS DE CAPACITORES	
CAPACIDADE (kVAr)	CUSTO (R\$)
600	4.046,97
1200	5.098,85

Foram utilizados no estudo um total de 9 bancos de capacitores de 600 kVAr e 5 bancos de 1200 kVAr, o que representa um custo de obra de R\$ 61.910,68.

7.1 – Conceitos de Economia

7.1.1. – Investimento

Investimento é a aplicação de algum tipo de recurso (dinheiro ou títulos) com a expectativa de receber algum retorno futuro superior ao aplicado compensando, inclusive, a perda de uso desse recurso durante o período de aplicação.

Num sentido amplo, o termo aplica-se tanto à compra de máquinas, equipamentos e imóveis para a instalação de unidades produtivas como à compra de títulos financeiros (letras de câmbio, ações). Nesses termos, investimento é toda aplicação de dinheiro com expectativa de lucro (SAMUELSON, 1975).

- Investimento bruto: corresponde a todos os gastos realizados com bens de capital (máquinas e equipamentos) e formação de estoques.

-
- Investimento líquido : exclui as despesas com manutenção e reposição de peças, equipamentos, e instalações desgastadas pelo uso. Como está diretamente ligado à compra de bens de capital e, portanto, à ampliação da capacidade produtiva, o investimento líquido mede com mais precisão o crescimento da economia.

7.1.2. – Taxa de Desconto

Se um determinado capital produz juro num certo período de tempo t , e se considerarmos que o juro é o incremento do capital inicialmente aplicado, o desconto será o valor desse capital num momento anterior a t . Enquanto que o processo de capitalização transforma o capital inicial num capital superior, o desconto transforma o capital num valor inferior. O processo de desconto é aplicável quando pretendemos reportar o valor de um capital futuro a um momento interior e, portanto, é bastante útil do ponto de vista das operações financeiras. Sendo um conceito semelhante ao juro, também a atualização depende do tempo, antecipação do vencimento e do capital em referência. Esta dependência pode ser representada por uma proporcionalidade direta e, à constante de proporcionalidade dá-se o nome de taxa de desconto. Podemos então escrever a seguinte equação (SAMUELSON, 1975):

$$d_t = C_{in} \times r \quad (19)$$

onde:

- C_{in} é o capital no início;
- d representa o desconto;
- t o período de tempo e
- r a constante de proporcionalidade.

7.1.3. – Pay Back (Retorno)

Pay Back é o tempo necessário entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento (LOPES, 1991).

Pay Back é uma das técnicas de análise de investimento mais comuns que existem. Consiste em umas das alternativas mais populares ao valor presente líquido. Sua principal vantagem em relação ao valor presente líquido consiste em que a regra

do *Pay Back* leva em conta o tempo do investimento e, consequentemente, é uma metodologia mais adequada para ambientes com risco elevado.

Este método visa calcular o número de períodos, ou quanto tempo o investidor irá precisar para recuperar o investimento realizado. Um investimento significa uma saída imediata de dinheiro. Em contrapartida se espera receber fluxos de caixa que visem recuperar essa saída. O *Pay Back* calcula quanto tempo isso irá demorar.

7.2 – Cálculo das perdas anuais

Os valores das perdas encontrados nas tabelas anteriores são chamados de perdas instantâneas e como já visto são dados em kW. Para o estudo em questão onde desejamos encontrar a viabilidade do uso de bancos de capacitores, torna-se necessário que passemos esta perda para kWh, onde substituindo os valores dos custos médios para ambos os casos, chegaremos ao custo anual da perda.

Para o cálculo das perdas em kWh devemos seguir alguns passos:

Inicialmente deve-se definir o valor do fator de carga (F_{CARGA}), que equivale a divisão da demanda média pela demanda máxima. Neste caso, trabalharemos com $F_{CARGA} = 0,6$, fator obtido a partir das curvas de carga obtidas no programa CDHplus.

Em seguida encontra-se o fator de perdas (F_{PERDAS}):

$$F_{PERDAS} = (0,15 \times F_{CARGA}) + (0,85 \times F_{CARGA}^2) \quad (20)$$

Seguindo a linha de raciocínio, calculam-se as perdas acumuladas (kWh) do mês da máxima pela fórmula:

$$PerdaskWh_{MÊS} = Perdas_{INST} \times F_{PERDAS} \times 730 \quad (21)$$

onde:

- $PerdaskWh_{MÊS}$ é a perda mensal, em kWh
- $Perdas_{INST}$ são as perdas instantâneas
- F_{PERDAS} é o fator de potência
- 730 é o número médio de horas por mês

Agora já se tem as perdas acumuladas do mês da máxima (para cada alimentador). Para estimar as perdas nos demais meses supõe-se que elas variam

com quadrado da demanda. Assim, usando o fator de redução de demanda, as perdas dos outros 11 meses são calculadas por:

$$PerdaskWh_{M\acute{E}SI} = \{ F_{REDU\acute{C}\~AO} + (i-1) \times [(1-F_{REDU\acute{C}\~AO}/11)] \}^2 \times Perdaskwh_{MAX} \quad (22)$$

onde:

- “i” é o número do mês
- $PerdaskWh_{M\acute{E}SI}$ são as perdas em kWh, do mês i
- $PerdaskWh_{MAX}$ são as perdas, em kWh, do mês de máxima

O fator de redução da demanda máxima ($F_{REDU\acute{C}\~AO}$) é um fator que exprime a relação entre a menor e a maior demanda máxima mensal. Nesse caso será trabalho com um $F_{REDU\acute{C}\~AO} = 0,7$ (REDE,2001).

Com as fórmulas já exemplificadas, e respeitando os valores pré-definidos para o custo do kWh, serão inseridos abaixo os valores dos custos finais do sistema, encontrados em uma das muitas funções já citadas do programa REDE.

Tabela 7.2: Avaliação Econômica
(Fonte: Programa REDE)

AVALIAÇÃO ECONÔMICA					
ANO	TOTAL PERDAS S/BC (MWh)	TOTAL PERDAS C/BC (MWh)	CUSTO DAS PERDAS S/ BC	CUSTO DAS PERDAS C/ BC	ECONOMIA (R\$)
2007	3517,205	3246,212	641.889	592.433	49.456
2012 (SOMA)	24597,93	22756,05	4.489,12	4.152,98	336.143

Tabela 7.3: Carregamentos Transformadores Caso Tarde Ano 2012
(Fonte: Programa REDE)

CARREGAMENTO TRANSFORMADORES TARDE					
ANO 2012	CARREG. S/ BC (%)	CARREG. C/ BC (%)	CARREG. C/ BC (MVA)	CARREG. C/ BC (MVA)	ECONOMIA (MVA)
TR-01	62,33	58,7	18.699	17.610	1.089
TR-02	56,11	53,21	16.833	15.963	870
TR-03	63,31	59,41	18.993	17.823	1.170
TR-04	52,66	49	15.798	14.700	1.098

Tabela 7.4: Carregamentos Transformadores Caso Noite Ano 2012
(Fonte: Programa REDE)

CARREGAMENTO TRANSFORMADORES NOITE					
ANO 2012	CARREG. S/ BC (%)	CARREG. C/ BC (%)	CARREG. C/ BC (MVA)	CARREG. C/ BC (MVA)	ECONOMIA (MVA)
TR-01	59,66	55,8	17.898	16.740	1.158
TR-02	49,66	46,72	14.898	14.016	882
TR-03	67,84	63,36	20.352	19.008	1.344
TR-04	81,85	77,45	24.555	23.235	1.320

A partir das tabelas acima podemos perceber que a viabilidade econômica do uso de bancos de capacitores é satisfatória e pode ser interpretada em duas vertentes:

- A primeira de acordo com os dados da tabela 7.2 mostra que com a diminuição das perdas nos alimentadores da SE-ITU, temos no primeiro ano uma economia de R\$ 49.456,00. Visto que o investimento inicial da instalação dos bancos era de R\$ 61.910,68 concluímos que no máximo em 1 ano e 3 meses haveria retorno (pay back) do dinheiro aplicado, com a expectativa de obter até o ano de 2012 um lucro ou economia de R\$ 274.232,32 (já descontado o valor da instalação). Em primeira instância pode parecer um valor relativamente baixo, mas ao levarmos em conta que a CPFL atende a aproximadamente 568 municípios (Site CPFL), a aplicação em cada uma de suas subestações, traria um benefício econômico de larga escala, podendo direcionar parte do lucro para obras que demandassem uma maior emergência de atuação, como construção de novos alimentadores sobrecarregados pelo número de consumidores, ou a construção de uma nova subestação que não atende mais a demanda de uma cidade.

Vale lembrar que através da diminuição das perdas técnicas e melhora do perfil de tensão, ocorre uma diminuição no desgaste dos

equipamentos do sistema, aumentando assim sua vida útil e consequentemente anulando obras até então necessárias.

- A segunda vertente está relacionada a queda no carregamento do sistema de distribuição. Essa queda está intimamente ligada a diminuição ocorrida na potência aparente do sistema. Ela ocorre, pois como visto no capítulo 3, esta é o resultado da relação entre a potência ativa e reativa presentes no sistema. Com o uso dos bancos, a potência reativa tem uma queda significativa que por si só acaba trazendo a esperada queda na potência aparente e consequentemente alívio no carregamento do transformador.

Para a concessionária, quedas como estas vistas nas tabelas 7.3 e 7.4, em torno de 1 MVA são muito significativas, pois representam, acima de tudo, a postergação de uma obra, neste caso, a construção de uma nova subestação (o terreno da SE-ITU não permite a instalação de um novo transformador), obra esta que não sairia por menos de R\$ 4.000.000,00.

Capítulo 8 – Conclusão

Ao longo dos anos a energia transformou-se em um produto essencial para o desenvolvimento humano, possibilitando avanços tecnológicos que contribuíram para o bem estar das pessoas. A cada dia que passa, o consumo de energia aumenta em função do crescimento acelerado da população mundial. Para exemplificar, cerca de 3.400.000 novos brasileiros nascem a cada ano, o que corresponde a um acréscimo no consumo anual de 1.600 MW.

Esse crescente aumento da demanda tornou o gerenciamento dos níveis de potência reativa cada vez mais importante, a fim de se contornar problemas de qualidade do fornecimento, tais como, aumento das perdas ativas, quedas de tensão e tensões fora dos limites regulamentados.

As concessionárias responsáveis pela distribuição de energia elétrica, quando passaram a ser reguladas pela ANEEL, sob pena de receberem graves punições caso não respeitassem as normas por esta definida, precisaram focalizar grande parte de seus estudos e investimentos em um planejamento mais eficiente, detalhado e confiável de todo o seu sistema de distribuição primário. Tal planejamento energético tem como objetivo além do atendimento, com o aproveitamento mais racional dos recursos, garantir que no final do mês a concessionária tenha um lucro satisfatório.

Cabe relembrar que para este estudo, tínhamos como meta demonstrar indicativos da viabilidade econômica do uso de bancos capacitores na rede de distribuição primária do sistema elétrico. Neste sentido, a partir dos valores obtidos com a execução do programa REDE, pudemos sem sombra de dúvida demonstrar e garantir que a utilização dos bancos é sim uma boa alternativa para que as concessionárias alcancem seus objetivos.

Primeiramente por trazer benefícios técnicos ao sistema elétrico como melhora na qualidade de energia, uma diminuição de 30% em média na potência reativa e, consequentemente, maior disponibilidade de potência ativa para o sistema, diminuição na queda de tensão, aumento na vida útil dos equipamentos da concessionária, melhora no fator de potência possibilitando atender as normas da ANEEL e por fim, a queda no carregamento dos transformadores.

Os benefícios técnicos estão intimamente ligados aos benefícios econômicos. Com a redução da perda de energia é possível obter benefício tarifário. A cada revisão tarifária, a ANEEL define um montante de perda técnica a ser considerado no período entre as revisões. Assim, uma redução da perda técnica nesse período representa um ganho, visto que a empresa está operando em um nível inferior ao reconhecido na

tarifa pelo agente regulador. Além disso, comparando os investimentos no plano de compensação reativa fixa nos alimentadores obtido pela instalação dos bancos (R\$ 61.910,68), com a receita gerada pela redução da perda técnica no sistema de alta tensão da CPFL Paulista (R\$ 274.232,32 já descontado o valor da instalação) , tem-se retorno rápido e altamente atrativo para a concessionária.

Concluímos então que antes de propor uma grande obra, como troca de transformadores, construção de uma nova subestação, ampliação no número de alimentadores, as concessionárias devem gastar parte de seu tempo em estudos de planejamentos que incluem a instalação de bancos capacitores no decorrer dos alimentadores já que estes quando bem localizados e dimensionados, são equipamentos de extrema relevância para o desempenho, técnico e econômico, das empresas de distribuição de energia.

No estudo em questão, tomamos como base uma cidade pequena, com aproximadamente 150.000 mil habitantes, distritos industriais de baixa carga e 15% do consumo proveniente de áreas rurais e obtivemos em apenas cinco anos, um lucro de R\$ 274.232,32. Se contarmos que a CPFL atende em torno 568 municípios, poderíamos esperar um lucro de aproximadamente R\$ 150.000.000,00, valor este que poderia ser usado em casos que apenas a instalação de bancos de capacitores não viesse a atender as novas exigências do sistema. Com tal lucro seria possível a construção de 37 subestações de 15 MVA. Assim a instalação dos bancos de capacitores pode trazer benefícios tratando-se da postergação de obras, pois foram observadas em média quedas de 1 MVA nos traços, quanto na utilização para construção de novas subestações, religadoras, chaves automáticas que tragam benefícios a qualidade do sistema de distribuição primário.

Para as concessionárias em questão, é importante que estas aliem a instalação dos bancos de capacitores com os estudos citados na revisão bibliográfica. A utilização da computação evolutiva, redes neurais nesta instalação, otimiza e maximiza os benefícios advindos dos bancos capacitores além de facilitar a resolução desta instalação, já que a grande quantidade de alimentadores e seus diversos comportamentos de carga, tornam os estudos difíceis e demorados para os planejadores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Resolução ANEEL N°456. Brasília: 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disposições Relativas à Conformidade dos Níveis de Tensão de Energia Elétrica em Regime Permanente, Resolução ANEEL N°505. Brasília: 2001.

ANDERSON, J.; THOPSON, M. Ajuste o Medidor SEL-734 para Proteção e Controle de Bancos de Capacitores da Distribuição. Guia de aplicação SEL, 2003-04.

ARAUJO, C. A.; CÂNDIDO, J. F.; SOUZA, F.; DIAS, M. P. Proteção de Sistemas Elétricos. 2º Edição. Rio de Janeiro. Editora Inter Ciência, 2001, 258p.

BAE, Y. G.: Analytical Methods of Capacitor Allocation on Distribution Primary Feeders. PAS, 1978, p. 1232–1238.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989. p. 1401 – 1407.

BOONE, G.; CHIANG, H. Optimal capacitor placement in distribution systems by genetic algorithm. Electric Power & Energy Systems. 1993. p. 155 – 162.

BRASILCON; Harmônicos em Sistemas Elétricos Brasilcon' 88, IEEE, Rio de Janeiro, 1988.

BROADATER, R. P.; KHAN, A. H.; SHALANN, H. E.; LEE, R. E. Time Varying Load Analysis to Reduce Distribution Losses through Reconfiguration. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 1, 1993. p. 294 – 300.

BUCH, J. B.; MILLER, R. D.; WHEELER, J. E. Distribution System Integrated Voltage and Reactive Power Control. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. 101, No.2, 1982. p. 284 – 289.

CAVELLUCCI, C. Buscas Informadas Baseadas em Grafos para a Minimização das Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Campinas: UNICAMP; 1998.

CHEN, C.S.; CHO, M. Y. Energy Loss Reduction by Critical Switches. IEEE Transactions on Power Delivery, 1993. p. 1246 – 1253.

CHERKAOUI, R.; BART, A.; GERMOND, A. J. Optimal Configuration of Electrical Distribution Networks Using Heuristic Method. Proceedings of the 11th Power System Computation Conference (PSCC). France: 1993. p. 147 – 154.

CHIANG, H. D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems. Part 1: A new Formulation and a Solution Methodology". IEEE Transactions on Power Delivery, 1990a. p. 1902 – 1909.

CHIANG, H. D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems. Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, 1990b. p. 1568 – 1574.

CHIANG, H. D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems. Part 3: Solution Algorithms and Numerical Results. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995. p. 980 – 992.

CHRISTO, E. S. Previsão de Potência Reativa, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC; 2005.

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J. J.; H. YIN; LEE, S.S.H. Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, 1988. p. 1217 – 1223.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA. Recomendações Básicas para a Aplicação de Bancos de Capacitores em Alimentadores. Curitiba: 1992.

COOK, R. F. Analysis of capacitor application as affected by load cycle. IEEE Transactions, 1959, p. 950 – 957.

COOK, R. F. Optimizing the Application of Shunt Capacitors for Reactive-Volt-Ampere Control and Loss Reduction. IEEE , 1961, p. 430–444.

CONTROLE e Automação. Revista da Sociedade Brasileira de Automática. Disponível em:<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_serial&pid=0103759&lng=en&nrm=iso>. Acesso em 22 ago. 2008.

CPFL-GED110. Atendimento a Cargas Geradoras de Harmônicos em Sistemas Primários de Distribuição. Versão 1.2, Campinas, 2002

CPFL-PD02. Abordagem Unificada da Instalação de Capacitores e Reconfigurações com Objetivo de Redução de Perdas. Projeto de P&D CPFL-UNICAMP. Campinas: UNICAMP; 2001.

CPFL-PD05. Reconfigurador da Rede de Distribuição Primária, Dimensionamento e Alocação de Capacitores para Redução das Perdas Técnicas de Energia. Projeto de P&D CPFL-UNICAMP. Campinas: UNICAMP; 2001.

CPFL-PD75. Estratégias Evolutivas para Otimização e Controle de Reativos com Sazonalidade das Demandas. Projeto de P&D CPFL-UNICAMP. Campinas: UNICAMP; 2002-04..

CPFL. Critérios e Procedimento para Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL. Departamento de Planejamento do sistema Elétrico e Gestão – DP. Campinas: 1999.

CREDER, H.; Instalações Elétricas. 15º edição. São Paulo. Editora LTC (Grupo GEN), 24/07/2007, 440p.

DELAIBA, A. C.; Harmônicos e Fator de Potência. Correção e Soluções. Treinamento COMPROVE Engenharia. Campinas, 2006

DURAN, H. Optimum Number, Location, and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribution Feeders: A Dynamic Programming Approach. IEEE Transaction. On Power Apparatus and Systems, vol. 87, 1968. p. 1769 – 1774.

ELETROBRAS. Disponível em: <<http://www.eletrobras.gov.br/mercado>>. Acesso em 23 set. 2008.

GAUCHE; COELHO; TEIVE. A Mixed Back-Propagation/Marquardt-Levenberg Algorithm for Optimizing the Distribution Electrical System Operation. Proceedings of the 1999 IEEE Transmission and Distribution Conference. New Orleans: Vol. 2, 1999. p. 753 – 758.

GRAINGER, J. J.; CIVANLAR, S.; LEE, S. H. Optimal design and control scheme for continuous capacitive compensation of distribution feeders. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983. p. 3271 – 3278.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. H. Optimum size and location of shunt capacitors for reduction of losses on distribution feeders. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981. p. 1105 – 1118.

GLOVER, F.; LAGUNA, M. Tabu Search. Kluwer Academic Publishers, Boston: 1997.

HUANG; K.-Y.; CHIN, H.-C. Distribution Feeder Energy Conservation by using Heuristics Fuzzy Approach. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 24, 2002. p. 439 – 445.

IBA, I. Temporal Data Processing Using Genetic Programming. MIT, 1995, p. 253

IEEE. Institute of Electrical and Electronics Engineers. The world's leading professional association for the advancement of technology. Disponível em <<http://www.ieee.com>>. Acesso em 30 set. 2008.

IEEE std. 18-2002, IEEE Standard for Shunt Power Capacitors.

KACHEN. M. A.; GANAPATHY. V.; JASMON. G. B.; BUHARI. M. I. A novel method for loss minimization in distribution networks.. international Conference on Eletreic Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. London, 2000, p. 251-256.

KAGAN, N.; OLIVEIRA C. C.; ROBBA, E. J.; Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 1° Edição. São Paulo. Editora Edgard Blucher, 27/01/2005, 344p.

KAPLAN, M. Optimization of number, location, size, control type, and control setting of shunt capacitors on radial distribution feeders. IEEE on Power Apparatus and Systems, PAS-103(9), 1984. p. 2659 - 2663.

KIM, H.; KO, Y.; JUNG, K.H. Artificial Neural Network basead Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, 1993. p. 1933 – 1941.

KIRKPATRICK, S.; GELATT C.D.; VECCHI JR., M.P. Optimization by Simulated Annealing. Science 220 (4598), 1983. p. 671 – 679.

LEE, R. E.; BROOKS, C. L. A Method and Its Application to Evaluate Automated Distribution Control. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, 1988. p. 1232 - 1238.

LEVITIN, G.; KALYUZHNY, A.; SHENKMAN, A.; CHERTKOV, M. Optimal capacitor allocation in distribution systems using a genetic algorithm and a fast energy loss computation technique. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000. p. 623–628.

LOPES, J.C. ; ROSSETTI, J.P. **Economia Monetária**. 5^a edição. São Paulo, Atlas, 1991. p. 360.

MANUAL. "Manual de orientação aos consumidores sobre a nova legislação para o faturamento de energia reativa excedente". Secretaria executiva do Comitê de Distribuição de Energia Elétrica - CODI, Rio de Janeiro, 1995.

MENDES, A.; PISSARA, C.; FRANÇA, P.; LYRA, C.; CAVELUCCI, C. Instalação de Capacitores para redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica, 2002.

MERLIN, A.; BACK, H. Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in an Urban Power Distribution System. Proc. 5th Power System Computation Conference (PSCC), Cambridge: artigo 1.2/6; 1975.

MURPHY, L.; WU, F. A comprehensive analysis of distribution automation Systems, Memorandum no. ucb/erl m90/72, Electronics Research Laboratory, College of Engineering, University of Berkeley, 1990.

NARA, K.; SHIOSE, A.; KITAGAWA, M.; ISHIHARA, T. Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-Configuration. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 3, 1992. p. 1044 – 1051.

NEAGLE, N. M.; SAMSON, D. R. Loss reduction from capacitor installed on primary feeders. IEEE Transactions, 1956. p. 950–959.

NUNES, L. C. T.; BORMIO, E.; ALEXANDRE, A. Ferramenta de Análise Estatística Aplicada a Compensação Reativa Fixa, Grupo de Conservação de Energia Elétrica – GCE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: 2007

PROJECT. Project IEEE 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 1991.

PT-131. Estruturas Padronizadas de Reguladores de Tensão. CPFL, Campinas, 2001

REDE. Programa REDE Manual de Uso. CPFL Campinas, Campinas 2001

ROBBA, E. J.; Introdução a Sistemas Elétricos de Potência. 2º Edição. São Paulo: Editora Edgard Blucher, 09/11/2001, 484p.

SALAMA, M. M. A.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R. Control of reactive power in distribution systems with an end-load and fixed load condition. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-104(10), 1985. p. 2779–2788.

SALAMA, M. M. A.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R. Classification of Capacitor Allocation Techniques, 2000, p. 387-392

SAMUELSON, P.A. **Introdução à análise econômica.** 8º Edição. Rio de Janeiro, Agir, 1975. v.2. p. 434.

SHIRMOHAMMADI, D; HONG, H. Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Losses Reduction. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, 1989. p. 1492 – 1498.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm . IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, 1994. p. 1499-1507.

TALESKI, R.; RAJIĆIĆ, D. Distribution Network Reconfiguration for Energy Loss Reduction. IEEE Transactions on Power System, Vol. 12, No. 1, 1997. p. 398 – 406.

VARGAS, P. A.; LYRA FILHO, C.; VON ZUBEN, F. J. Learning Classifiers on Guard Against Losses in Distribution Networks. IEEE/PES T&D 2002 Latin America, 2002.

VIEIRA, A. C. G.; Correção do fator de potência. 2º edição. Rio de Janeiro: Editora Manuais CNI, 1989, 155p.

VENKATESH, B.; RANJAN, R.; GOOI, B. Optimal reconfiguration of radial distribution system to maximize load ability. IEEE Trans. Power Systems. 2004, p. 260-266.

VIZCAINO, J. F. Redução de Perdas em Redes Primárias de Distribuição de Energia Elétrica por Instalação e Controle de Capacitores, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação. Campinas: UNICAMP; 2003.

WINSTON, L. W. Operations Research: Applications and Algorithms. Belmont: 1994.

WWW.ITU.COM.BR. Itu. Disponível em: <<http://www.itu.com.br>>. Acesso em 23 jun. 2008.

ZHOU, Q.; SHIRMOHAMMADI, D.; LIU, W. H. E. Distribution Feeder Reconfiguration for Operation Cost Reduction. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.12, No. 2, 1997. p. 730 – 735.