



UFSM

Dissertação de Mestrado

**OTIMIZAÇÃO DE OPERAÇÃO DOS MEIOS
BÁSICOS DE CONTROLE DE TENSÃO EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Márcio de Godoy Rodrigues

PPGEE

Santa Maria, RS, Brasil

2004

**OTIMIZAÇÃO DE OPERAÇÃO DOS MEIOS
BÁSICOS DE CONTROLE DE TENSÃO EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

por

Márcio de Godoy Rodrigues

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

PPGEE

Santa Maria, RS, Brasil

2004

R696o

Rodrigues, Márcio de Godoy, 1979-

Otimização de operação dos meios básicos de controle de tensão em sistemas de distribuição / por Márcio de Godoy Rodrigues ; orientador Vladimir Andreevitch Popov, co-orientadora Luciane Neves Canha. – Santa Maria, 2005.

213 f. : il.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2005.

1. Engenharia elétrica 2. Processamento de energia 3. Qualidade de tensão 4. Tap 5. Comutador de derivação sob carga I Popov, Vladimir Andreevitch, orient. II. Canha, Luciane Neves, co-orient. III. Título

CDU: 621.3.047.2

Ficha catalográfica elaborada por
Luiz Marchiotti Fernandes CRB-10/1160
Biblioteca Setorial do Centro de Ciências Rurais/UFSM

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a
Dissertação de Mestrado

**OTIMIZAÇÃO DE OPERAÇÃO DOS MEIOS BÁSICOS DE
CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Elaborada por
Márcio de Godoy Rodrigues

Como requisito parcial para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Vladimir Andreevitch Popov, PhD
(Presidente/Orientador)

Luciane Neves Canha, Dr
(Co-orientadora)

Lineu Belico dos Reis, Dr

Santa Maria, 17 de junho de 2005.

Meu maior inimigo é a memória que não me deixa esquecer aqueles que perdi.

"...Tu te tornas eternamente responsável por aquilo que cativas"

(Antoine de Saint-Exupéry)

**Dedico esta dissertação aos meus avós (in
memorian) e a meus pais.**

AGRADECIMENTOS

Ao professor Vladimir Andreevitch Popov que, com sua competência profissional e dedicação, foi fundamental na construção desta dissertação

Às professoras Luciane Neves Canha e Alzenira da Rosa Abaide pelo auxílio desde o início deste trabalho.

Aos meus pais, revisores atentos e exigentes.

Aos professores Felix Alberto Farret e Cesar Ramos Rodrigues pelo apoio na descoberta do trabalho de pesquisa acadêmica desde a graduação.

Aos colegas Daniel Pinheiro Bernardon, André König e Lorenzo Comassetto que auxiliaram na obtenção dos dados necessários a este trabalho e em tudo mais que puderam.

À senhora Cleonice Oliveira pela paciência, dedicação e profissionalismo.

Aos irmãos Fábio e Sílvio pela amizade e companheirismo.

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1	Faixas de tensão para o ajuste dos tap's
Quadro 3.2	Análise do regime de tensão em um alimentador
Quadro 3.3	Regime de tensões para o alimentador 1
Quadro 3.4	Limites de tensão para escolha dos tap's do exemplo
Quadro 3.5	Regime de tensões para o alimentador 1 após o ajuste dos tap's
Quadro 3.6	Análise do regime de tensões para o alimentador 2
Quadro 3.7	Regime de tensões para o alimentador 3
Quadro 3.8	Reajuste dos tap's dos transformadores de distribuição do alimentador 1
Quadro 3.9	Reajuste dos tap's dos transformadores de distribuição do alimentador 2
Quadro 3.10	Reajuste dos tap's dos transformadores de distribuição do alimentador 3
Quadro 4.1	Faixas de tensão para ajuste dos tap's dos TD's
Quadro 4.2	Dados para a definição da lei de controle de tensão
Quadro 4.3	Tensões diárias para cada transformador de distribuição
Quadro 4.4	Potências ativas para cada transformador
Quadro 4.5	Potências reativas para cada transformador
Quadro 4.6	Faixas de tensão primária para ajuste dos tap's dos TD's
Quadro 4.7	Impedância interna e quedas de tensão para os transformadores de distribuição
Quadro 4.8	Tensões nos centros de carga de cada transformador para a primeira iteração
Quadro 4.9	Ajuste dos tap's para os transformadores de distribuição resultante da primeira iteração
Quadro 4.10	Tensões nos centros de carga de cada transformador para a segunda iteração
Quadro 4.11	Tensões a serem mantidas na barra da SE para composição da lei de controle de tensão da subestação

Quadro 4.12	Tensões nos centros de carga de cada transformador para a terceira iteração
Quadro 4.13	Ajuste dos tap's para os transformadores de distribuição resultante da terceira iteração
Quadro 4.14	Tensões e correntes resultantes do processo iterativo
Quadro 5.1	Comparação dos cálculos de ΔU_{cc} com modelo exato e simplificado
Quadro 5.2	Fatores de correção K_C para diversos números de consumidores
Quadro 5.3	Características operacionais da rede secundária
Quadro 5.4	Cálculos das características operacionais
Quadro 6.1	Números aleatórios independentes para composição da variável aleatória de distribuição normal
Quadro A1.1	Exemplo da apresentação de informações sobre nós
Quadro A1.2	Exemplo de informações sobre trechos
Quadro A1.3	Dados dos alimentadores
Quadro A1.4	Potências ativas e quedas de tensão nos transformadores
Quadro A1.5	Tensões na barra dos TD's e nos centros de carga das redes secundárias
Quadro A1.6	Tensões médias diárias ponderadas pela potência
Quadro A1.7	Condições para a escolha dos tap's dos transformadores de distribuição
Quadro A1.8	Definição dos tap's dos transformadores de distribuição
Quadro A1.9	Exemplo de dados para construção da lei de controle de tensão
Quadro A1.10	Exemplo de definição da lei de controle de tensão

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1	Estrutura dos sistemas de distribuição
Figura 3.2	Efeito dos tap's na tensão fornecida por um transformador de distribuição
Figura 3.3	Condições de controle de tensão na SE
Figura 3.4	Definição da faixa de controle de tensão que atende a todos os alimentadores
Figura 3.5	Definição do ponto para controle de tensão no caso da ocorrência de um alimentador “desgarrado”
Figura 3.6	Definição do ponto para controle de tensão para alimentadores heterogêneos
Figura 4.1	Lei de controle de tensão
Figura 4.2	Lei de controle de tensão para o exemplo
Figura 5.1	Topologia de rede secundária com carga única
Figura 5.2	Topologia de rede para o modelo 1
Figura 5.3	Rede secundária com número infinito de cargas
Figura 5.4	Topologia de rede secundária para o modelo 2
Figura 5.5	Topologia de rede secundária para o modelo 3
Figura 5.6	Topologia de rede secundária para o modelo 4
Figura 5.7	Topologia de rede secundária para o modelo 5
Figura 6.1	Esquema de regulação de tensão com mudança de tap sob carga
Figura 6.2	Operação de mudança de tap
Figura 6.3	Faixas de controle de tensão
Figura 6.4	Níveis de tensão de transformador de subestação
Figura A1.1	Lei de controle de tensão da subestação

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ASD	Análise de sistemas de distribuição
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CDC	Comutador de carga
SE	Subestação
TD	Transformador de distribuição
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria

LISTA DE SÍMBOLOS

a	É a relação de transformação.
Δ_s	É a amplitude da faixa de insensibilidade externa.
Δt_s	É a taxa de amostragem.
ΔU_c	É a queda de tensão entre o transformador de distribuição e a carga concentrada, sendo que a queda de tensão do transformador até o centro de carga do modelo pode ser calculada de maneira análoga ao modelo 1 pela equação 5.2.
$\Delta U_{cc(i,h)}$	É a queda de tensão da barra de BT do TD até o centro de carga da rede de baixa tensão do transformador “i” na hora “h”.
$\Delta U_{ccA(ih)}$	É a queda de tensão até o centro de carga do alimentador “j” na hora “h”.
$\Delta U_{ccM(i)}$	É a queda de tensão média diária ponderada pela carga (demanda) entre a SE e o centro de carga do transformador “i”.
$\Delta U_{ccSE(h)}$	É a queda de tensão da barra do secundário da SE até o seu centro de carga na hora “h”.
$\Delta U_{ccTD(ih)}$	É a queda de tensão da SE até o centro de carga do transformador “i” na hora “h”.
ΔU_n	É a queda de tensão entre o transformador de distribuição e a carga n.
$\Delta U_{n2 T2}$	É o valor proporcional da queda de tensão até o último consumidor do trecho T2.
$\Delta U_{P (ih)}$	É a queda de tensão da barra secundária do transformador da SE até os bornes de alta tensão do transformador “i” na hora “h”.
ΔU_{Si}	É a queda de tensão provocada pela impedância da rede secundária do transformador “i”.
$\Delta U_{Td(ih)}$	É a queda de tensão na impedância interna do transformador “i” na hora “h”.
$\Delta U_{TR(iMáx)}$	É a máxima queda de tensão admitida para o transformador sob carga nominal.

[%]	Indica que o valor apresentado nas células desta linha é expresso na forma percentual.
$E_i^{(e)}$	Corresponde à elevação de tensão produzida pelo tap “e” do transformador “i”.
$E_{T(h)}$	É a tensão na barra secundária do transformador da SE.
$E_{Tmáx}$	É a tensão na barra da SE durante a demanda máxima.
E_{Tmin}	É a tensão na barra da SE durante a demanda mínima.
I	Corresponde ao número total de transformadores do alimentador.
i	É o número de transformador do alimentador j.
$I'_{c(ih)}$	É a corrente de carga do transformador no lado de alta tensão na hora h.
J	É o número total de alimentadores de uma SE.
L	É o comprimento total da rede.
L_1	É a distância entre o TD e a carga 1.
L_N	É a distância entre carga n-1 e carga N.
L_{n-1}	É a distância entre carga n-2 e n-1.
L_{Gr}	É o valor limite do intervalo que serve ao grupo de alimentadores mais próximo do intervalo que serve ao alimentador “desgarrado”.
M_j	É o ponto médio da faixa de controle de tensão escolhida para cada alimentador j.
N	É o número de transformadores do alimentador.
n_i	É o número de consumidores do trecho analisado ($i = 1,2$).
P_Σ	É a carga total do transformador de distribuição.
P_1	É a potência da carga 1.
$P_{A(jh)}$	É a potência ativa em kW fornecida ao alimentador “j” na hora “h”.
P_{Al}	É a potência do alimentador “desgarrado” do ponto de vista do controle de tensão.
P_{Gr}	É a potência do grupo de alimentadores com uma faixa comum para E_{Tmin} .
P_j	É a potência do alimentador j.
P_n	É a potência da carga n.
P_N	É a potência da última carga da rede.
$P_{TR(ih)}$	É a potência ativa em kW fornecida à rede secundária através do transformador “i” na hora “h”.
$P_{TR(inom)}$	É potência nominal do transformador “i” na hora “h” em kW.
τ_s	É a amplitude da faixa de insensibilidade interna.

U^-	É o limite mínimo da faixa de tensão adequada para um sistema de distribuição (especificado de acordo com a tensão nominal, em volts).
U^+	É o limite máximo da faixa de tensão adequada para um sistema de distribuição (especificado de acordo com a tensão nominal, em volts).
U_A	É a tensão no lado primário do transformador da subestação.
U_{An}	É a tensão nominal na rede primária.
U_B	É a tensão real nos terminais secundários do transformador da subestação.
U_{Bn}	É a tensão nominal do lado de BT do transformador.
U_h	É a tensão no medidor de energia elétrica do consumidor na hora “h.”
U_n	É a tensão nominal.
U_p	É a tensão na barra primária do transformador.
U_s	É a tensão na barra secundária do transformador.
U_t	É a tensão secundária referida ao primário sem considerar a queda de tensão interna do transformador.
V^-	É a diferença entre o limite mínimo da tensão considerada adequada para uma carga em BT do sistema e sua tensão nominal.
V^+	É a diferença entre o limite máximo de tensão considerada adequada para uma carga em BT do sistema e sua tensão nominal.
Z'	É a impedância total do transformador refletida para a tensão primária.
Z''	É a impedância total do transformador refletida para a tensão secundária.

LISTA DE APÊNDICES

- Apêndice 1 Exercício com valores reais
- Apêndice 2 Códigos fontes dos programas
 - A2.1 - Código fonte do programa “Análise de tensão secundária” (ATS)
 - A2.2 - Código fonte do programa “Sistema de ajuste de tensão” (SAT)

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

OTIMIZAÇÃO DE OPERAÇÃO DOS MEIOS BÁSICOS DE CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

AUTOR: MÁRCIO DE GODOY RODRIGUES

ORIENTADOR: Vladimir Andreevitch Popov, PhD

CO-ORIENTADORA: Luciane Neves Canha, Dr.

Data e local da defesa: Santa Maria, 17 de junho de 2005

Esta dissertação apresenta metodologias e algoritmos, visando ao aumento da eficiência do uso dos meios básicos de controle de tensão em sistemas de distribuição, bem como modelos de redes secundárias. Os meios básicos de controle de tensão consistem em transformadores com mudança de tap's sob carga nas subestações, operados através de uma lei de controle de tensão e transformadores com mudança de tap's sem carga, instalados na grande maioria dos sistemas de distribuição. A otimização destes meios assume fundamental importância, uma vez que pode resolver a maior parte dos problemas de controle de tensão das redes de distribuição sem qualquer investimento adicional e pode também minimizar o prejuízo causado por redes problemáticas a seus consumidores. Estão propostos e analisados dois algoritmos principais: um utilizando a análise em horários de maior e menor carregamento do sistema, e outro buscando uma análise mais completa durante todo o dia. Em ambos os casos, o ajuste dos tap's dos transformadores de distribuição e a construção da lei de controle de tensão da subestação é meio para reduzir a energia de má qualidade fornecida pelo sistema. A otimização dos níveis de tensão em redes de distribuição com cargas homogêneas pode ser realizada com base em análise de dois regimes operacionais: regime de demanda máxima e de demanda mínima. Este método também é solução quando não se dispõe de informações que possibilitem uma modelagem mais completa do sistema de distribuição. Por outro lado, quando há dados suficientes, é recomendável uma análise mais completa, em 24 horas, que pode obter não só uma solução satisfatória para todos os consumidores em qualquer hora do dia (quando existente), mas também pode minimizar a energia de má qualidade fornecida aos consumidores, quando isto não for possível. Visando suprir os dados necessários à otimização do controle de tensão, foram criados modelos de redes secundárias que utilizam informações atualmente disponíveis nas concessionárias de energia elétrica. Os resultados e a possibilidade de aumento da eficiência do uso dos meios básicos de controle de tensão, com o uso dos algoritmos desenvolvidos nesta dissertação, foram testados com base em uma série de exemplos reais.

ABSTRACT

Master Dissertation
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

OTIMIZAÇÃO DE OPERAÇÃO DOS MEIOS BÁSICOS DE CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

(Optimal operation of basic voltage control equipment on power distribution systems)

AUTHOR: MÁRCIO DE GODOY RODRIGUES
SUPERVISOR: Vladimir Andreevitch Popov, PhD
CO-SUPERVISOR: Luciane Neves Canha, Dr.
DATE AND PLACE: Santa Maria, June, 17th of 2005.

This dissertation presents methods and algorithms to increase use efficiency of basic voltage control equipment on power distribution systems and also models for secondary distribution networks. This basic voltage control equipment consists of on load tap changer transformers on substations, operated according to a control law, and distribution transformers with off load, manually operated tap changers. The optimum setting of those basic equipments has a fundamental importance since they can solve the biggest part of voltage control problems without any additional investment and can also minimize the damage caused by problematic distribution networks to its consumers. In this work two main algorithms are proposed and analyzed, one using heavy and light load conditions and the other one searching for a more complete analysis working with a full typical day; in both cases the tap adjust for distribution transformers and the substation voltage control law are the means to achieve global reduction on low quality energy supplied to system's consumers. The voltage level optimization on distribution networks with similar load curves may be done based on heavy and light load conditions. This method is also a solution when data about 24 hours operation is unavailable. On the other hand, when data about 24 hours operation is available a more complete analysis that can achieve not only a solution for all consumers is desirable whenever possible. Furthermore, this can also minimize low quality energy supplied to them when we cannot guarantee adequate voltage levels to all. As a way to get the necessary data for voltage control optimization models for secondary distribution networks that uses only data ready available on most companies were created. The results and the perspectives for efficiency increase on use of basic voltage control equipment with the proposed algorithms were obtained from a series of real data exercises.

SUMÁRIO

LISTA DE QUADROS	vii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	x
LISTA DE SÍMBOLOS	xi
LISTA DE APÊNDICES	xiv
RESUMO	xv
ABSTRACT	xvi
1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos da dissertação	6
1.2 Organização dos capítulos	6
2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	8
3 - ALGORITMO BÁSICO DE CONTROLE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	13
3.1 - Ajuste dos meios básicos de controle de tensão através da análise do regime de operação em demanda máxima e mínima	17
3.2 - Escolha dos parâmetros dos equipamentos de controle de tensão através da análise do perfil de tensão em demanda máxima e mínima, considerando o conjunto de alimentadores de uma SE	25
3.3 - Exemplo de ajuste dos equipamentos de controle de tensão	29
3.4 - Exemplo da definição da lei de controle da SE	41
4 - OTIMIZAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO ATRAVÉS DA MINIMIZAÇÃO DA ENERGIA FORNECIDA FORA DE PADRÃO	51
4.1 - Definição de centro elétrico de carga	51
4.2 - Ajuste dos tap's dos transformadores de distribuição e da lei de controle de tensão	57
5 - CONSTRUÇÃO E ANÁLISE DOS MODELOS DE REDES SECUNDÁRIAS	75
5.1 - Modelos de redes secundárias	77
5.2 - Algoritmo para processamento dos modelos de redes secundárias no cálculo da queda de tensão até o centro de carga e da energia fornecida fora de padrão	104

6 - PRINCÍPIOS DE OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DOS TRANSFORMADORES COM MUDANÇA DE TAP'S SOB CARGA	110
6.1 – Construção do comutador de derivações sob carga	112
6.2 - Operação do comutador de derivações sob carga	114
6.3 - Simulação de operação do comutador de derivações sob carga	120
7 – CONCLUSÕES	125
7.1 - Propostas para a continuidade do trabalho	127
BIBLIOGRAFIA	128
APÊNDICE	
Apêndice 1 – Exemplo de implementação prática da metodologia proposta	131
Apêndice 2 – Códigos fontes dos programas	147
A2.1 - Código fonte do programa “Análise de tensão secundária” (ATS)	147
A2.2 - Código fonte do programa “Sistema de ajuste de tensão” (SAT)	176

INTRODUÇÃO

O problema do aumento da eficiência do setor energético é parte importante do desenvolvimento de toda a economia mundial. Um dos fatores mais relevantes relacionado ao progresso deste setor, diz respeito à automatização em grande escala e ao aumento da eficiência do planejamento e operação de sistemas e subsistemas de potência.

O sucesso nesta área permite criar os fundamentos para a formação e desenvolvimento de sistemas automatizados de planejamento e operação, garantindo altos índices técnico-econômicos de funcionamento dos sistemas de potência, com elevada confiabilidade. Proporciona, ainda, o fornecimento de energia com qualidade.

Os sistemas de distribuição são partes extremamente importantes dos sistemas energéticos. De acordo com dados de (HANDLEY, RODFERN & WHITE, 2001, p. 296-300), no ano 2000 a extensão das redes de distribuição primárias e secundárias foi de 1875200 km e a extensão das redes de transmissão foi de somente 184200 km.

Os trabalhos (KANG & BIRTWISTLE, 2001, p. 301-306) e (HU, X.; WANG & CHEN, 2003, p. 548-554) mostram que os sistemas de distribuição atuais absorvem até 60% de todos os investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica e esta é responsável por aproximadamente 50% das perdas e por 85% da energia não fornecida para o consumidor.

Além disto, nos sistemas de distribuição é que estão concentrados os meios básicos de controle e influência nos índices de qualidade de energia elétrica. Deste modo, o planejamento e a operação eficientes dos sistemas de distribuição e sua automatização devem ser considerados como problemas de grande importância. Esta particularidade é real e atual para o caso do Brasil, país que possui áreas de elevada concentração industrial e populacional.

Os sistemas de distribuição atuais são caracterizados pela variedade de consumidores, grandes áreas de atuação, dificuldade em obter informações completas, especialmente em tempo real, diversidade de funções e influências mútuas dos problemas que surgem no gerenciamento de sua operação e desenvolvimento.

Atualmente muitos dos problemas do controle operacional e do planejamento não são considerados na sua totalidade, ou são analisados de maneira simplificada com base em abordagens empírico-intuitivas, sem a utilização de quaisquer métodos de modelagem ou otimização e sem considerar a influência de todos os fatores.

O conceito de qualidade da energia elétrica é avaliado de forma diferente da maioria dos produtos, pois engloba características de produto e de serviço onde deve ser avaliada não só a energia entregue, mas suas condições e características de fornecimento tais como tensão, frequência, continuidade etc.

Atualmente a energia elétrica é empregada por uma vasta gama de equipamentos e processos e, entre eles, existem equipamentos muito sensíveis à qualidade da energia que lhes é fornecida, particularmente no que se refere ao nível de tensão, tais como eletrônicos e equipamentos de informática.

Dentre os vários indicadores da qualidade da energia, a variação dos níveis de tensão pode ser o mais prejudicial, pois provoca perdas de potência e energia, danos aos materiais e equipamentos elétricos, redução de sua vida útil e queda do nível de conforto para os consumidores.

No mundo todo, os órgãos responsáveis pelo estabelecimento dos parâmetros definidores da qualidade de energia têm criado limites mínimos que devem ser seguidos pelas concessionárias.

Especificamente no caso brasileiro, com a privatização de diversas companhias elétricas estatais na década de 1990, surgiram empresas privadas que passaram a administrar os serviços de distribuição de energia elétrica nas cidades brasileiras juntamente com as estatais remanescentes.

Com o intuito de fiscalizar e normatizar a operação destas concessionárias da era pós-privatização surgiram as agências reguladoras de serviços concedidos como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul (AGERGS) e, com elas, uma preocupação cada vez maior em melhorar os serviços de fornecimento de energia elétrica no Brasil.

As concessionárias passam, então, por um processo de mudança de um sistema de normas que vigorava desde a década de 1970 cujos padrões de qualidade de energia tinham sido definidos pelo extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (portaria 47 de 17/04/1978) para um sistema muito mais exigente, no qual as normas atuais (ANEEL, 505/2001 e 676/2003) primam pela melhoria constante destes padrões.

A Qualidade de energia fornecida a um determinado consumidor, no Brasil, é avaliada em diversos aspectos entre eles:

- estabilidade em frequência;
- conteúdo harmônico;
- nível de tensão;
- continuidade do fornecimento.

Os níveis admitidos pela norma vigente, para a tensão fornecida aos consumidores atendidos em média e baixa tensão, definidos como tal pela resolução ANEEL 505/2001 (Art. 2º incisos XXIV e XXIV), foram definidos tendo em vista a crescente necessidade de melhoria da qualidade de energia fornecida e o crescimento das necessidades da população com relação à energia elétrica.

Neste contexto, insere-se esta dissertação, buscando um tratamento sistematizado do problema da qualidade da energia elétrica do ponto de vista do

controle de tensão em sistemas de distribuição. Para isto, são desenvolvidos algoritmos que visam utilizar: dados atualmente disponíveis, modelos de redes secundárias para suprir dados inexistentes a respeito destas e dados novos que estão sendo produzidos por recentes estudos na área de distribuição de energia elétrica.

Os algoritmos para o controle de tensão em sistemas de distribuição aqui apresentados fazem uso dos meios básicos de controle de tensão geralmente instalados em todas as subestações e suas redes.

Um dos maiores obstáculos ao cálculo do ajuste dos elementos reguladores de tensão de um sistema de distribuição é o pequeno conhecimento que as companhias têm sobre suas redes secundárias, sendo, desta forma, muito difícil o cálculo determinístico da queda de tensão nestas redes.

Com a finalidade de oferecer uma melhor estimativa da queda de tensão na rede secundária, será discutido o uso de modelos para contornar o problema da falta de dados como: comprimento, tipo de cabo e disposição destes.

Os meios básicos de controle de tensão tratados nesta dissertação consistem em:

- comutador de derivações sob carga da subestação (SE);
- tap's dos TD's;
- lei de controle de tensão da SE.

Tap's dos TD's. São elementos de compensação da queda de tensão, de ajuste fixo, sendo seu ajuste feito somente por funcionário da companhia, diretamente na rede de distribuição e com desligamento do transformador.

Tap's dos transformadores da SE. São derivações do enrolamento do transformador que permitem a mudança da relação de transformação com o objetivo de compensar a queda de tensão interna do transformador e permitir a implementação da lei de controle de tensão.

Comutador de derivações sob carga. Elemento de controle de tensão capaz de ajustar-se de acordo com o comando fornecido pela operação da SE, podendo compensar a queda de tensão de acordo com a corrente de carga.

O comutador de derivações sob carga (CDC) não necessita ser desligado para mudar a tensão secundária do transformador da SE, consistindo, em geral, no único elemento de compensação das quedas de tensão capaz de variar seu ajuste de acordo com a demanda.

Lei de controle de tensão da SE. Embora não se trate de um componente elétrico do sistema, é ela que correlaciona o tap do transformador da SE ao parâmetro de controle empregado que, em geral, é a corrente fornecida pelo transformador da SE, ao sistema de distribuição.

Os meios básicos de controle de tensão serão abordados, neste trabalho, de acordo com a metodologia empregada para seu ajuste em cada situação apresentada.

Meios adicionais de controle de tensão. São meios adicionais aqueles empregados em situações especiais nos diversos alimentadores de um sistema elétrico de distribuição, de acordo com a necessidade.

Reguladores de tensão. Tratam-se de auto transformadores acoplados à rede primária de distribuição com o objetivo de elevar a tensão.

Empregados em linhas de distribuição longas com elevada queda de tensão, eles, em geral, podem ser ajustados durante a operação sem a necessidade de desligamento, de acordo com uma lei de controle pré-definida.

Bancos de capacitores. Empregados para corrigir o fator de potência indutivo geralmente presente nas linhas, reduzindo a queda de tensão total do alimentador ao reduzir o componente reativo da corrente.

Embora os bancos de capacitores não sejam tratados diretamente nesta dissertação, podem ter seu impacto avaliado com sua previsão no momento do cálculo do fluxo de cargas, possibilitando o ajuste dos meios básicos de controle de tensão, de modo a refletir sua presença.

Geradores distribuídos. Com o avanço da tecnologia de fontes alternativas de energia, tem sido proposto o emprego de geradores conectados diretamente aos sistemas de distribuição que podem modificar o perfil de tensão.

Na atualidade, o impacto deste tipo de geração tem sido estudado por diversos autores (Glendinning, p. 2001).

1.1 Objetivos da dissertação

1. Definir as fontes e características das informações disponíveis dentro das concessionárias para a solução do problema do controle de tensão.
2. Desenvolver metodologias e algoritmos para a escolha dos tap's dos TD's e lei de controle de tensão da SE em função das informações disponíveis nas concessionárias.
3. Desenvolver uma metodologia de ajuste dos meios básicos de controle de tensão com base em dados sobre demandas máxima e mínima.
4. Desenvolver e testar algoritmos para a escolha dos tap's dos TD's e lei de controle de tensão na SE, com o objetivo de minimizar a energia fornecida com tensão fora de padrão.
5. Desenvolver e analisar uma série de modelos para redes secundárias com vistas ao controle de tensão.
6. Definir princípios de otimização da operação dos reguladores automáticos dos transformadores com mudança de tap's sob carga.
7. Testar os algoritmos propostos com base em exemplos reais.

1.2 Organização dos capítulos

Esta dissertação é composta de seis capítulos.

No primeiro capítulo são apresentados uma visão geral da dissertação com seus principais pontos, os objetivos e este resumo estrutural.

No capítulo dois é apresentada a revisão bibliográfica das publicações, livros e demais referências que apresentam metodologias e abordagens atualmente empregadas no controle de tensão, conjuntamente com a análise crítica de seus argumentos.

O terceiro capítulo apresenta uma metodologia de ajuste dos meios básicos de controle de tensão, baseada no método mais empregado atualmente pelas companhias elétricas e que emprega a análise das condições de maior e menor carregamento do sistema.

O capítulo quatro traz em seu texto uma metodologia de ajuste dos meios básicos de controle de tensão com o emprego de uma análise mais extensa, verificando a solução não somente nos extremos de máximo e mínimo consumo, mas em todas as 24 horas do dia.

O capítulo cinco apresenta modelos representativos para as redes secundárias, sua metodologia de construção e sua utilização no cálculo do centro de carga das redes de distribuição secundárias.

Durante o capítulo seis são apresentados os fatores que devem ser considerados para a definição completa das condições de operação dos reguladores de tensão com comutação sob carga, usados pelos transformadores das subestações.

No capítulo sete é apresentada a conclusão final e a contribuição desta dissertação, bem como os tópicos que podem dar continuidade a este trabalho.

Capítulo 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A noção de qualidade, em relação à energia elétrica, é diferente da utilizada para outros produtos, ela se manifesta indiretamente através da eficiência na operação de vários consumidores. Além disto, mesmo que no local de geração de energia seus indicadores de qualidade correspondam a todos os padrões estabelecidos, isto não garante a qualidade da energia nos pontos de consumo.

As características da energia elétrica consumida dependem de parâmetros técnicos e operacionais tanto dos sistemas de potência, quanto dos sistemas de distribuição.

Evidentemente, para todos os consumidores, é impossível realizar indicadores idênticos de energia fornecida, uma vez que eles podem apresentar comprimento de rede diferente até a fonte de energia, estarem ligados, através de redes elétricas, com diferentes tensões nominais, diferentes parâmetros elétricos, ou ainda possuírem equipamentos de controle de tensão diferentes.

Tudo isto faz com que o problema de fornecer energia com indicadores padronizados de qualidade seja bastante complexo do ponto de vista metodológico e técnico.

O valor da tensão, no ponto de conexão de cada consumidor, é um dos indicadores mais importantes da qualidade de energia.

Atualmente a qualidade de energia elétrica está regulamentada praticamente em todos os países através de padrões nacionais. No Brasil esta regulamentação cabe a ANEEL.

Um grande número de fatores, resultantes dos meios operacionais e das técnicas que estão implantados nas redes elétricas, influencia os níveis de tensão. Por exemplo, no trabalho (HAUBRICH et alii, 1997) está apresentada uma lista de problemas que mostra a rotina diária das companhias energéticas para a otimização do modo de operação das redes elétricas com o objetivo de aumentar os indicadores técnicos e econômicos. Todos estes itens influenciam, em maior ou menor grau, nos níveis de tensão. E, ao mesmo tempo, esta influência, na maioria das vezes, não é seu objetivo principal.

Por outro lado, em sistemas energéticos existem equipamentos que são utilizados, predominantemente, para o controle de tensão. Entre eles podem-se citar: geradores, transformadores com mudança de tap's sob carga e fontes de potência reativa (SALEM et alii, 1997, p. 517-520).

Atualmente, a maior parte do equipamento utilizado em sistemas de potência não permite alterar suas características em tempo real e está ligado diretamente à ausência de meios técnicos que permitam realizar medidas e controle remotos.

Por isto, os parâmetros dos meios de controle devem ser escolhidos com base em algumas características médias e não podem ser corrigidos durante longos períodos de tempo (HATZIARGYRION, N. & KARAKATSANIS, T. 1997, p. 363-369). Geralmente o reajuste do equipamento de controle é realizado dentro das concessionárias uma ou duas vezes por ano. Por isto, tem grande importância o problema do uso eficiente dos meios técnicos direcionados para o controle de tensão.

Em sistemas de distribuição estão considerados como meios básicos os transformadores de distribuição e os transformadores com mudança de tap's sob carga, localizados na SE. Por isto, a escolha de parâmetros ótimos e características operacionais destes equipamentos são há muitos anos, problemas para os quais as concessionárias de energia elétrica buscam uma solução cada vez melhor.

Pesquisas realizadas na França (AILLERET, P, 1956, p. 131-138), (GAUSSENS, P, 1959, p. 1271-1279) e (GAUSSENS, P & GAZALET, P, 1959, p. 105-112) podem ser consideradas como o início de estudos profundos ligados à

avaliação dos prejuízos causados pela violação dos limites permissíveis de tensão e ao desenvolvimento de metodologias para seu controle em redes de distribuição.

Em função da informação disponível nas companhias energéticas foram propostas várias abordagens para a modelagem e otimização de regimes de tensão (HU, X et alii, 2003, p. 548-554).

Em (HISEOEK, N, 1995, p. 51-57), para a análise do regime de tensão, está proposto realizar o controle de tensão somente para pontos de rede onde esta atinge seus valores máximos e mínimos. Esta proposta prevê a escolha de meios de controle que fazem a compensação das quedas de tensão, de tal forma que pode ser garantida tensão constante no ponto mais distante da rede. Além disto, o mesmo trabalho analisa também especificidades do controle de tensão em condições abaixo das normais e com a operação de transformadores em paralelo.

Em trabalhos (LIM, K. & ILIC, M, 1991, p. 1232-1235) e (CALOLIC, M, 1984) para o controle de tensão mais adequado está analisada a possibilidade de realização de lei de controle de tensão não linear nas subestações equipadas com transformadores com mudança de tap's sob carga.

Um grande grupo de pesquisas está ligado ao estudo das interligações entre regimes de tensão e consumo de energia.

Características estáticas de equipamentos tais como lâmpadas fluorescentes, equipamentos de ar condicionado, ventilação e aquecimento são conhecidos há muito tempo, entretanto a possibilidade de definir analiticamente estas mesmas características para cargas integrais apresenta grandes dificuldades de realização. Por isto, foram definidas, de forma experimental, as características estáticas para cargas integrais.

Considera-se que 1% de alteração de tensão provoca em média alterações de potência ativa de 1% (para motores elétricos) até 1,5% (para cargas de iluminação e aquecimento) e potência reativa de 2% (para eletrodomésticos) até 4% (para iluminação) (CONCORDIA, S. Ihara, 1982, p. 969-974).

No trabalho (ERICKSON, J & GILLIGAN, S. 1992, p. 2014-2018) está proposto definir parâmetros $\frac{\partial P}{\partial V}$ independentes para várias estações do ano e vários grupos de consumidores, através da analogia com curvas típicas de carga.

A pesquisa (PREISS, R & VARNOCK, V, 1992, p. 1665-1671) indica que, para cargas elétricas preferencialmente residenciais, este indicador altera-se entre 0,6 e 1,6, para cargas comerciais e industriais estas alterações ficam entre 0,5 e 1,2 e 0,1 a 0,7 respectivamente.

Estas pesquisas foram muito intensas em períodos de crise energética mundial, quando foram feitas tentativas, através de controle de tensão, de reduzir o consumo de energia ou, ao menos, reduzir a demanda máxima. Nos últimos anos, renovou-se o interesse neste tipo de pesquisa. Por exemplo, em (MIELCZARSKI, W & MICHALIK, G, 1999, p. 879-883) está analisada a possibilidade de reduzir a tensão em situações de contingência. Além disto, discute-se o problema do controle de tensão com o objetivo de aumentar o consumo de energia em períodos de demanda mínima, quando o custo da energia para concessionárias é mínimo, e reduzir o consumo no regime de demanda máxima, quando o custo de energia é máximo.

O controle de tensão em sistemas de distribuição, na maioria das vezes, deve ser realizado em conjunto com o problema de compensação de energia reativa (TOMSANCH, E. et alii, 1999, p. 740-745), (LIN, YUTIAN et alii, 2000, p. 85-90) e (LU, L. & HSU, Y, 1995, p. 639-645).

Sem dúvida, esta abordagem é mais acertada e eficiente, entretanto, atualmente a maioria das concessionárias já está equipada com meios de compensação de potência reativa. Por isto, a otimização dos meios básicos de controle de tensão é problema independente e de grande importância.

Nos últimos anos, no processo de liberalização das relações econômicas no setor energético, tem crescido o número de produtores independentes de energia elétrica. Fontes de geração, ligadas a pontos aleatórios da rede de distribuição, podem complicar significativamente o problema do controle dos modos de operação, em particular, a otimização dos regimes de controle de tensão (HAUBRICH, H. et alii, 1997), (RHO, D. et alii, 1995, p. 702-707), (SALMAN, S. 1999, p. 43) e (DELFINO, B. et alii, 2001, p. 264-269).

Com a utilização de fontes de geração distribuída, acontecem algumas contradições, por exemplo, quanto maior a tensão nominal no ponto da interligação entre as fontes e a rede, maior é o custo (MASTERS, C. et alii, 2000,

p. 207-219). Por outro lado, redes de distribuição são bastante sensíveis a perturbações que podem ser criadas por estas fontes. Além disto, a análise da influência de algumas fontes alternativas (por exemplo, geradores eólicos) exige a necessidade de considerar sua característica aleatória de geração. Tudo isto dificulta a solução do problema do controle de tensão e exige a utilização de métodos especiais para análise.

Nestas condições, tem papel importante a possibilidade de realizar o controle de tensão na SE através do cumprimento de leis de controle pré-definidas. Por exemplo, em (JIANG, F. et alii, 2000, p. 207-219) estão propostos esquemas alternativos de utilização de relés de controle de tensão. Está analisada também a possibilidade de conectar o relé não com uma fase (que é a solução tradicional), mas ter a possibilidade de levar em conta o desequilíbrio das fases. Isto é importante para as subestações que fornecem energia para consumidores agrícolas com grande número de cargas monofásicas e bifásicas.

Muitas pesquisas estão ligadas ao desenvolvimento de equipamentos de controle de tensão de nova geração (FAIZ, J. & SRAHKOLAH, B, 2002, p. 517-524). Isto permite aumentar a confiabilidade das operações de *comutação*, reduzir o tempo para manutenção e serviço técnico do equipamento, aumentar o intervalo de tempo entre revisões, aumentar a precisão do controle por conta do aumento dos degraus de regulação e reduzir perdas de potência.

Entretanto este equipamento, por enquanto, está em pesquisa e, devido a seus altos custos, não tem utilização prática ampla. Por isto, é parte importante do problema geral de controle de tensão a otimização da operação do equipamento de controle (DEMERIC, C. et alii, 1998, p. 952-961) e (HANDLEY, B. et alii, 2001, p. 296-300).

Capítulo 3

ALGORITMO BÁSICO DE CONTROLE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A queda de tensão entre a SE e cada um dos seus consumidores é um dos principais fatores que exigem um controle adequado de tensão para prevenir o fornecimento de energia fora do padrão referente ao nível da tensão.

A dificuldade do problema reside no fato de que as cargas conectadas a um TD, a um alimentador, ou mesmo às redes de distribuição apresentam diferentes distâncias da barra da SE e ainda são variáveis no tempo, de acordo com o conjunto das necessidades individuais dos consumidores. Conseqüentemente, provocam alterações na queda de tensão entre a SE e cada consumidor as quais são difíceis de definir sem as informações adequadas. Por isto, os sistemas de distribuição são construídos de forma a permitirem a compensação das quedas de tensão que ocorrem nos elementos elétricos do sistema através dos meios de controle de tensão.

Geralmente os meios básicos de controle dos níveis de tensão, presentes em um sistema de distribuição, atuam sobre os transformadores da SE e transformadores da distribuição. Desta forma, surge o problema de escolher os parâmetros destes meios de controle de tensão, de tal maneira que se garanta o fornecimento de energia para qualquer consumidor, em qualquer tempo, nos níveis de tensão adequados, estabelecidos por norma.

Durante o processo de solução deste problema, é extremamente importante levar em consideração todas as informações disponíveis em cada concessionária, da forma mais eficiente possível.

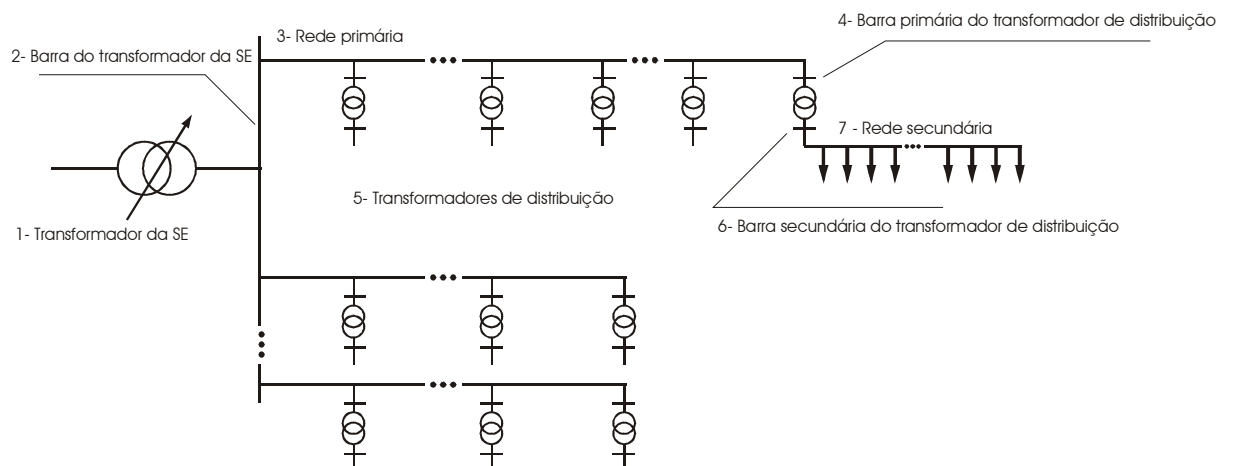


Figura 3.1- Estrutura dos sistemas de distribuição

A figura 3.1 apresenta, de forma simplificada, a estrutura dos sistemas de distribuição que permite definir as fontes potenciais de informação que são utilizadas para calcular o fluxo de carga e a estimação do regime de tensão nos diferentes elementos da rede.

Os principais elementos de um sistema de distribuição são:

1) Transformador da SE: geralmente encontram-se conectados medidores do nível de tensão em seus terminais, potência fornecida, corrente de carga e um registro do tap no qual o transformador se encontra operando. Estas informações, em subestações mais modernas, são enviadas a uma central de controle via telemedição em tempo real.

Acoplado ao transformador da SE, encontra-se, também, o comutador de derivações que possibilita mudar o tap de operação do TR mesmo durante sua operação (sob carga).

2) Barra do transformador da SE: é o barramento onde são conectados ao transformador os alimentadores através de dispositivos de interrupção, proteção e manobra.

3) Rede primária: é a rede de média tensão (com tensão de linha entre 1kV e 69kV - ANEEL 505/2001) responsável por alimentar os TD's e os consumidores que recebem energia diretamente em média tensão.

Cada rede primária que sai da barra da SE consiste em um alimentador com mecanismos de proteção, interrupção, manobra e medição individual de corrente, tensão e potências ativa e reativa fornecidas na saída de cada alimentador.

Neste caso, em subestações mais modernas, estas medidas são enviadas a uma central de controle via tele-medição em tempo real.

As concessionárias possuem também conhecimento completo sobre a topologia e os parâmetros elétricos e mecânicos de todos os trechos das redes primárias.

4) Barra primária do transformador de distribuição: trata-se da barra que conecta o transformador à rede primária, geralmente através de uma chave desligadora fusível.

5) Transformadores de distribuição: são os transformadores responsáveis por rebaixar a tensão do nível médio (1-69Kv) para o nível padronizado de baixa tensão inferior a 1000 volts de acordo com (KANG, P. & BIRTWISTLE, D, s/d).

6) Barra secundária do transformador de distribuição: trata-se das barras que conectam o transformador à rede secundária

As tensões, no lado de baixa tensão para um transformador, são referidas à sua barra secundária.

7) Rede secundária: é a rede de distribuição em baixa tensão que alimenta consumidores que não possuem transformador próprio.

Atualmente, a maioria das concessionárias dispõe de poucas informações a respeito da rede secundária, desconhecendo a topologia da rede, parâmetros dos trechos, distribuição das cargas entre as fases, entre outras.

As concessionárias, em geral, em relação aos seus TD's, têm conhecimento do número de consumidores, seu consumo mensal e ramo de atividade. Diversas concessionárias, como a Rio Grande Energia (RGE) e AES/Sul, possuem ainda curvas típicas de carga para cada tipo de consumidor, mas nem sempre estas informações estão integradas ao processamento da estimação de estado das redes elétricas.

Para que se possa fornecer energia elétrica a cada um dos consumidores, com um nível de tensão adequado, precisa-se, primeiramente, conhecer ou estimar a queda de tensão em todos os elementos da rede de distribuição entre a SE e o consumidor, para, então, ajustar os meios básicos de controle de tensão.

O nível de tensão adequado para os consumidores é estabelecido como sendo a tensão nominal acrescida ou reduzida de uma faixa de tolerância expressa em percentual da tensão nominal tanto para variações positivas, quanto negativas.

Na resolução 676/2003, a ANEEL estabelece limites percentuais ao redor da tensão nominal para consumidores em tensões acima de 1kV. Na mesma resolução, também estabelece faixas de tensões denominadas tensões adequadas, tensões precárias e tensões críticas para consumidores que recebem energia em tensão inferior a 1kV.

O que se quer nesta dissertação, portanto, é ajustar os meios de controle de tensão de tal modo que a maior parte da energia fornecida esteja com tensão situada dentro da faixa considerada como adequada, ou seja:

$$U^- \leq U_h \leq U^+ \quad (3.1)$$

Onde:

U^- é o limite mínimo da faixa de tensão adequada para um sistema de distribuição (especificado de acordo com a tensão nominal, em volts);

U^+ é o limite máximo da faixa de tensão adequada para um sistema de distribuição (especificado de acordo com a tensão nominal, em volts);

U_h é a tensão no medidor de energia elétrica do consumidor na hora “h”.

3.1 Ajuste dos meios básicos de controle de tensão através da análise do regime de operação em demanda máxima e mínima

Atualmente, grande parte das concessionárias utiliza métodos que permitem, através de valores de consumo mensal de energia, definir diretamente somente as grandezas das demandas máximas e mínimas para o conjunto dos consumidores de cada TD. Estas informações servem para calcular o fluxo de carga e a estimação de estado nas redes de distribuição.

Por isto, o modo mais amplamente descrito na literatura e geralmente empregado pelas concessionárias consiste na análise do perfil de tensão do sistema de distribuição em dois momentos críticos: durante a demanda máxima e no horário de demanda mínima.

Como consequência do desconhecimento da efetiva composição e comportamento das cargas conectadas a cada um dos TD's, ainda se torna necessário buscar transformadores em pontos estratégicos da rede primária onde a tensão irá apresentar valores máximos ou mínimos, de modo a permitir um ajuste “através dos extremos”, ou seja, um ajuste que venha a garantir a satisfação da condição apresentada na equação 3.1 para o horário de demanda máxima e mínima.

De acordo com esta abordagem, ajustam-se os tap's dos TD's em função da queda de tensão na rede primária de acordo com as faixas de elevação de tensão padronizadas que, em geral, são 0% +5% e +10% da tensão nominal chamados de tap 1, tap 2 e tap 3.

Conforme a política de padronização adotada para os transformadores, o número de tap's e a tensão podem variar. Comumente, procede-se ao ajuste, fazendo com que o tap compense a queda de tensão entre a SE e o transformador, adotando-se ou não uma margem de reserva para cobrir a queda de tensão estimada para a rede secundária que varia conforme apresentado na figura 3.2.

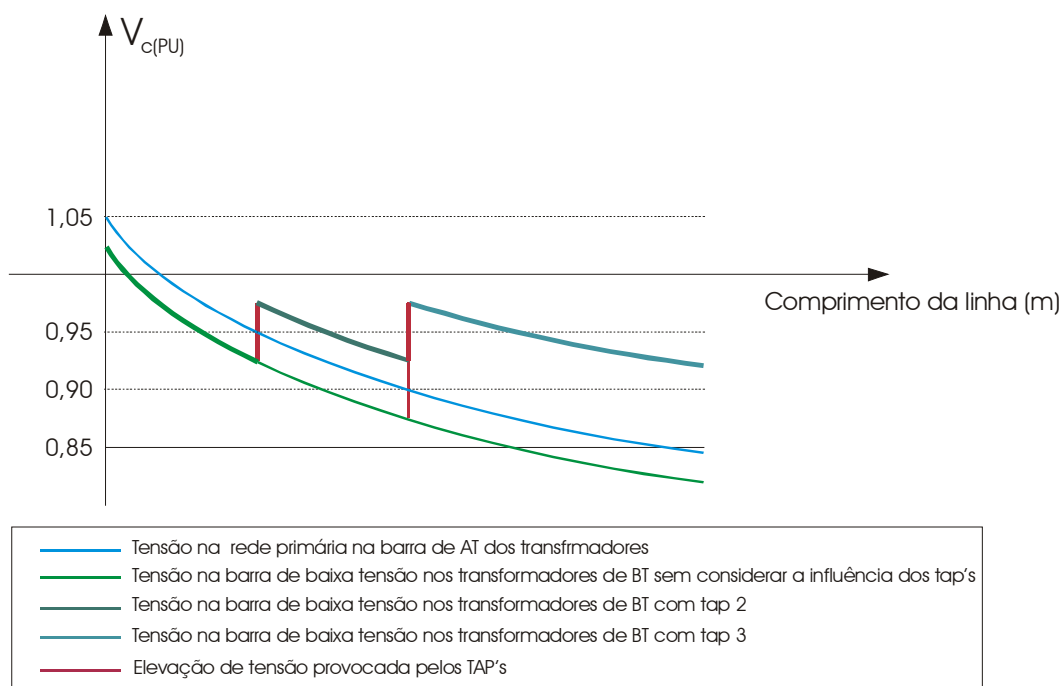


Figura 3.2 - Efeito dos tap's na tensão fornecida por um TD

Outra proposta, desenvolvida dentro deste trabalho, é a de ajustar os tap's de forma a cobrir não só a queda de tensão na rede primária, mas, também, pelo menos em parte, aquela que, durante a demanda máxima, ocorre no transformador e na rede secundária até o último consumidor, verificando se este ajuste não causará problemas no horário de demanda mínima.

Pode-se estimar a queda de tensão total entre a SE e o último consumidor com o emprego de um software para cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição como “Análise do sistema de distribuição” (ASD), desenvolvido no PPGEE/UFSM (BERNARDON, Daniel P, 2004), ampliado com modelos para as redes secundárias desenvolvidos dentro desta dissertação e apresentados no capítulo 5.

Usando os dados de consumo mensal, pode-se, através do emprego do ASD, calcular o fluxo de potência nos TD's e na rede primária para qualquer hora e qualquer fragmento do sistema de distribuição, de acordo com as necessidades da concessionária.

A seguir, é possível definir a queda de tensão nos transformadores com a corrente de carga obtida pelo ASD, multiplicada pela impedância interna do transformador constante dos dados de arquivo da concessionária. Outra alternativa consiste em empregar um valor padrão para a queda de tensão nos transformadores (tipicamente entre 2 e 3% da tensão nominal em carga nominal).

Assim sendo, somando-se a queda de tensão na rede primária (obtida do fluxo de carga e parâmetros dos trechos de rede) com o cálculo da queda de tensão nos transformadores, obtém-se a queda de tensão da SE até a barra secundária de qualquer TD.

Para obter a última parcela necessária ao cálculo das quedas de tensão da SE até os consumidores de BT, conforme já foi dito, foram desenvolvidos modelos de redes de BT apresentados no capítulo 5. Estes modelos se fazem necessários para suprir a falta de dados sobre as redes secundárias.

A principal diferença no ajuste dos tap's pelo método proposto é que não será feito o ajuste dos tap's com base apenas na queda de tensão da rede primária. Ao invés disto, será utilizada a queda de tensão da rede primária, mais a queda de tensão no transformador de distribuição e na rede secundária, no todo ou em parte.

O quadro 3.1, mostrado abaixo, apresenta as faixas de tensão empregadas para a seleção dos tap's no esquema mais comum de 3 tap's.

Por analogia, pode-se estender o ajuste a outros tipos de transformadores, lembrando que a análise para a escolha dos tap's é feita com base nos dados do horário de demanda máxima.

Quadro 3.1 - Faixas de tensão para o ajuste dos tap's

TAP	Tensão nos bornes de alta tensão do TD
1	$U_p[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_s[\%] > 100\% - E^{(2)}[\%]$
2	$100\% - E^{(2)}[\%] \geq U_p[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_s[\%] > 100\% - E^{(3)}[\%]$
3	$100\% - E^{(3)}[\%] \geq U_p[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_s[\%]$

Onde:

$U_p[\%]$ é a tensão nos bornes de alta tensão do TD em percentual da tensão nominal no período de demanda máxima;

$E^{(e)}[\%]$ é a elevação de tensão fornecida pelo tap “e” do TD em percentual da tensão nominal;

$\Delta U_s[\%]$ é a queda de tensão ao longo da linha secundária em percentual da tensão nominal;

$\Delta U_{Tr}[\%]$ é a queda de tensão interna do TD.

Após ajustarem-se os tap's dos transformadores ao longo da linha, faz-se necessário construir a lei de controle de tensão para o transformador da SE de modo a satisfazer as seguintes condições:

A tensão, durante o período de demanda máxima, deverá ser tão alta quanto possível, sem causar sobretensão para qualquer consumidor alimentado em tensão secundária.

A tensão, durante a demanda mínima, deverá ser delimitada em uma faixa de valores aceitáveis que não causem sobre ou subtensão para nenhum consumidor da rede.

É comum ocorrer subtensão durante o período de demanda mínima naquelas cargas ligadas a transformadores que apresentam demanda máxima e mínima em horários muito diferentes (ou até mesmo invertidos) dos horários de demanda máxima e mínima do alimentador ou SE.

Para definir a tensão máxima admissível na barra da SE, no período de demanda máxima, tradicionalmente se utiliza a verificação do primeiro transformador da rede, pois, se a rede tem cargas homogêneas, este transformador terá a tensão mais alta na demanda máxima.

Diante do exposto neste trabalho o que se propõe é não mais procurar transformadores “chaves” para definir cada ponto da lei de controle, mas sim procurar a condição crítica. Neste caso, varrer-se-á o perfil de tensão do

alimentador em demanda máxima e localizar-se-á qual transformador apresenta, em sua barra secundária, a maior tensão, considerando a influência dos tap's.

A máxima tensão admissível será então igual à nominal, mais o limite superior admitido pela norma, somado ainda à queda de tensão existente entre a SE e os terminais de baixa tensão do transformador com menor queda de tensão entre ele e a SE, levando-se em conta os tap's escolhidos anteriormente.

$$E_{Tm\acute{a}x}[\%] = 100\% + \min_i(\Delta U_{Pj}[\%] + \Delta U_{Tr_i}[\%] - E_i^{(e)}[\%]) + V^+ \quad i=1,2,3,\dots,n \quad (3.2)$$

Onde:

n é o número de transformadores do alimentador;

$E_i^{(e)}[\%]$ é a elevação de tensão fornecida pelo tap (i) do transformador “ i ” em percentual da tensão nominal;

$E_{Tm\acute{a}x}[\%]$ é a tensão na barra da SE em percentual da nominal durante a demanda máxima;

$\Delta U_{Pi}[\%]$ é a queda de tensão estimada entre a barra da SE e os bornes de alta tensão do transformador “ i ” em percentual da tensão nominal no período de demanda máxima;

$\Delta U_{Tri}[\%]$ é a queda de tensão provocada pela impedância interna do transformador “ i ” em percentual da tensão nominal no período de demanda máxima;

V^+ é a diferença entre o limite máximo de tensão considerada adequada para uma carga em BT do sistema e sua tensão nominal em forma percentual.

Para a execução deste algoritmo em 3.2 na primeira iteração, deve-se considerar todos os tap's de transformadores iguais a 1 (com elevação de tensão zero). Também é possível fazer uso do ajuste dos tap's que está colocado na rede, se esta já tiver sido construída.

Durante o período de demanda mínima, a queda de tensão é reduzida em todos os elementos do sistema de distribuição, devido a menor corrente de carga circulante. Entretanto, como os tap's estão ajustados de modo a compensar a queda de tensão durante a demanda máxima, no horário da demanda mínima pode ocorrer sobretensão para alguns consumidores.

A redução das quedas de tensão, durante a demanda mínima, faz com que a elevação de tensão, produzida pelos tap's dos transformadores, supere a queda de tensão e, em alguns casos, ocorra uma tensão acima do limite adequado nas barras secundárias dos TD's.

Geralmente as concessionárias verificam a tensão no primeiro transformador de tap mais elevado, pois, se as cargas da rede são homogêneas, esta terá a maior tensão em seus terminais secundários.

Como se dispõe do perfil de tensão do alimentador na demanda mínima, pode-se procurar o transformador no qual a sobretensão provocada pelo ajuste dos tap's de transformadores é mais crítica e, logicamente, a tensão é maior em seus terminais secundários. Este transformador será usado para definir a maior tensão admissível durante o período de demanda mínima, como se segue:

$$E_{Tmin}[\%] \leq 100\% + \min_i (\Delta U_{Pi}[\%] + \Delta U_{Tr\ i}[\%] - E_i^{(e)}) + V^+ \quad i=1,2,3\dots n. \quad (3.3)$$

Onde:

n é o número de transformadores do alimentador;

$E_{Tmin}[\%]$ é a tensão na barra da SE em percentual da nominal durante a demanda mínima;

$\Delta U_{Pi}[\%]$ é a queda de tensão estimada entre a barra da SE e os bornes de alta tensão do transformador j em percentual da tensão nominal no período de demanda máxima;

$\Delta U_{Tri}[\%]$ é a queda de tensão provocada pela impedância interna do transformador “i” em percentual da tensão nominal no período de demanda máxima;

V^+ é a diferença entre o limite máximo de tensão considerada adequada para uma carga em BT do sistema e sua tensão nominal em forma percentual;

$E_i^{(e)}[\%]$ é a elevação de tensão fornecida pelo tap “e” do transformador “i” em percentual da tensão nominal.

Ainda durante o horário de demanda mínima, é necessário certificar-se de que nenhum transformador estará recebendo energia com tensão abaixo do limite mínimo admitido pela norma. Isto, de uma maneira mais simples, é feito, analisando a tensão no último transformador com tap 1, porém, como se dispõe de todo o perfil de tensão na demanda mínima, pode-se buscar diretamente o transformador com menor tensão em seus terminais secundários.

Define-se, então, a menor tensão na barra da SE admissível em demanda mínima através da seguinte equação:

$$E_{Tmin}\% \geq 100\% + \max_i(\Delta U_{Pi}[\%] + \Delta U_{Tri}[\%] + \Delta U_{Si}[\%] - E_i^{(e)}) + V^-$$

$i=1,2,3\dots n$ (3.4)

Onde:

$E_{Tmin}[\%]$ é a tensão na barra da SE em percentual da nominal durante a demanda mínima;

$\Delta U_{Pi}[\%]$ é a queda de tensão estimada entre a barra da SE e os bornes de alta tensão do transformador “i”;

$\Delta U_{Tri}[\%]$ é a queda de tensão provocada pela impedância interna do transformador “i” em percentual da tensão nominal no período de demanda mínima;

$\Delta U_{Si}[\%]$ é a queda de tensão provocada pela impedância da rede secundária do transformador i em percentual da tensão nominal no período de demanda mínima;

V é a diferença entre o limite mínimo da tensão considerada adequada para uma carga em BT do sistema e sua tensão nominal em forma percentual;

$E_i^{(e)}$ é a elevação de tensão fornecida pelo tap “e” do transformador “i” em percentual da tensão nominal.

Agora, com as tensões definidas de acordo com 3.2, 3.3, e 3.4, pode-se construir o gráfico da lei de controle de tensão da SE, conforme a figura 3.3:

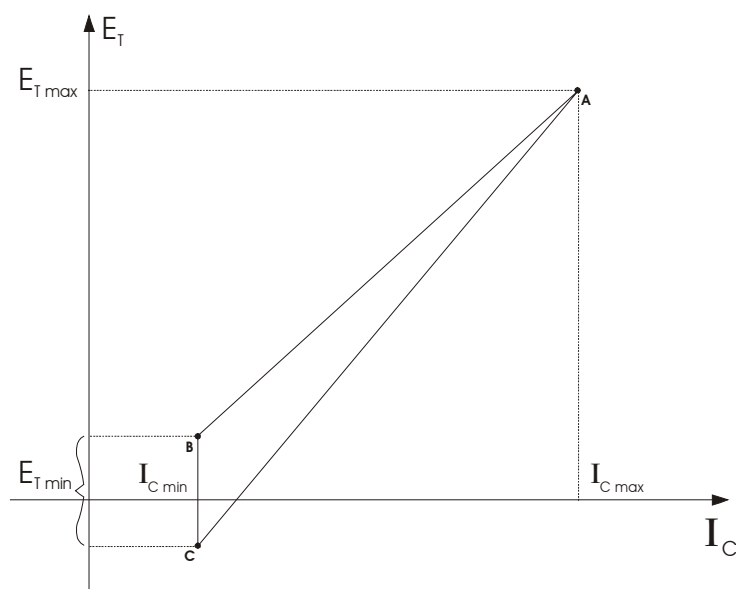


Figura 3.3 – Condições de controle de tensão na SE

Onde:

o ponto A corresponde à tensão que deverá estar disponível no barramento da SE no horário de demanda máxima ($I_{Cmáx}$);

os pontos B e C correspondem à faixa de tensão admissível para o período de demanda mínima (I_{Cmin}).

Desta forma, o triângulo ABC define o lugar das tensões admissíveis para as correntes que variam entre I_{cmin} e $I_{\text{cmáx}}$.

É possível que, durante a execução deste procedimento, as condições das equações 3.3 e 3.4 resultem conflitantes. Neste caso fica claro que, somente com o ajuste dos meios básicos de controle de tensão, não será possível obter uma solução adequada para todos os consumidores. Devem-se então buscar alternativas tais como: proceder à análise em 24 horas como apresentada no capítulo 4 (se houver dados para tanto), visando reduzir o fornecimento de energia fora de padrão ao mínimo; buscar uma solução média entre os limites das equações 3.3 e 3.4; ou ainda, indicar a necessidade de obras ou investimentos para resolver o problema.

3.2 Escolha dos parâmetros dos equipamentos de controle de tensão através da análise do perfil de tensão em demanda máxima e mínima, considerando o conjunto de alimentadores de uma SE.

As equações 3.2, 3.3 e 3.4 definem os limites para a tensão a ser fornecida pela SE, considerando somente um alimentador, entretanto, a lei de controle de tensão deve ser única para toda a SE, levando em conta todos os alimentadores conectados a uma mesma barra desta SE.

O problema de ajustar os tap's e escolher a lei de controle deve ser resolvido em um processo iterativo, porque são interdependentes.

Depois de definir a lei de controle de tensão, pode ser necessário fazer um reajuste dos tap's dos TD's, escolhidos anteriormente.

Cada iteração do processo de solução, através da análise do perfil de tensão consiste dos seguintes passos principais:

- 1- Construção do perfil de tensão de cada alimentador;
- 2- Ajuste dos tap's de cada transformador dos alimentadores;

- 3- Construção da lei de controle de tensão da SE para cada alimentador;
- 4- Construção da lei de controle de tensão da SE para todos os alimentadores.
- 5- Reajuste dos tap's dos transformadores de acordo com a lei de controle de tensão definida no passo 4;
- 6- Verificação da condição de convergência.

Supondo um alimentador para o qual é necessário calcular o ajuste dos meios básicos de controle de tensão, devemos, inicialmente, calcular o seu fluxo de carga para então, com os dados referentes às tensões e demandas de cada transformador, criar um perfil de tensão do alimentador.

O Regime de tensão para os alimentadores apresentados neste capítulo é construído automaticamente, através do uso de uma rotina programada em visual basic para aplicações que utiliza como dados de entrada o do fluxo de carga na rede primária, suas tensões e dados sobre a queda de tensão em carga máxima de transformadores e redes secundária.

A estrutura das tabelas utilizadas neste capítulo para o ajuste dos meios básicos de controle de tensão é apresentada no quadro 3.2

Quadro 3.2 - Análise do regime de tensão em um alimentador

Linha	Transformador	AS	2	3	4	5	6	7	8	9	...	n
1	Demanda (kVA)											
2	Smáx	Smáx[kVA]	Smáx[kVA]	Demandas de cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima do alimentador							Smáx[kVA]	
3	Smin	Smin[kVA]	Smin[kVA]								Smin[kVA]	
4	Smáx/Smin	Smáx/Smín	Smáx/Smín	Relação entre as demandas de cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima do alimentador							Smáx/Smín	
5	Quedas de tensão na rede primária da SE até cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima											
6	Dmáx	ΔU [%]	ΔU [%]	Quedas de tensão entre a SE e os terminais de AT de cada um dos transformadores em demanda máxima e mínima multiplicados por (-1)							ΔU [%]	
7	Dmin	(V[%])	(V[%])								(V[%])	
8	ETmáx%-100%	V[%]	Ao lado são apresentados os valores de elevação de tensão que serão somados à tensão nominal para compor a tensão que deve estar presente nos terminais da SE.									
9	ETmin%-100%	V[%]										
10	Dmáx	V[%] (Valor Ajustado)	Valores das quedas de tensão da SE até cada barra primária de TD somadas ao valor de ETmáx% -100% para o horário de demanda máxima e ao valor de ETmin%-100% para o horário de demanda mínima do alimentador							V[%]		
11	Dmin	V[%] (Valor Ajustado)								V[%]		
12	Quedas de tensão no TD											
13	Dmáx	ΔU [%]	Valores percentuais das quedas de tensão em cada transformador em demanda máxima e mínima do alimentador multiplicada por (-1)							ΔU [%]		
14	Dmin	ΔU [%]								ΔU [%]		
15	Tap %	E[%]	Valor da elevação de tensão provocada pelo tap de cada transformador em percentual da tensão nominal							E[%]		
16	Ajustado tap Dmáx	V[%]	Valor da queda de tensão na rede primária mais a queda de tensão na impedância interna do transformador, somada com a elevação de tensão produzida pelo tap do transformador.							V[%]		
17	Ajustado tap Dmín	V[%]								V[%]		
18	Quedas de tensão na BT											
19	Dmáx	(V[%])	Queda de tensão na rede secundária em percentual da tensão nominal multiplicada por (-1)							(V[%])		
20	Dmin	(V[%])								(V[%])		
21	Primário TD Dmáx	V[%]	Valores do desvio de tensão em forma percentual nos bornes primários e secundários dos TD e no final das redes de BT no regime de demanda máxima do alimentador.							V[%]		
22	Secundário TD Dmáx	V[%]										
23	No fim BT Dmáx	V[%]								V[%]		
24	Primário TD Dmin	V[%]	Valores do desvio de tensão em forma percentual nos bornes primários e secundários dos TD e no final das redes de BT no regime de demanda mínima do alimentador.							V[%]		
25	Secundário TD Dmin	V[%]										
26	No fim BT Dmin	V[%]								V[%]		

Onde:

[%] indica que o valor apresentado nas células desta linha é expresso na forma percentual;

AS, 1, 2, 3 ... n são os transformadores do alimentador, sendo AS o transformador de serviços auxiliares da SE e os demais são numerados em ordem crescente.

Neste quadro, é adotada a seguinte convenção: valores de tensão acima da nominal são apresentados positivos e abaixo da nominal, negativos. Seguindo esta mesma regra, as suas causas (elevações e quedas de tensões) também são apresentadas com sinal positivo ou negativo, respectivamente. As quedas de tensão são multiplicadas por (-1) para serem apresentadas com sinal negativo e as elevações de tensão com sinal positivo. Desta forma, basta uma rápida inspeção no quadro para identificar os fatores que causam tensões para os consumidores acima ou abaixo da nominal do sistema.

Apresenta-se assim todo o perfil de tensões do sistema na forma de suas variações em relação à tensão nominal que pode ser rapidamente comparado com os limites de tensão adotados.

Passa-se, então, a apresentar a construção do perfil de tensão de um alimentador para o qual se precisa gerar os seguintes dados:

Queda de tensão na rede primária: calculada com o uso do software ASD.

Queda de tensão no transformador: este dado pode ser obtido de duas formas:

a) usando cálculo direto da queda de tensão percentual, resultante da multiplicação da corrente de carga pela impedância interna do transformador, se este dado é de conhecimento da concessionária;

b) usando de interpolação linear, desde zero, quando o transformador opera a vazio, até um valor pré-definido (em geral 2,5%), ou quando o transformador está sob carga nominal.

Queda de tensão no final da rede secundária: é igualmente obtida através de interpolação linear, sendo seus limites iguais a zero para carga nula e um valor pré-definido para a carga máxima, por exemplo, de acordo com o

máximo admissível pela norma vigente, ou pelo conhecimento que a concessionária possui de suas redes.

É importante ver que estão sendo consideradas nesta proposta cargas não homogêneas, isto significa que a demanda máxima de algumas cargas não coincide com a demanda máxima do alimentador.

3.3 Exemplo de ajuste dos equipamentos de controle de tensão.

Utilizar-se-á, como exemplo, um alimentador com 15 TD's cujos dados relevantes ao ajuste dos meios básicos de controle de tensão, por este método, são apresentados no quadro 3.3:

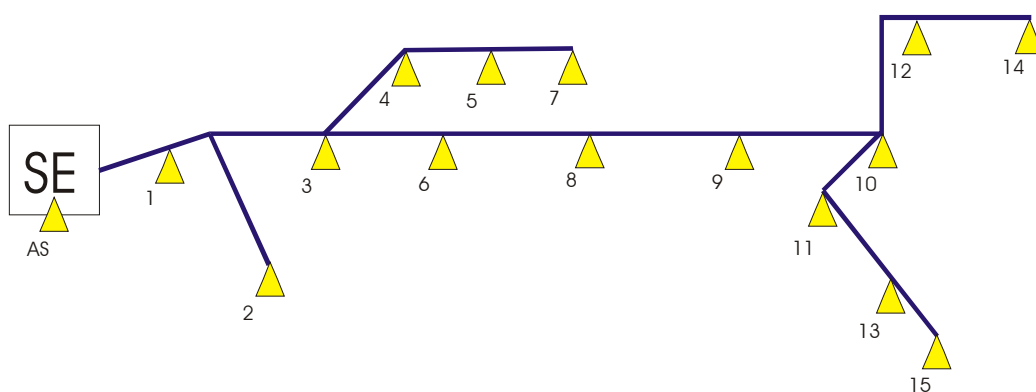


Figura 3.4 – Topologia do alimentador 1

Quadro 3.3 - Regime de tensões para o alimentador 1

Linha	Transformador	AS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1		Demanda kVA																
2	Smáx	30,00	100,00	50,00	100,00	75,00	75,00	100,00	20,00	30,00	75,00	100,00	45,00	30,00	150,00	75,00	225,00	
3	Smin	10,00	50,00	225,00	30,00	20,00	40,00	50,00	75,00	15,00	10,00	30,00	5,00	10,00	50,00	20,00	75,00	
4	Dmáx/Dmin	3,00	2,00	0,22	3,33	3,75	1,88	2,00	0,27	2,00	7,50	3,33	9,00	3,00	3,00	3,75	3,00	
5	Quedas de tensão na rede primária da SE até cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima do alimentador																	
6	Dmáx	0,00	-1,85	-3,59	-5,10	-6,50	-7,83	-9,08	-10,22	-11,28	-12,32	-13,28	-14,13	-14,93	-15,70	-16,33	-16,88	
7	Dmin	0,00	-0,56	-1,06	-1,52	-1,95	-2,36	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61	-4,79	-4,95	
8	ETmáx%-100%	0,00																
9	ETmin%-100%	0,00																
10	Dmáx	0,00	-1,85	-3,59	-5,10	-6,50	-7,83	-9,08	-10,22	-1,28	-2,32	-13,28	-4,13	-4,93	-15,70	-16,33	-16,88	
11	Dmin	0,00	-0,56	-1,06	-1,52	-1,95	-2,36	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61	-4,79	-4,95	
12	Quedas de tensão no TD																	
13	Dmáx	-2,50	-2,60	-0,60	-2,70	-2,60	-3,00	-3,00	-0,65	-2,40	-2,30	-2,70	-2,00	-2,30	-2,40	-2,20	-2,30	
14	Dmin	-0,83	-1,30	-2,70	-0,81	-0,69	-1,60	-1,50	-2,44	-1,20	-0,31	-0,81	-0,22	-0,77	-0,80	-0,59	-0,77	
15	Tap %																	
16	Ajustado tap Dmáx	-2,50	-2,60	-0,60	-2,70	-2,60	-3,00	-3,00	-0,65	-2,40	-2,30	-2,70	-2,00	-2,30	-2,40	-2,20	-2,30	
17	Ajustado tap Dmin	-0,83	-1,30	-2,70	-0,81	-0,69	-1,60	-1,50	-2,44	-1,20	-0,31	-0,81	-0,22	-0,77	-0,80	-0,59	-0,77	
18	Quedas de tensão na BT																	
19	Dmáx	0,00	-2,50	-0,50	-2,60	-2,60	-2,30	-2,60	-0,70	-2,50	-2,60	-2,50	-2,70	-2,80	-2,30	-2,50	-2,60	
20	Dmin	0,00	-1,25	-2,25	-0,78	-0,69	-1,23	-1,30	-2,63	-1,25	-0,35	-0,75	-0,30	-0,93	-0,77	-0,67	-0,87	
21	Primário TD Dmáx	0,00	-1,85	-3,59	-5,10	-6,50	-7,83	-9,08	-10,22	-11,28	-12,32	-13,28	-14,13	-14,93	-15,70	-16,33	-16,88	
22	Secundário TD Dmáx	-2,50	-4,45	-4,19	-7,80	-9,10	-10,83	-12,08	-10,87	-13,68	-14,62	-15,98	-16,13	-17,23	-18,10	-18,53	-19,18	
23	No fim BT Dmáx	-2,50	-6,95	-4,69	-10,40	-11,70	-13,13	-14,68	-11,57	-16,18	-17,22	-18,48	-18,83	-20,03	-20,40	-21,03	-21,78	
24	Primário TD Dmin	0,00	-0,56	-1,06	-1,52	-1,95	-2,36	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61	-4,79	-4,95	
25	Secundário TD Dmin	-0,83	-1,86	-3,76	-2,33	-2,64	-3,96	-4,23	-5,48	-4,54	-3,93	-4,71	-4,37	-5,15	-5,41	-5,38	-5,72	
26	No fim BT Dmin	-0,83	-3,11	-6,01	-3,11	-3,34	-5,19	-5,53	-8,11	-5,79	-4,28	-5,46	-4,67	-6,08	-6,18	-6,05	-6,58	

No quadro 3.3, como demanda (D), pode-se, em princípio, utilizar valores de S(kVA), P(kW) ou corrente (A).

Pode-se, agora, operar sobre este perfil de tensão, seguindo um algoritmo proposto para o ajuste dos tap's dos transformadores do alimentador e, a seguir, para toda a SE.

O ajuste de cada alimentador faz-se, inicialmente, de acordo com o descrito no item 3.2, procedimento para o qual se passa a empregar os dados do quadro 3.3 como exemplo .

3.3.1 - Definição da tensão desejável na barra da SE no horário de demanda máxima.

A definição da tensão em demanda máxima para cada alimentador é feita de acordo com a equação 3.2 que, para o exemplo, resulta:

$$E_{Tm\acute{a}x}[\%] = 100\% + 2,5\% + 5\% = 107,5\% \quad (3.5)$$

Onde:

100% corresponde à tensão nominal.

$\min_i(\Delta U_{Pi}[\%] + \Delta U_{Tri}[\%] - E_i^{(e)}[\%])$ de acordo com (3.2) é a menor queda de tensão até os terminais de BT, considerando a elevação de tensão provocada pelo tap do transformador. Este valor é o menor (em módulo) dentre os apresentados na linha 16 do quadro 3.3.

V^+ é a diferença entre o limite máximo de tensão considerada adequada para uma carga em BT do sistema e sua tensão nominal secundária em percentual da nominal.

Para este exemplo adota-se $V^+ = 5\%$, podendo ser empregado o valor da norma regional ou outro valor de interesse do projetista.

Desta forma, no quadro de dados do exemplo, vê-se que a menor queda de tensão em barra de TD na demanda máxima ocorre no próprio transformador de serviços auxiliares onde ela é de 2,5%.

Portanto, sendo o limite superior igual a 5% então, empregando a equação 3.2, chega-se ao valor da elevação de tensão na SE para suprir idealmente este alimentador no horário de demanda máxima. Esta elevação, no horário de demanda máxima, apresentado na coluna 2 da linha 10, quadro 3.6, corresponde a +7,5%.

Definição dos Tap's: A escolha dos tap's dos transformadores é feita, processando-se cada transformador individualmente. Consiste em ajustar o tap do transformador de acordo com a tensão em demanda máxima, verificando as condições expressas no quadro 3.1.

A título de exemplo, utilizar-se-á 3 tap's com elevações de tensão iguais a $E^{(1)} [\%] = 0\%$, $E^{(2)} [\%] = 5\%$ e $E^{(3)} [\%] = 10\%$ para os tap's 1, 2 e 3 respectivamente.

Desta forma, os limites do quadro 3.1 resultam:

Quadro 3.4 - Limites de tensão para escolha dos tap's do exemplo

TAP	Queda de tensão
1	$\Delta U_p[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_s[\%] > 5\%$
2	$5\% \geq \Delta U_p[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_s[\%] > 10\%$
3	$10 \geq \Delta U_p[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_s[\%]$

A parcela $\Delta U_p[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_s[\%]$ que corresponde à soma da queda de tensão na rede primária, mais a decorrente da impedância interna do TD em questão, mais a que ocorre até o fim da rede secundária conectada a ele, pode ser obtida do perfil de tensão que, para o exemplo, está apresentado no quadro 3.3.

Na linha 23 do quadro 3.3 é apresentada a queda de tensão na forma percentual até o final da rede de BT para cada um dos transformadores.

Com as tensões da linha 23 do quadro 3.3 e os limites de tensão do quadro 3.4, podem-se definir diretamente os tap's que resultam como apresentados na

linha 18 do quadro 3.5. Desta forma, ajusta-se o tap de modo a fazer com que, no horário de demanda máxima da SE, a tensão no final da rede secundária esteja adequada.

O passo seguinte é verificar se o tap, ajustado para a demanda máxima do alimentador, não será insuficiente para corrigir a queda de tensão até o final da rede de BT na hora da demanda mínima do alimentador que pode, para alguns transformadores neste regime, ter demanda maior do que no regime de demanda máxima do alimentador, devido à heterogeneidade das cargas.

Se for necessário mudar o tap para atender à queda de tensão em demanda mínima, deve-se, então, verificar se esta alteração não causará sobretensão durante a demanda máxima.. Caso isso ocorra, será necessário voltar ao tap anterior cujo aumento de tensão é menor.

Deve-se observar que o transformador 7, no quadro 3.3, possui suas demandas máxima e mínima invertidas em relação a SE. Nesta situação, o ajuste do tap dos transformadores é feito de modo a compensar a maior queda de tensão da SE até a barra secundária do TD, ocorra ela na demanda máxima ou mínima.

Com os dados dos ajustes dos tap's e da tensão em demanda máxima, pode-se recalculer o perfil de tensão de modo a refletir estas alterações, refazendo o fluxo de carga com a nova tensão na SE em demanda máxima e recalculando as tensões secundárias dos transformadores com o novo ajuste dos tap's.

Este recálculo é útil com o emprego do ASD, porque este programa realiza os cálculos do fluxo de carga, utilizando a tensão real em cada elemento.

Também é possível apenas recalculer as tensões na barra primária dos TD's sem refazer o fluxo de carga, simplesmente somando a elevação de tensão da coluna 2, linha 10 do quadro 3.5, a todas as tensões do perfil, sem incorrer em erro considerável.

Quadro 3.5 - Regime de tensões para o alimentador 1 após o ajuste dos tap's

lin	Transformador	AS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	Demanda kVA																	
2	Fp	0.8	V1	13800														
3	Smáx	30,0 0	100,0 0	50,00	100,0 0	75,0 0	75,0 0	100,0 0	20,00	30,00	75,00	100,0 0	45,00	30,00	150,0 0	75,00	225,0 0	
4	Smin	10,0 0	50,00	225,0 0	30,00	20,0 0	40,0 0	50,00	75,00	15,00	10,00	30,00	5,00	10,00	50,00	20,00	75,00	
5	Dmáx/Dmin	3,00	2,00	0,22	3,33	3,75	1,88	2,00	0,27	2,00	7,50	3,33	9,00	3,00	3,00	3,75	3,00	
6	Quedas de tensão na rede primária da SE até cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima																	
7	Dmáx	0,00	-1,85	-3,59	-5,10	-	-	-9,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	Dmin	0,00	-0,56	-1,06	-1,52	-	-	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61	-4,79	-4,95	
9	ETmáx%-100%	7,50																
10	ETmin%-100%	0,00																
11	Dmáx	7,50	5,65	3,91	2,40	1,00	0,33	-1,58	-2,72	-3,78	-4,82	-5,78	-6,63	-7,43	-8,20	-8,83	-9,38	
12	Dmin	0,00	-0,56	-1,06	-1,52	-	-	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61	-4,79	-4,95	
13																		
14	Quedas de tensão no TD																	
15	Dmáx	-	-2,60	-0,60	-2,70	-	-	-3,00	-0,65	-2,40	-2,30	-2,70	-2,00	-2,30	-2,40	-2,20	-2,30	
16	Dmin	-	-1,30	-2,70	-0,81	-	-	-1,50	-2,44	-1,20	-0,31	-0,81	-0,22	-0,77	-0,80	-0,59	-0,77	
17	Tap %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	10,00	10,00	10,00	10,00	
18	Ajustado tap Dmáx	-	-2,60	-0,60	-2,70	-	-	-3,00	4,35	2,60	2,70	2,30	3,00	7,70	7,60	7,80	7,70	
19	Ajustado tap Dmin	-	-1,30	-2,70	-0,81	-	-	-1,50	2,56	3,80	4,69	4,19	4,78	9,23	9,20	9,41	9,23	
20																		
21	Quedas de tensão na BT																	
22	Dmáx	0,00	-2,50	-0,50	-2,60	-	-	-2,60	-0,70	-2,50	-2,60	-2,50	-2,70	-2,80	-2,30	-2,50	-2,60	
23	Dmin	0,00	-1,25	-2,25	-0,78	-	-	-1,30	-2,63	-1,25	-0,35	-0,75	-0,30	-0,93	-0,77	-0,67	-0,87	

24																		
25	Primário TD Dmáx	7,50	5,65	3,91	2,40	1,00	-	-1,58	-2,72	-3,78	-4,82	-5,78	-6,63	-7,43	-8,20	-8,83	-9,38	
26	Secundário TD Dmáx	5,00	3,05	3,31	-0,30	-	-	-4,58	1,63	-1,18	-2,12	-3,48	-3,63	0,27	-0,60	-1,03	-1,68	
27	No fim BT Dmáx	5,00	0,55	2,81	-2,90	-	-	-7,18	0,93	-3,68	-4,72	-5,98	-6,33	-2,53	-2,90	-3,53	-4,28	
28																		
29	Primário TD Dmin	0,00	-0,56	-1,06	-1,52	-	-	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61	-4,79	-4,95	
30	Secundário TD Dmin	-	-1,86	-3,76	-2,33	-	-	-4,23	-0,48	0,46	1,07	0,29	0,63	4,85	4,59	4,62	4,28	
31	No fim BT Dmin	-	-3,11	-6,01	-3,11	-	-	-5,53	-3,11	-0,79	0,72	-0,46	0,33	3,92	3,82	3,95	3,42	

3.3.2 - Definição da máxima tensão permissível na SE em demanda mínima

A máxima tensão admissível em demanda mínima é obtido com a equação 3.3 que resulta no exemplo:

$$E_{Tmin}[\%] \leq 100\% + \min_j(\Delta U_P[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] - E^{(e)}) + 5\%$$

Obter-se-á a parcela $\min_j(\Delta U_P[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] - E^{(e)})$, observando os dados da linha 31 do quadro 3.5 que apresenta o perfil de tensão da rede analisada.

A menor queda de tensão até a barra secundária de TD na demanda mínima ocorre no transformador número 12 (quadro 3.5). Neste transformador, o ajuste do tap cria um aumento de tensão maior que a queda. Desta forma, a elevação de tensão provocada pelo ajuste do tap, subtraída da queda de tensão no TD, resulta em uma elevação líquida de 4,85% acima da tensão nominal.

$$E_{Tmin}[\%] \leq 100\% + (-4,85) + 5\% \quad (3.6)$$

$$E_{Tmin}[\%] \leq 100,15\%$$

3.3.3 - Definição da menor tensão permissível na barra da SE em demanda mínima

A equação (3.4) para a definição da mínima tensão permissível em demanda mínima para cada alimentador para o exemplo considerado, sendo $V^- = -7,5\%$, resulta:

$$E_{Tmin}\% \geq 100\% + \max_j(\Delta U_P[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_{Bt}[\%] - E^{(e)}) - 7,5\%$$

O termo $\max_j(\Delta U_P[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_{Bt}[\%] - E^{(e)})$ é obtido através da análise da tensão no final das linhas secundárias do alimentador cujos desvios de tensão, na forma percentual, são apresentados na linha 31 do quadro 3.5.

Observando a linha 31 do quadro 3.5, vê-se que o transformador 2 possui menor tensão em seus terminais do que qualquer outro transformador na demanda mínima. Como a tensão no transformador 2 que é apresentada na quarta coluna da linha 31 é 6,01% inferior a nominal, isto representa uma queda de tensão resultante de 6,01% que é exatamente o termo $(\Delta U_P[\%] + \Delta U_{Tr}[\%] + \Delta U_{Bt}[\%] - E^{(e)})$ e, desta forma, $E_{Tmin}\%$ para o exemplo fica:

$$E_{Tmin}\% \geq 100\% + 6,01\% - 7,5\% \quad (3.7)$$

$$E_{Tmin}\% \geq 100\% - 1,49\%$$

$$E_{Tmin}\% \geq 98,51\%$$

3.3.4 – Resultados finais

Para o alimentador 1 acima, os limites de tensão ideais ficam:

Demanda máxima:

$$E_{T_{\max}}[\%] = 107,5\% \text{ de acordo com (3.2) e (3,5)} \quad (3.8)$$

Demanda mínima:

$$E_{T_{\min}}[\%] \leq 100,15\% \text{ de acordo com (3.3) e (3.6)} \quad (3.9)$$

$$E_{T_{\min}}\% \geq 98,51\% \text{ de acordo com (3.4) e (3.7)} \quad (3.10)$$

Ajustando um segundo alimentador cuja topologia é apresentada na figura 3.5 pelo mesmo método, obtém-se o perfil do quadro 3.6

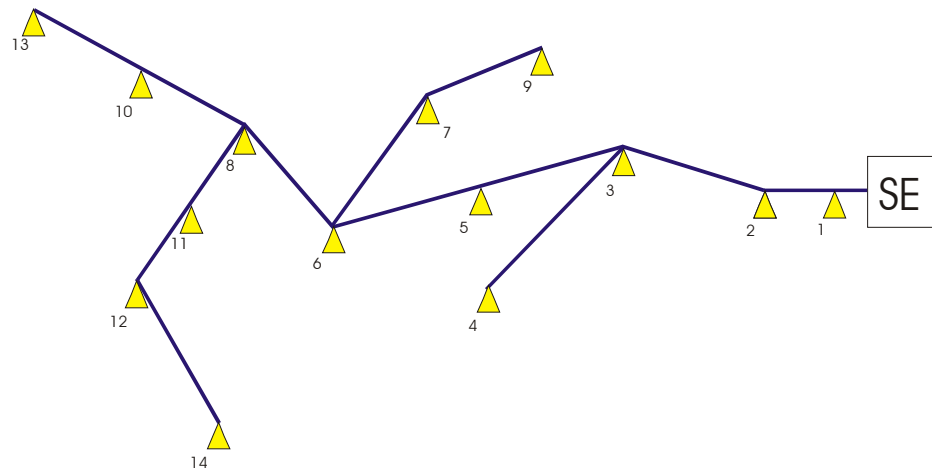


Figura 3.5 – Topologia do alimentador 2

Quadro 3.6 - Análise do regime de tensões para o alimentador 2

Transformador	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Demanda kVA														
Fp	0,8	VI	13800											
S _{máx}	662,08	19,28	44,82	44,82	7,24	40,28	1,59	193,87	30,79	2,67	2,70	9,96	28,28	127,32
S _{min}	128,51	3,74	11,83	11,83	1,40	7,81	0,76	37,63	81,81	0,52	0,52	3,00	5,49	24,71
S _{máx} /S _{min}	5,15	5,15	3,79	3,79	5,16	5,15	2,10	5,15	0,38	5,14	5,21	3,31	5,15	5,15
Quedas de tensão na rede primária da SE até cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima														
D _{máx}	0,00	-1,60	-3,00	-5,50	-6,80	-7,93	-10,22	-10,56	-11,29	-12,36	-13,45	-15,22	-16,20	-17,50
D _{min}	-0,20	-0,56	-1,06	-1,52	-1,95	-2,36	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61
ET _{máx} %-100%	7,00													
ET _{min} %-100%	-1,98													
D _{máx}	7,00	5,40	4,00	1,50	0,20	-0,93	-3,22	-3,56	-4,29	-5,36	-6,45	-8,22	-9,20	-10,50
D _{min}	-2,18	-2,54	-3,04	-3,50	-3,93	-4,34	-4,71	-5,03	-5,32	-5,61	-5,88	-6,13	-6,36	-6,59
Quedas de tensão no TD														
D _{máx}	-2,00	-2,20	-2,30	-2,40	-1,50	-3,00	-2,60	-3,20	-1,50	-1,60	-1,80	-2,20	-2,60	-2,20
D _{min}	-0,39	-0,43	-0,61	-0,63	-0,29	-0,58	-1,24	-0,62	-3,99	-0,31	-0,35	-0,66	-0,50	-0,43
Tap %	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	10	10
Ajustado tap D _{máx}	-2,00	-2,20	-2,30	-2,40	-1,50	2,00	2,40	1,80	3,50	3,40	3,20	2,80	7,40	7,80
Ajustado tap D _{min}	-0,39	-0,43	-0,61	-0,63	-0,29	4,42	3,76	4,38	1,01	4,69	4,65	4,34	9,50	9,57
Quedas de tensão na BT														
D _{máx}	-1,00	-2,50	-3,00	-2,40	-2,30	-2,80	-2,20	-2,00	-1,20	-0,30	-1,80	-0,60	-2,10	-1,75
D _{min}	-0,19	-0,49	-0,79	-0,63	-0,45	-0,54	-1,05	-0,39	-3,19	-0,06	-0,35	-0,18	-0,41	-0,34
Primário TD D _{máx}	7,00	5,40	4,00	1,50	0,20	-0,93	-3,22	-3,56	-4,29	-5,36	-6,45	-8,22	-9,20	-10,50
Secundário TD D _{máx}	5,00	3,20	1,70	-0,90	-1,30	1,07	-0,82	-1,76	-0,79	-1,96	-3,25	-5,42	-1,80	-2,70
No fim BT D _{máx}	4,00	0,70	-1,30	-3,30	-3,60	-1,73	-3,02	-3,76	-1,99	-2,26	-5,05	-6,02	-3,90	-4,45
Primário TD D _{min}	-2,18	-2,54	-3,04	-3,50	-3,93	-4,34	-4,71	-5,03	-5,32	-5,61	-5,88	-6,13	-6,36	-6,59
Secundário TD D _{min}	-2,57	-2,96	-3,65	-4,14	-4,22	0,08	-0,95	-0,65	-4,31	-0,92	-1,23	-1,79	3,13	2,98
No fim BT D _{min}	-2,76	-3,45	-4,44	-4,77	-4,67	-0,46	-1,99	-1,03	-7,50	-0,98	-1,57	-1,97	2,72	2,64

Para o segundo alimentador, através dos dados apresentados no quadro 3.6, podem-se calcular os limites de tensão para a barra da SE que ficam:

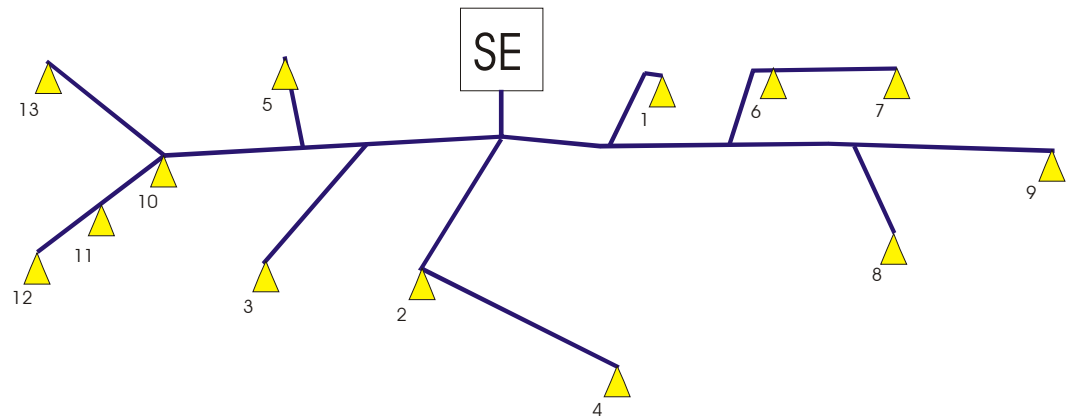


Figura 3.6 – Topologia do alimentador 3

Demanda máxima:

$$E_{Tm\acute{a}x}[\%] = 107\% \text{ de acordo com 3.2} \quad (3.11)$$

Demanda mínima:

$$E_{Tmin}[\%] \leq 99,89\% \text{ de acordo com 3.3} \quad (3.12)$$

$$E_{Tmin}\% \geq 98,02\% \text{ de acordo com 3.4} \quad (3.13)$$

Finalmente, para o terceiro alimentador apresentado na figura 3.6 os limites de tensão ideais ficam dados pelo quadro 3.7.

Quadro 3.7 - Regime de tensões para o alimentador 3

Transformador	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Demanda kVA													
Fp	0,8	VI	13800										
S _{máx}	52,30	20,30	40,20	40,35	7,65	10,33	10,22	112,80	30,33	2,65	2,70	9,96	23,45
S _{min}	15,00	6,55	22,80	12,10	10,05	25,60	2,15	30,88	10,22	6,25	5,20	3,50	15,60
D _{máx} /D _{min}	3,49	3,10	1,76	3,33	0,76	0,40	4,75	3,65	2,97	0,42	0,52	2,85	1,50
Quedas de tensão na rede primária da SE até cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima													
D _{máx}	-2,00	-1,80	-1,33	-5,56	-2,60	-3,56	-10,20	-10,22	-12,05	-13,60	-14,56	-12,26	-12,65
D _{min}	-0,23	-0,25	-1,20	-2,60	-3,12	-4,25	-8,50	-6,50	-3,80	-3,68	-8,26	-8,22	-6,12
ET _{máx} %-100%	8,06												
ET _{min} %-100%	0,61												
D _{máx}	6,06	6,26	6,73	2,50	5,46	4,50	-2,14	-2,16	-3,99	-5,54	-6,50	-4,20	-4,59
D _{min}	0,38	0,36	-0,59	-1,99	-2,51	-3,64	-7,89	-5,89	-3,19	-3,07	-7,65	-7,61	-5,51
Quedas de tensão no TD													
D _{máx}	-3,00	-2,20	-2,30	-2,40	-1,50	0,50	-2,60	-3,20	-1,50	-1,60	-1,80	-2,20	-2,60
D _{min}	-0,86	-0,71	-1,30	-0,72	-1,97	1,24	-0,55	-0,88	-0,51	-3,77	-3,47	-0,77	-1,73
Tap %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	5,00	0,00	5,00	10,00	5,00	5,00
Ajustado tap D _{máx}	-3,00	-2,20	-2,30	-2,40	-1,50	0,50	2,40	1,80	-1,50	3,40	8,20	2,80	2,40
Ajustado tap D _{min}	-0,86	-0,71	-1,30	-0,72	-1,97	1,24	4,45	4,12	-0,51	1,23	6,53	4,23	3,27
Quedas de tensão na BT													
D _{máx}	-1,00	-2,50	-3,00	-2,40	-2,30	-0,50	-2,20	-2,00	-1,20	-0,30	-1,80	-0,60	-2,10
D _{min}	-0,29	-0,81	-1,70	-0,72	-3,02	-1,24	-0,46	-0,55	-0,40	-0,71	-3,47	-0,21	-1,40
Primário TD D _{máx}	6,06	6,26	6,73	2,50	5,46	4,50	-2,14	-2,16	-3,99	-5,54	-6,50	-4,20	-4,59
Secundário TD D _{máx}	3,06	4,06	4,43	0,10	3,96	5,00	0,26	-0,36	-5,49	-2,14	1,70	-1,40	-2,19
No fim BT D _{máx}	2,06	1,56	1,43	-2,30	1,66	4,50	-1,94	-2,36	-6,69	-2,44	-0,10	-2,00	-4,29
Primário TD D _{min}	0,38	0,36	-0,59	-1,99	-2,51	-3,64	-7,89	-5,89	-3,19	-3,07	-7,65	-7,61	-5,51
Secundário TD D _{min}	-0,48	-0,35	-1,89	-2,71	-4,48	-2,40	-3,44	-1,77	-3,70	-1,84	-1,12	-3,38	-2,24
No fim BT D _{min}	-0,77	-1,16	-3,60	-3,43	-7,50	-3,64	-3,90	-2,31	-4,10	-2,55	-4,58	-3,59	-3,64

Demanda máxima:

$$E_{Tmáx}[\%] = 108,06\% \text{ de acordo com 3.2} \quad (3.14)$$

Demanda mínima:

$$E_{T_{\min}}[\%] \leq 106,38\% \text{ de acordo com 3.3} \quad (3.15)$$

$$E_{T_{\min}}[\%] \geq 100,61\% \text{ de acordo com 3.4} \quad (3.16)$$

3.4 Exemplo da definição da lei de controle da SE:

Com os valores calculados no exemplo do item 3.5, pode-se, agora, proceder à construção da lei de controle da SE com o uso das faixas desejáveis de tensão obtidas para cada um dos alimentadores.

A tensão ideal em demanda máxima é definida para cada alimentador como um valor único. Desta forma, deve-se fazer a média dos valores ideais para cada alimentador, ponderados pela sua potência ativa, conforme apresentado abaixo:

$$E_{T_{\max}}[\%] = \frac{P_{\max \text{ Alimentador } 1} E_{T_{\max}}[\%]_{\text{Alimentador } 1} + P_{\max \text{ Alimentador } 2} E_{T_{\max}}[\%]_{\text{Alimentador } 2} + \dots}{P_{\max \text{ Alimentador } 1} + P_{\max \text{ Alimentador } 2} + \dots + P_{\max \text{ Alimentador } (n)}} + \dots$$

$$\dots + \frac{P_{\max \text{ Alimentador } (n)} E_{T_{\max}}[\%]_{\text{Alimentador } (n)}}{P_{\max \text{ Alimentador } 1} + P_{\max \text{ Alimentador } 2} + \dots + P_{\max \text{ Alimentador } (n)}}$$

o que resulta para os três alimentadores apresentados:

$$E_{T_{\max}}[\%] = \frac{1555,00 \times 107,5 + 1215,71 \times 107,0 + 108,06 \times 363,24}{1555,00 + 1215,71 + 363,24} = 107,37\%$$

O regime de tensão no primeiro alimentador não sofre nenhuma alteração substancial, pois 7,37% é próximo dos 7,5% obtidos no ajuste individual do alimentador, e a pequena redução na tensão em demanda máxima não causa

nenhuma tensão fora de padrão para este alimentador. Isto pode ser verificado no quadro 3.8

Provavelmente o alimentador 2 também não sofrerá qualquer alteração de tap's, mas sua tensão nos bornes do transformador 1 ficará fora de padrão, algo que não poderá ser solucionado pelo simples ajuste dos elementos reguladores de tensão neste método, como é mostrado adiante no quadro 3.9.

Para o alimentador 3 a redução da tensão em demanda máxima não ocasionará quaisquer modificações nos tap's pois $V_{\text{nominal}}+7,34\%$ é valor aceitável para este alimentador, como é apresentado adiante no quadro 3.10.

A tensão na barra da SE em demanda mínima foi definida para cada alimentador como uma faixa de valores aceitáveis (3.9), (3.10), (3.12), (3.13), (3.15), (3.16), que deve então ser composta de modo a satisfazer todos os alimentadores da melhor forma possível.

Para a composição das soluções particulares para cada alimentador em demanda mínima, é necessário observar a situação dos alimentadores, de modo a determinar a melhor forma de criar a solução geral para a demanda mínima da SE. Três situações merecem uma análise de como compor a solução em demanda mínima para a SE.

Quando todos os alimentadores podem compor uma faixa que satisfaz a todos eles, nenhum cálculo é necessário e esta faixa define a solução para a demanda mínima como mostra a figura 3.7.

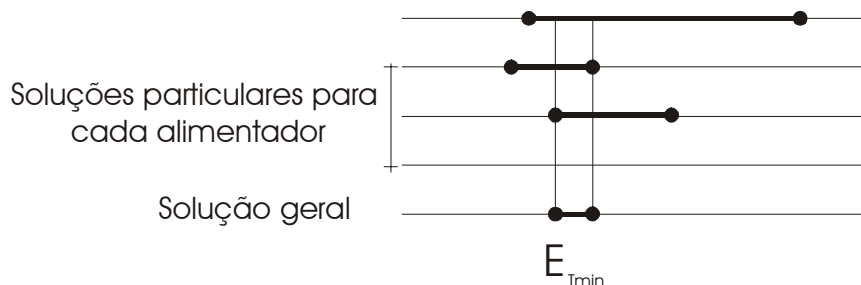


Figura 3.7 – Definição da faixa de controle de tensão que atende a todos os alimentadores

Quando é possível compor uma faixa que serve a maioria dos alimentadores, mas há um alimentador “desgarrado”, neste caso o ideal seria destacar o alimentador “desgarrado” e tratá-lo separadamente, redistribuindo parte de sua carga, instalando um regulador de tensão, reconduzindo o alimentador, ou mesmo passando-o para outro transformador ou SE. Estas soluções são em geral caras e/ou não podem ser adotadas de pronto e, neste caso, pode-se compor o ponto externo da faixa que serve aos demais alimentadores com o ponto mais próximo da faixa que serve ao alimentador “desgarrado” como mostra a figura 3.8.

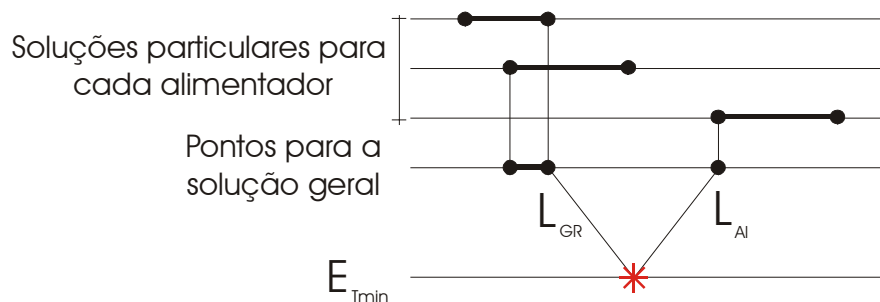


Figura 3.8 – Definição do ponto para controle de tensão no caso da ocorrência de um alimentador “desgarrado”

Neste caso, a solução acima pode ser matematicamente descrita como:

$$E_{T\min}[\%] = \frac{P_{Gr}L_{Gr} + P_{Al}L_{Al}}{P_{Gr} + P_{Al}}$$

Onde:

P_{Gr} é a potência do grupo de alimentadores com uma faixa comum para $E_{T\min}$;

P_{Al} é a potência do alimentador “desgarrado” do ponto de vista do controle de tensão;

L_{Gr} e L_{Al} são definidos na figura 3.8.

Ainda é possível que os alimentadores tenham características diferentes e não seja possível estabelecer uma faixa que sirva ao grupo. Neste caso, ter-se-ia de separar muitos alimentadores, ou tentar minimizar o problema gerado pelas suas diferenças, buscando um ponto central, através da composição das faixas médias de cada alimentador como mostra a figura 3.9.

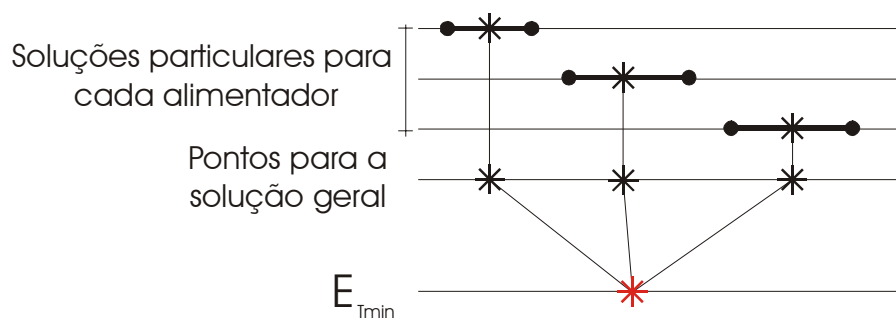


Figura 3.9 - Definição do ponto para controle de tensão para alimentadores heterogêneos

Neste caso, a solução para o problema pode ser descrita matematicamente como:

$$E_{Tmin} [\%] = \frac{P_1 M_1 + P_2 M_2 + \dots + P_J M_J}{P_1 + P_2 + \dots + P_J}$$

Onde:

P_j é a potência do alimentador j com $j = 1, 2, \dots, J$

M_j é o ponto médio da faixa de controle de tensão escolhida para cada alimentador j .

Também é possível analisar todos os transformadores de uma SE com o mesmo procedimento empregado para um único alimentador, o que reduz o

volume de cálculos necessários à solução do problema, mas também dificulta a identificação de alimentadores problemáticos que devam ser tratados em separado.

No exemplo analisado, as tensões em demanda mínima para o alimentador 3 são muito diferentes daquelas para os alimentadores 1 e 2 de modo que, neste caso, pode-se colocar este alimentador sob controle independente de tensão ou, caso isto não seja possível, buscar uma tensão intermediária entre a faixa de tensão que satisfaz os alimentadores 1 e 2 e a que satisfaz o alimentador 3.

Faixa para alimentadores 1 e 2:

$$98,51\% < E_{T_{\min}}[\%] < 99,89\%$$

Faixa para alimentador 3:

$$100,61\% < E_{T_{\min}}[\%] < 106,38\%$$

Os valores mais próximos das duas faixas são o limite superior para os alimentadores 1 e 2 e inferior para o alimentador 3.

Buscar-se-á um valor intermediário que cause o menor prejuízo para os consumidores de ambos os alimentadores através da média ponderada dos valores mais próximos das faixas de tensão dos alimentadores, o que resulta:

$$E_{T_{\min}[\%]} = \frac{(1555,00 + 1215,71) \times 99,89 + 363,24 \times 100,61}{1555,00 + 1215,71 + 363,24} = 99,95\%$$

Deve-se, agora, reajustar os tap's dos transformadores de acordo com as novas tensões em demanda máxima e mínima de forma análoga à empregada no primeiro ajuste, ou seja:

- se a tensão no fim de uma linha de BT, na demanda máxima ou na mínima, cair abaixo do limite inferior da tensão admissível, muda-se o tap para o

valor imediatamente superior, repetindo a verificação. Se a tensão continuar abaixo do limite inferior, passa-se ao tap seguinte;

- se a alteração do tap do transformador se dá em função da queda em demanda mínima ser maior que a permissível, é necessário verificar se este aumento não causa uma tensão na demanda máxima maior que a permissível. Se isto ocorrer, prevalece o tap que produz um nível de tensão adequado em demanda máxima.

Estes processos então resultam nos perfis de tensão, ajustados para cada alimentador mostrados nos quadros 3,8-3,10:

Quadro 3.8 - Reajuste dos tap's dos TD's do alimentador 1

Transformador	AS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Demanda kVA																
Fp	0,8	VI	13800													
Smáx	30,00	100,00	50,00	100,00	75,00	75,00	100,00	20,00	30,00	75,00	100,00	45,00	30,00	150,00	75,00	225,00
Smin	10,00	50,00	225,00	30,00	20,00	40,00	50,00	75,00	15,00	10,00	30,00	5,00	10,00	50,00	20,00	75,00
Dmáx/Dmin	3,00	2,00	0,22	3,33	3,75	1,88	2,00	0,27	2,00	7,50	3,33	9,00	3,00	3,00	3,75	3,00
Quedas de tensão na rede primária da SE até cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima																
Dmáx	0,00	-1,85	-3,59	-5,10	-6,50	-7,83	-9,08	-10,22	-11,28	-12,32	-13,28	-14,13	-14,93	-15,70	-16,33	-16,88
Dmin	0,00	-0,56	-1,06	-1,52	-1,95	-2,36	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61	-4,79	-4,95
ETmáx%-100%	7,37															
ETmin%-100%	-0,05															
Dmáx	7,37	5,52	3,78	2,27	0,87	-0,46	-1,71	-2,85	-3,91	-4,95	-5,91	-6,76	-7,56	-8,33	-8,96	-9,51
Dmin	-0,05	-0,61	-1,11	-1,57	-2	-2,41	-2,78	-3,1	-3,39	-3,68	-3,95	-4,2	-4,43	-4,66	-4,84	-5,00
Quedas de tensão no TD																
Dmáx	-2,50	-2,60	-0,60	-2,70	-2,60	-3,00	-3,00	-0,65	-2,40	-2,30	-2,70	-2,00	-2,30	-2,40	-2,20	-2,30
Dmin	-0,83	-1,30	-2,70	-0,81	-0,69	-1,60	-1,50	-2,44	-1,20	-0,31	-0,81	-0,22	-0,77	-0,80	-0,59	-0,77
Tap %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Ajustado tap Dmáx	-2,50	-2,60	-0,60	-2,70	-2,60	-3,00	-3,00	4,35	2,60	2,70	2,30	3,00	7,70	7,60	7,80	7,70
Ajustado tap Dmín	-0,83	-1,30	-2,70	-0,81	-0,69	-1,60	-1,50	2,56	3,80	4,69	4,19	4,78	9,23	9,20	9,41	9,23
Quedas de tensão na BT																
Dmáx	0,00	-2,50	-0,50	-2,60	-2,60	-2,30	-2,60	-0,70	-2,50	-2,60	-2,50	-2,70	-2,80	-2,30	-2,50	-2,60
Dmin	0,00	-1,25	-2,25	-0,78	-0,69	-1,23	-1,30	-2,63	-1,25	-0,35	-0,75	-0,30	-0,93	-0,77	-0,67	-0,87
Primário TD Dmáx	7,37	5,52	3,78	2,27	0,87	-0,46	-1,71	-2,85	-3,91	-4,95	-5,91	-6,76	-7,56	-8,33	-8,96	-9,51
Secundário TD Dmáx	4,87	2,92	3,18	-0,43	-1,73	-3,46	-4,71	1,50	-1,31	-2,25	-3,61	-3,76	0,14	-0,73	-1,16	-1,81
No fim BT Dmáx	4,87	0,42	2,68	-3,03	-4,33	-5,76	-7,31	0,80	-3,81	-4,85	-6,11	-6,46	-2,66	-3,03	-3,66	-4,41
Primário TD Dmin	-0,05	-0,61	-1,11	-1,57	-2	-2,41	-2,78	-3,1	-3,39	-3,68	-3,95	-4,2	-4,43	-4,66	-4,84	-5
Secundário TD Dmin	-0,88	-1,91	-3,81	-2,38	-2,69	-4,01	-4,28	-0,53	0,41	1,02	0,24	0,58	4,8	4,54	4,57	4,23
No fim BT Dmin	-0,88	-3,16	-6,06	-3,16	-3,39	-5,24	-5,58	-3,16	-0,84	0,67	-0,51	0,28	3,87	3,77	3,9	3,37

Quadro 3.9 - Reajuste dos tap's dos TD's do alimentador 2

Transformador	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Demanda kVA														
Fp	0.8	VI	13800											
Smáx	662,08	19,28	44,82	44,82	7,24	40,28	1,59	193,87	30,79	2,67	2,70	9,96	28,28	127,32
Smin	128,51	3,74	11,83	11,83	1,40	7,81	0,76	37,63	81,81	0,52	0,52	3,00	5,49	24,71
Dmáx/Dmin	5,15	5,15	3,79	3,79	5,16	5,15	2,10	5,15	0,38	5,14	5,21	3,31	5,15	5,15
Quedas de tensão na rede primária da SE até cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima														
Dmáx	0,00	-1,60	-3,00	-5,50	-6,80	-7,93	-10,22	-10,56	-11,29	-12,36	-13,45	-15,22	-16,20	-17,50
Dmin	-0,20	-0,56	-1,06	-1,52	-1,95	-2,36	-2,73	-3,05	-3,34	-3,63	-3,90	-4,15	-4,38	-4,61
ETmáx%-100%	7,37													
ETmin%-100%	-0,05													
Dmáx	7,37	5,77	4,37	1,87	0,57	-0,56	-2,85	-3,19	-3,92	-4,99	-6,08	-7,85	-8,83	-10,13
Dmin	-0,25	-0,61	-1,11	-1,57	-2	-2,41	-2,78	-3,1	-3,39	-3,68	-3,95	-4,2	-4,43	-4,66
Quedas de tensão no TD														
Dmáx	-2,00	-2,20	-2,30	-2,40	-1,50	-3,00	-2,60	-3,20	-1,50	-1,60	-1,80	-2,20	-2,60	-2,20
Dmin	-0,39	-0,43	-0,61	-0,63	-0,29	-0,58	-1,24	-0,62	-3,99	-0,31	-0,35	-0,66	-0,50	-0,43
Tap %	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	10	10
Ajustado tap Dmáx	-2,00	-2,20	-2,30	-2,40	-1,50	2,00	2,40	1,80	3,50	3,40	3,20	2,80	7,40	7,80
Ajustado tap Dmin	-0,39	-0,43	-0,61	-0,63	-0,29	4,42	3,76	4,38	1,01	4,69	4,65	4,34	9,50	9,57
Quedas de tensão na BT														
Dmáx	-1,00	-2,50	-3,00	-2,40	-2,30	-2,80	-2,20	-2,00	-1,20	-0,30	-1,80	-0,60	-2,10	-1,75
Dmin	-0,19	-0,49	-0,79	-0,63	-0,45	-0,54	-1,05	-0,39	-3,19	-0,06	-0,35	-0,18	-0,41	-0,34
Primário TD Dmáx	7,37	5,77	4,37	1,87	0,57	-0,56	-2,85	-3,19	-3,92	-4,99	-6,08	-7,85	-8,83	-10,13
Secundário TD Dmáx	5,37	3,57	2,07	-0,53	-0,93	1,44	-0,45	-1,39	-0,42	-1,59	-2,88	-5,05	-1,43	-2,33
No fim BT Dmáx	4,37	1,07	-0,93	-2,93	-3,23	-1,36	-2,65	-3,39	-1,62	-1,89	-4,68	-5,65	-3,53	-4,08
Primário TD Dmin	-0,25	-0,61	-1,11	-1,57	-2,00	-2,41	-2,78	-3,1	-3,39	-3,68	-3,95	-4,20	-4,43	-4,66
Secundário TD Dmin	-0,64	-1,03	-1,72	-2,21	-2,29	2,01	0,98	1,28	-2,38	1,01	0,7	0,14	5,06	4,91
No fim BT Dmin	-0,83	-1,52	-2,51	-2,84	-2,74	1,47	-0,06	0,90	-5,57	0,95	0,36	-0,04	4,65	4,57

Quadro 3.10 - Reajuste dos tap's dos TD's do alimentador 3

Transformador	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Demanda kVA													
Fp	0,8	VI	13800										
Smáx	52,30	20,30	40,20	40,35	7,65	10,33	10,22	112,80	30,33	2,65	2,70	9,96	23,45
Smin	15,00	6,55	22,80	12,10	10,05	25,60	2,15	30,88	10,22	6,25	5,20	3,50	15,60
Dmáx/Dmin	3,49	3,10	1,76	3,33	0,76	0,40	4,75	3,65	2,97	0,42	0,52	2,85	1,50
Quedas de tensão na rede primária da SE até cada transformador nos horários de demanda máxima e mínima													
Dmáx	-2,00	-1,80	-1,33	-5,56	-2,60	-3,56	-10,20	-10,22	-12,05	-13,60	-14,56	-12,26	-12,65
Dmin	-0,23	-0,25	-1,20	-2,60	-3,12	-4,25	-8,50	-6,50	-3,80	-3,68	-8,26	-8,22	-6,12
ETmáx%-100%		7,37											
ETmin%-100%		0,17											
Dmáx	5,37	5,57	6,04	1,81	4,77	3,81	-2,83	-2,85	-4,68	-6,23	-7,19	-4,89	-5,28
Dmin	-0,06	-0,08	-1,03	-2,43	-2,95	-4,08	-8,33	-6,33	-3,63	-3,51	-8,09	-8,05	-5,95
Quedas de tensão no TD													
Dmáx	-3,00	-2,20	-2,30	-2,40	-1,50	0,50	-2,60	-3,20	-1,50	-1,60	-1,80	-2,20	-2,60
Dmin	-0,86	-0,71	-1,30	-0,72	-1,97	1,24	-0,55	-0,88	-0,51	-3,77	-3,47	-0,77	-1,73
Tap %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	5,00	0,00	5,00	10,00	5,00	5,00
Ajustado tap Dmáx	-3,00	-2,20	-2,30	-2,40	-1,50	0,50	2,40	1,80	-1,50	3,40	8,20	2,80	2,40
Ajustado tap Dmin	-0,86	-0,71	-1,30	-0,72	-1,97	1,24	4,45	4,12	-0,51	1,23	6,53	4,23	3,27
Quedas de tensão na BT													
Dmáx	-1,00	-2,50	-3,00	-2,40	-2,30	-0,50	-2,20	-2,00	-1,20	-0,30	-1,80	-0,60	-2,10
Dmin	-0,29	-0,81	-1,70	-0,72	-3,02	-1,24	-0,46	-0,55	-0,40	-0,71	-3,47	-0,21	-1,40
Primário TD Dmáx	5,37	5,57	6,04	1,81	4,77	3,81	-2,83	-2,85	-4,68	-6,23	-7,19	-4,89	-5,28
Secundário TD Dmáx	2,37	3,37	3,74	-0,59	3,27	4,31	-0,43	-1,05	-6,18	-2,83	1,01	-2,09	-2,88
No fim BT Dmáx	1,37	0,87	0,74	-2,99	0,97	3,81	-2,63	-3,05	-7,38	-3,13	-0,79	-2,69	-4,98
Primário TD Dmin	-0,28	-0,3	-1,25	-2,65	-3,17	-4,3	-8,55	-6,55	-3,85	-3,73	-8,31	-8,27	-6,17
Secundário TD Dmin	-1,14	-1,01	-2,55	-3,37	-5,14	-3,06	-4,1	-2,43	-4,36	-2,5	-1,78	-4,04	-2,9
No fim BT Dmin	-1,43	-1,82	-4,26	-4,09	-8,16	-4,3	-4,56	-2,97	-4,76	-3,21	-5,24	-4,25	-4,3

Para redes com cargas homogêneas, é possível ajustar os elementos reguladores de tensão através da análise do regime de operação em demanda

máxima e mínima, pois este é um método simples e capaz de bons resultados, nestes casos.

Isto fica visível, observando o exemplo deste capítulo onde apenas 3 dos 40 transformadores ajustados apresentaram algum tipo de problema com relação ao nível de tensão que entregam a seus consumidores.

Atualmente muitas concessionárias possuem softwares para estimação de estado capazes de definir fluxo de carga e regime de tensão para os horários de demanda máxima e mínima.

Considerando isto, o algoritmo foi modificado com o objetivo de produzir resultados mais adequados, através da realização do processamento do reajuste dos tap's dos TD's e da lei de controle da SE de forma iterativa.

A modificação do procedimento para reajuste de tensão, com base na análise em demanda máxima e mínima, proposta neste trabalho, faz com que este procedimento possa tratar de redes com um maior grau de heterogeneidade de suas cargas, fazendo com que seja possível aplicá-lo a um maior número de redes de distribuição com resultados satisfatórios.

Como critério para análise da eficiência da solução proposta, é utilizado o valor da energia consumida fora de padrão.

Capítulo 4

OTIMIZAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO ATRAVÉS DA MINIMIZAÇÃO DA ENERGIA FORNECIDA FORA DE PADRÃO

Uma maneira mais precisa para ajustar os equipamentos de regulação de tensão em um sistema de distribuição consiste em analisar não somente os horários de demanda máxima e mínima, mas o comportamento da tensão no total das 24 horas do dia, de acordo com as curvas de carga empregadas pela concessionária para estimar o comportamento de demanda dos seus consumidores.

Para que seja possível uma análise em 24 horas, é necessário conhecer ou estimar as características de consumo a cada hora, para assim reunir dados necessários à construção do perfil de tensão de um alimentador ou SE no período de 24 horas.

Dados sobre o comportamento dos consumidores de um alimentador podem ser obtidos de diversas maneiras, seja pelo uso da carga do que é previsto no projeto do alimentador, pelo emprego de curvas típicas de carga ou pelo levantamento de carga proposto em (König, André L, 2002).

4.1 Definição de centro elétrico de carga

Quando se tem dados disponíveis sobre a demanda dos consumidores de uma SE nas 24 horas de um dia determinado como típico, pode-se utilizar um método mais completo para ajustar os equipamentos de controle de tensão da SE e dos TD's.

Este dia típico pode ser determinado para todo o ano, ou para uma ou mais estações do ano, caso a concessionária esteja interessada em fazer reajustes sazonais dos tap's de seus transformadores.

O ajuste dos tap's dos TD's não pode ser feito com frequência maior do que duas vezes por ano, geralmente no inverno e verão.

A alteração do tap implica o desligamento do TD, a fim de realizar esta operação e no deslocamento de uma equipe de manutenção até este.

As compensações das mudanças diárias das quedas de tensão somente podem ser realizadas através dos transformadores com mudança de tap sob carga, em geral instalados nas subestações. Neste caso, é impossível criar níveis ótimos de tensão para todos os consumidores, para todos os períodos de tempo.

Por isto, este trabalho propõe metodologia e algoritmos que permitem ajustar os meios básicos de controle de tensão a fim de fornecer, em qualquer período de tempo, energia com nível de tensão ótimo para o ponto da rede chamado de centro de carga.

Naturalmente, pode-se definir o centro de carga para uma rede secundária de um transformador, para um conjunto de TD's (um alimentador, por exemplo) ou ainda para uma SE inteira.

O valor da média ponderada pela potência de uma grandeza elétrica $f(\phi)$ é definido matematicamente como:

$$f_{cc}(\phi) = \frac{P_1 f_1(\phi) + P_2 f_2(\phi) + P_3 f_3(\phi) + \dots + P_n f_n(\phi)}{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n}$$

Para o controle de tensão, a grandeza de interesse é a queda de tensão até cada uma das cargas em um dado momento. Neste algoritmo proposto, é analisado como referência o ponto chamado centro de carga.

A queda de tensão até o centro de carga pode ser definida da seguinte forma:

$$\Delta U_{ccSEh}[\%] = \frac{\Delta U_{(1;h)}[\%]P_{(1;h)} + \Delta U_{(2;h)}[\%]P_{(2;h)} + \Delta U_{(3;h)}[\%]P_{(3;h)} + \dots + \Delta U_{(n;h)}[\%]P_{(n;h)}}{P_{(1;h)} + P_{(2;h)} + P_{(3;h)} + \dots + P_{(n;h)}} \quad (4.1)$$

Onde:

$\Delta U_{ccSE}[\%]$ é a queda de tensão em percentual da tensão nominal da SE até o seu centro de carga;

$\Delta U_{(n;h)}[\%]$ é a queda de tensão em percentual da tensão nominal entre a SE e a carga n;

$P_{(n;h)}$ é a demanda em kW da carga n na hora h.

Pode-se considerar como tensão mais adequada, do ponto do consumidor, a tensão nominal, ou a tensão que divide a faixa de tolerância da norma ao meio. Qualquer que seja o valor adotado, este será o nível de tensão a ser fornecido ao centro de carga da SE.

O ponto central passa a ser o cálculo da queda de tensão até o centro de carga da SE e o posterior ajuste de todos os meios de controle de tensão, de modo que o centro de carga receba tensão adequada.

Para que seja mais fácil calcular a queda de tensão até o centro de carga de uma SE, é necessário definir o centro de carga de cada um de seus TD's, para formar os centros de carga dos alimentadores e, com a composição destes, obter o centro de carga da SE.

Este processo necessita, primeiramente, do cálculo do centro de carga de cada uma das redes secundárias através dos modelos apropriados descritos no capítulo 5.

A seguir, deve-se calcular a queda de tensão nos transformadores em função de sua impedância interna através de:

$$\Delta U_{TR(i,h)}[\%] = \frac{(I'_{c(i,h)} Z')}{U'_n} \times 100\% \quad (4.2)$$

ou usando valores de impedância referidos ao secundário:

$$\Delta U_{TR(i,h)}[\%] = \frac{(I''_{c(i,h)} Z'')}{U''_n} \times 100\%$$

Se a impedância interna dos transformadores não é conhecida pela empresa, pode-se estimar a queda de tensão para qualquer carregamento, usando valores de queda de tensão máximos admissíveis através de:

$$\Delta U_{TR(i,h)}[\%] = \frac{P_{TR(i,h)}}{P_{TR(i,nom)}} \times \Delta U_{TR(Máx)}[\%]$$

Onde:

$\Delta U_{TR(i,h)}[\%]$ é a queda de tensão no transformador “i” na hora “h” na forma percentual;

$I'_{c(i,h)}$ é a corrente de carga do transformador no lado de alta tensão na hora h;

$I''_{c(i,h)}$ é a corrente de carga do transformador no lado de baixa tensão na hora h;

Z' é a impedância total do transformador refletida para a tensão primária;

Z'' é a impedância total do transformador refletida para a tensão secundária;

U_n é a tensão nominal do TD em volts;

$P_{TR(i,h)}$ é a potência fornecida pelo transformador “i” na hora “h” em kW;

$P_{TR(i,nom)}$ é a potência nominal do transformador “i” na hora “h” em kW;

$\Delta U_{TR(i,Máx)}[\%]$ é a máxima queda de tensão admitida para o transformador sob carga nominal.

Uma vez calculada a queda de tensão do TD até o centro de carga da rede secundária e a queda de tensão devido à impedância interna do TD, pode-se, então, obter a queda de tensão entre a SE e o centro de carga do transformador.

Neste momento, isto se faz ainda sem considerar a influência do tap ($E^{(i)}[\%] = 0$) do TD que ainda não foi ajustado.

$$\Delta U_{ccTD(i,h)}[\%] = 100\% - E_{T(h)} + \Delta U_{P(i,h)}[\%] + \Delta U_{Td(i,h)}[\%] - E^{(e)}[\%] + \dots + \Delta U_{CC(i,h)}[\%] \quad (4.3)$$

$$i = 1, \dots, I, \quad h = 1, \dots, H$$

Onde:

$E_{T(h)}$ é a tensão na barra secundária do transformador da SE em percentual da nominal;

$\Delta U_{ccTD(i,h)}[\%]$ é a queda de tensão da barra secundária do transformador da SE até o centro de carga do transformador “i” na hora “h” em percentual da tensão nominal;

$\Delta U_{P(i,h)}$ é a queda de tensão da barra secundária do transformador da SE até os bornes de alta tensão do transformador “i” na hora “h” em percentual da tensão nominal;

$\Delta U_{Td(i,t)}[\%]$ é a queda de tensão no transformador “i” na hora “h” em percentual da tensão nominal, devido à passagem da corrente de carga pela impedância interna do transformador;

$E_i^{(e)}$ corresponde à elevação de tensão produzida pelo tap “e” do transformador “i” na forma percentual;

$\Delta U_{cc(i,h)}[\%]$ é a queda de tensão da barra secundária do TD até o centro de carga da rede de baixa tensão do transformador “i” na hora “h” em percentual da tensão nominal;

I é o número de transformadores no conjunto de redes analisado;

H é a quantidade de degraus da curva de carga utilizada (geralmente 24 para 24 horas).

Pode-se definir o centro de carga de cada alimentador componente da SE para cada período de tempo h através de:

$$\Delta U_{ccA(j,h)}[\%] = \frac{\Delta U_{ccTD(1,h)}[\%]P_{Tr(1,h)} + \Delta U_{ccTD(2,h)}[\%]P_{Tr(2,h)} + \dots + \Delta U_{ccTD(i,h)}[\%]P_{Tr(i,h)} + \dots}{P_{Tr(1,h)} + P_{Tr(2,h)} + \dots + P_{Tr(i,h)} + \dots + P_{Tr(n,h)}} + \dots$$

$$+ \frac{\Delta U_{ccTD(I,h)}[\%]P_{TR(I,h)}}{P_{Tr(1,h)} + P_{Tr(2,h)} + \dots + P_{Tr(i,h)} + \dots + P_{Tr(I,h)}}$$

$$j = 1, \dots, J, \quad i = 1, \dots, I \quad \text{e} \quad h = 1, \dots, H \quad (4.4)$$

Onde:

$\Delta U_{ccA(j,h)}[\%]$ é a queda de tensão em percentual da tensão nominal até o centro de carga do alimentador “j” na hora “h”;

$P_{Tr(i,h)}$ é a potência ativa em kW fornecida à rede secundária através do transformador “i” na hora “h”;

i é o número de transformador do alimentador j com $i \in j$ e $j=1, \dots, J$;

I corresponde ao número total de transformadores do alimentador j.

Pode-se, então, empregando as informações sobre a queda de tensão da SE até os centros de carga de cada alimentador, usando (4.3), obter o centro de carga da SE como um todo através de (4.4) que resulta:

$$\Delta U_{ccSE(h)}[\%] = \frac{\Delta U_{ccA(1,h)}[\%]P_{A(1,h)} + \Delta U_{ccA(2,h)}[\%]P_{A(2,h)} + \dots + \Delta U_{ccA(j,h)}[\%]P_{A(j,h)} + \dots + \Delta U_{ccA(J,h)}[\%]P_{A(J,h)}}{P_{A(1,h)} + P_{A(2,h)} + \dots + P_{A(j,h)} + \dots + P_{A(J,h)}}$$

$$h=1,2,\dots,24 \quad (4.5)$$

Onde:

$\Delta U_{ccSE(h)}[\%]$ é a queda de tensão em percentual da tensão nominal da barra do secundária da SE até o seu centro de carga na hora “h”;

$\Delta U_{ccA(j;h)}[\%]$ é a queda de tensão em percentual da tensão nominal da SE até o centro de carga do alimentador “j” na hora “h”;

$P_{A(j;h)}$ é a potência ativa em kW fornecida ao alimentador “j” na hora “h”;

1,2,3...j...J é o número de ordem dos alimentadores;

J é o número total de alimentadores de uma SE.

4.2 Ajuste dos tap's dos TD's e da lei de controle de tensão

O processo descrito em 4.1 permite analisar uma dada SE e localizar o seu centro de carga. Com base nestes resultados pode-se, então, tratar de construir um procedimento que permita ajustar os tap's dos TD's e definir parâmetros da lei de controle de tensão para a SE.

O ajuste dos tap's dos transformadores de cada alimentador é dependente da lei de controle de tensão e vice-versa, portanto é mais conveniente ajustar os tap's e a lei de controle de tensão em um processo iterativo.

A estrutura básica deste processo iterativo consiste em partir de um ajuste inicial dos tap's, construir a lei de controle de tensão e, depois, reajustar os tap's e recalcular a lei de controle de tensão iterativamente até que a condição estabelecida para a parada dos cálculos seja satisfeita.

Se estiver analisando uma rede nova na primeira iteração, considera-se que a elevação de tensão produzida pelo tap de cada transformador é igual a zero.

A mesma solução pode ser adotada, quando não se dispõe de dados sobre tap's reais.

Em todas as iterações, os tap's são ajustados de acordo com as faixas abaixo, definidas em função da queda de tensão SE média diária até o centro de carga do transformador.

$$\Delta U_{ccM(i)}^k [\%] = \frac{\Delta U_{ccTD(i;1)} [\%] P_{(i;1)} + \Delta U_{ccTD(i;2)} [\%] P_{(i;2)} + \Delta U_{ccTD(i;3)} [\%] P_{(i;3)} + \dots + \Delta U_{ccTD(i;24)} [\%] P_{(i;24)}}{P_{(1;h)} + P_{(2;h)} + \dots + P_{(1;24)}} - E_i^{(e;k-1)} \quad (4.6)$$

Onde:

$\Delta U_{ccM(i)}^k [\%]$ é a queda de tensão média diária ponderada pela carga (demanda) em percentual da tensão nominal entre a SE e o centro de carga do transformador “i”;

$E_i^{(e)}$ corresponde à elevação de tensão produzida pelo tap “e” do transformador “i” na forma percentual definido na iteração k-1;

$\Delta U_{ccTD(i;h)} [\%]$ é a queda de tensão da SE até o centro de carga do transformador “i” na hora “h” em percentual da tensão nominal;

$P_{(i;h)}$ é a potência ativa fornecida pelo transformador “i” na hora “h”.

Quadro 4.1 - Faixas de tensão para ajuste dos tap's dos TD's

TAP	Tensão nos bornes de alta tensão do TD
1	$U_{ccM(i)} [\%] > 100\% - E^{(2)} [\%]$
2	$100\% - E^{(2)} [\%] \geq U_{ccM(i)} [\%] > 100\% - E^{(3)} [\%]$
3	$100\% - E^{(3)} [\%] \geq U_{ccM(i)} [\%]$

Inicia-se, então, o processo iterativo de determinação do centro de carga e reajuste dos tap's de cada transformador conectado à SE em questão.

A primeira iteração consiste no seguinte procedimento:

- inicialmente calcula-se a queda de tensão até o centro de carga da SE de acordo com as equações (4.1) - (4.5) para cada uma das 24 horas do dia;

- a seguir calcula-se a tensão média em 24 horas, ponderada pela potência da barra secundária do transformador da SE até o centro de carga para cada um dos TD's da SE através da equação 4.6:

Usa-se, a cada iteração, o quadro 4.1 para definir o tap a ser indicado. Esta escolha permite a minimização da quantidade de energia fora de padrão fornecida pelo transformador a seus consumidores no que se refere ao nível de tensão.

Com o conhecimento da queda de tensão da barra de baixa tensão do transformador da SE até o seu centro de carga e os tap's dos transformadores desta primeira iteração, deve-se realizar uma segunda iteração.

Para todas as iterações seguintes, a queda de tensão entre a barra secundária da SE e o centro de carga de cada um de seus TD's será dada por:

$$\Delta U_{ccTD(i,h)}^k [\%] = \Delta U_{ccTD(i,h)}^{(k-1)} [\%] + (E^{(i;k-1)} - E^{(i;k-2)}) - (E_{T(h)}^{k-1} - 100\%) \quad (4.7)$$

Onde:

“k” é o número da iteração.

A figura 4.1 ilustra a análise do processo iterativo apresentado pela equação 4.7.

A queda de tensão da SE até o centro de carga de cada alimentador para a iteração k pode ser então calculado por:

$$\Delta U_{ccA(j,h)}^k [\%] = \frac{\Delta U_{ccTD(1,h)}^k [\%] P_{Tr(1,h)} + \Delta U_{ccTD(2,h)}^k [\%] P_{Tr(2,h)} + \dots + \Delta U_{ccTD(i,h)}^k [\%] P_{Tr(i,h)} + \dots}{P_{Tr(1,h)} + P_{Tr(2,h)} + \dots + P_{Tr(i,h)} + \dots + P_{Tr(n,h)}} + \dots$$

$$+ \frac{\Delta U_{ccTD(I,h)}^k [\%] P_{TR(I,h)}}{P_{Tr(1,h)} + P_{Tr(2,h)} + \dots + P_{Tr(i,h)} + \dots + P_{Tr(I,h)}} \quad h=1,2,\dots,24 \quad (4.8)$$

A figura 4.1 ilustra o processo iterativo da equação 4.7

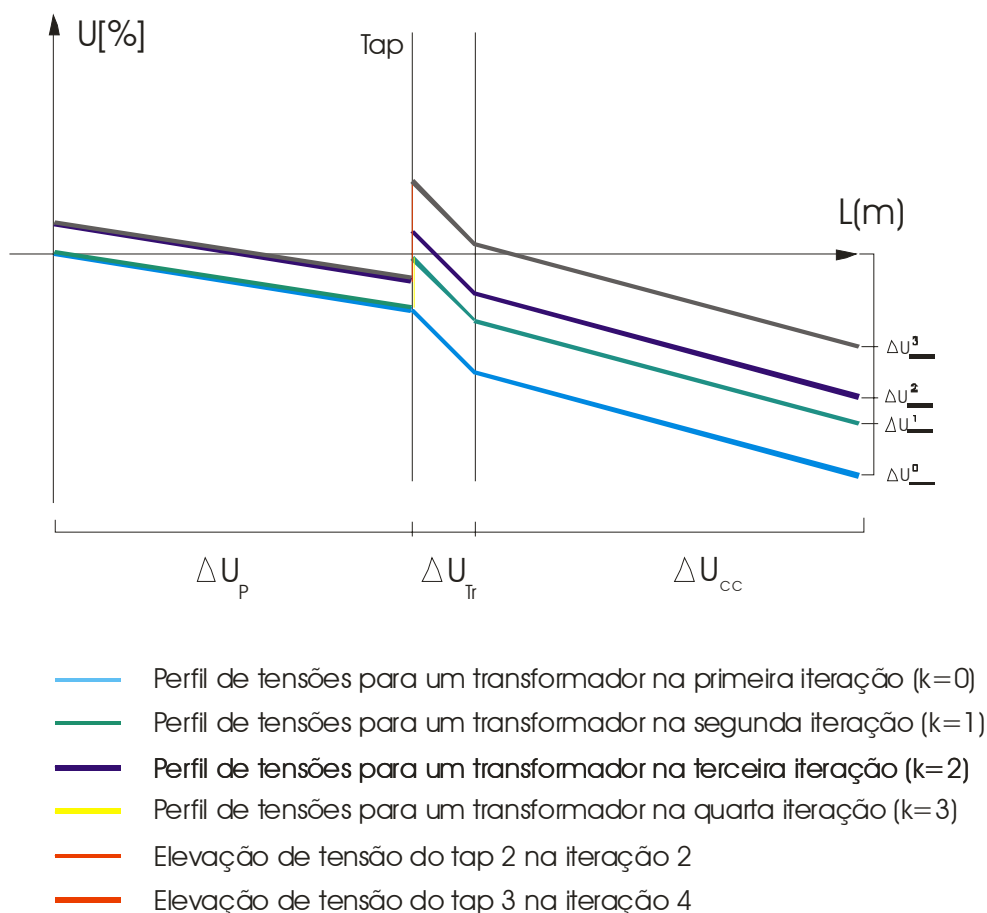


Figura 4.1 – Perfis de tensão resultantes do processo iterativo de ajuste dos meios básicos de controle de tensão

Finalmente, para cada iteração pode-se calcular a queda de tensão da barra secundária do transformador da SE até o seu centro de carga por:

$$\Delta U_{ccSE(h)}^k [\%] = \frac{\Delta U_{ccA(1;h)}^k [\%] P_{A(1;h)} + \Delta U_{ccA(2;h)}^k [\%] P_{A(2;h)} + \dots + \Delta U_{ccA(j;h)}^k [\%] P_{A(j;h)} + \dots + \Delta U_{ccA(J;h)}^k [\%] P_{A(J;h)}}{P_{A(1;h)} + P_{A(2;h)} + \dots + P_{A(j;h)} + \dots + P_{A(J;h)}}$$

$h=1,2,\dots,24$

(4.9)

O processo de ajuste da lei de controle de tensão e dos tap's dos transformadores, ligados a uma mesma SE, dá-se de forma iterativa onde cada iteração gerará para a seguinte um conjunto de tensões a serem fornecidas pela barra da SE para cada hora, dada por:

$$E_{T(h)}^k = \Delta U_{ccSE(h)}[\%] + E_{T(h)}^{k-1} \quad h=1,2,\dots,24 \quad (4.10)$$

Depois da escolha dos tap's para os transformadores e da definição da lei de controle de tensão ao final de cada iteração, faz-se a verificação da condição de convergência.

A condição de convergência é definida através da variação do valor da energia fornecida fora de padrão de uma iteração para a outra. Este valor deve ser calculado com dados da rede secundária e sua obtenção é apresentada detalhadamente no capítulo 5.

Se houve redução significativa da energia fornecida fora de padrão (o limite de variação para este valor deve ser definido pelo projetista ou engenheiro responsável da concessionária), processa-se uma nova iteração, caso contrário o processo pára.

É condição de convergência, também, a impossibilidade de fazer qualquer mudança no ajuste dos tap's dos TD's devido à inexistência de tap mais adequado.

Ao final do processo iterativo ter-se-á os tap's definidos para cada TD alimentado pela SE e o conjunto dos valores de $\Delta U_{ccSE(h)}[\%]$ (e, conseqüentemente, de $E_{T(h)}$) que serão empregados para criar a lei de controle de tensão da SE. Desta forma, todos os aumentos de tensão devem compensar a queda de tensão média diária, enquanto a lei de controle de tensão permite reagir às alterações da queda de tensão em função da mudança do carregamento da SE durante o dia.

O aumento de tensão criado pelos tap's dos TD's é permanente. Com isto, durante o horário de demanda mínima, pode ocorrer a situação onde a elevação de tensão provocada pelos tap's supera a queda de tensão na rede. Neste caso, o termo $\Delta U_{ccSE(h)}[\%]$ que representa o somatório de aumentos e quedas de tensão, poderá apresentar valor negativo, indicando que a tensão na barra secundária da SE deve ser reduzida.

Na prática, a lei de controle de tensão está relacionada com o carregamento da barra da SE. Para a implementação real da lei de controle de tensão, é necessário relacionar a tensão a ser mantida na barra secundária do transformador da SE com a corrente.

Desta forma, com $E_{T(h)}$ para todas as 24 horas do dia pode-se criar um quadro com o conjunto de pontos que irá nortear a construção da lei de controle de tensão, ordenando as tensões ótimas para a barra secundária da SE em par com a corrente da SE em cada hora.

Forma-se, então, um quadro com os valores dos pares ordenados

$(I_{c(h)} ; E_{T(h)})$.

Quadro 4.2 - Dados para a definição da lei de controle de tensão

Corrente	$I_{c(1)}$	$I_{c(2)}$	$I_{c(3)}$...	$I_{c(24)}$
$E_{T(h)}$	ΔV_{cc1}	ΔV_{cc2}	ΔV_{cc3}	...	ΔV_{cc24}

A reta que define a lei de controle de tensão da SE (figura 4.1) pode ser obtida através do método dos mínimos quadrados, com base nos dados do quadro 4.2.

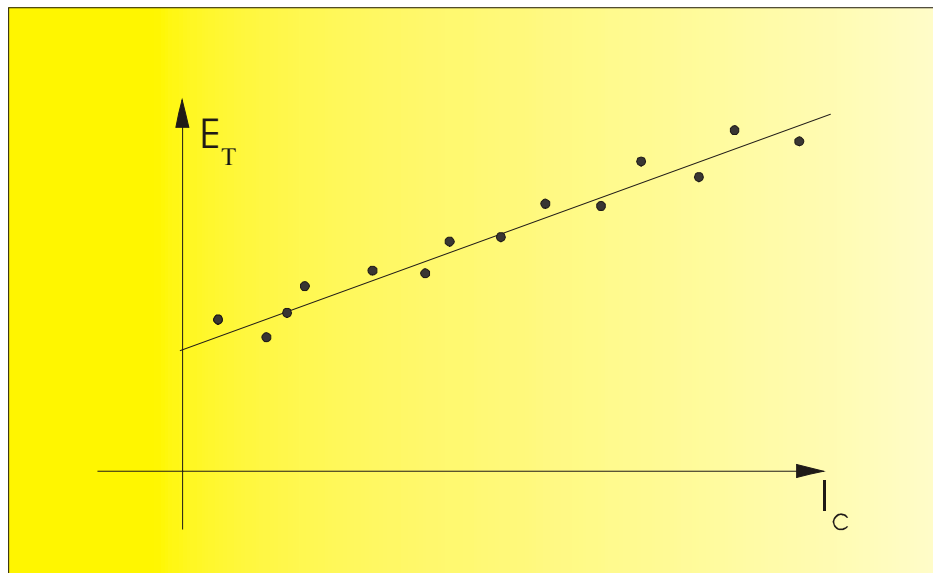


Figura 4.2 - Lei de controle de tensão

O procedimento iterativo para a definição da lei de controle e do ajuste dos tap's dos TD's passa agora a ser apresentado em um exemplo numérico com 8 transformadores em um alimentador.

Um alimentador fornece energia através de 8 TD's a seus consumidores. Este sistema opera com tensão primária nominal de 13800V e sistema secundário 380/220V.

O perfil das tensões nas barras primárias de cada transformador para as 24 horas do dia e as potências ativas e reativas são apresentadas nos quadros 4.3, 4.4 e 4.5 respectivamente.

Por tratar-se de um exemplo numérico, as equações deste capítulo, apresentadas em forma percentual, serão aqui calculadas diretamente em volts.

Antes de realizar qualquer iteração, define-se os limites da tensão média diária do quadro 4.1 para o exemplo numérico a ser calculado, o que resulta no quadro 4.6

Quadro 4.6 - Faixas de tensão primária para ajuste dos tap's dos TD's

TAP	Tensão nos bornes de alta tensão do TD
1	$U_{ccM(i)} [\%] > 361V$
2	$361V \geq U_{ccM(i)} [\%] > 323V$
3	$323V \geq U_{ccM(i)} [\%]$

Quadro 4.3 - Tensões diárias para cada TD

Transformador	<i>Tensão na barra primária para cada TD's durante as 24 horas do dia</i>																								
	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h	
1	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,79	13,79	13,78	13,77	13,77	13,78	13,78	13,77	13,76	13,76	13,76	13,76	13,78	13,78	13,78	13,78	13,79
2	13,69	13,75	13,76	13,77	13,78	13,78	13,71	13,69	13,62	13,34	13,20	13,21	13,48	13,44	13,18	13,02	13,00	12,92	12,90	12,99	13,25	13,38	13,44	13,52	
3	13,74	13,78	13,78	13,79	13,79	13,79	13,75	13,73	13,69	13,53	13,46	13,46	13,61	13,59	13,45	13,35	13,34	13,30	13,29	13,34	13,47	13,54	13,58	13,64	
4	13,69	13,75	13,76	13,77	13,78	13,78	13,71	13,69	13,62	13,34	13,20	13,21	13,48	13,44	13,18	13,02	13,00	12,92	12,90	12,99	13,25	13,38	13,44	13,52	
5	13,38	13,52	13,52	13,58	13,59	13,57	13,42	13,37	13,30	12,91	12,71	12,70	13,06	13,01	12,71	12,48	12,45	12,31	12,04	12,06	12,41	12,73	12,86	13,06	
6	13,38	13,52	13,52	13,57	13,59	13,57	13,42	13,37	13,30	12,91	12,71	12,69	13,05	13,00	12,71	12,47	12,45	12,31	12,03	12,05	12,40	12,72	12,85	13,06	
7	13,58	13,67	13,67	13,70	13,71	13,70	13,60	13,57	13,49	13,16	12,98	12,99	13,31	13,26	12,97	12,77	12,75	12,64	12,54	12,62	12,93	13,12	13,21	13,34	
8	13,52	13,62	13,62	13,66	13,67	13,66	13,54	13,50	13,43	13,08	12,89	12,89	13,23	13,18	12,88	12,67	12,65	12,53	12,38	12,44	12,77	13,00	13,10	13,25	

Quadro 4.4 - Potências ativas para cada transformador

Transformador	<i>Potências ativas demandadas pelas cargas de cada transformador durante as 24 horas do dia em kW</i>																							
	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
1	4,41	4,15	3,89	3,89	3,89	3,89	4,41	4,15	5,97	14,79	20,24	18,16	8,30	10,12	19,46	22,84	23,35	25,95	23,61	21,02	11,16	8,82	8,30	7,78
2	0,98	0,75	0,78	0,61	0,61	0,64	0,88	0,98	0,88	0,91	0,98	1,12	1,08	1,12	0,91	1,02	0,95	1,12	2,10	2,47	2,47	1,86	1,73	1,36
3	0,07	0,05	0,06	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,15	0,18	0,18	0,13	0,12	0,10
4	1,20	0,91	0,95	0,74	0,74	0,78	1,07	1,20	1,07	1,11	1,20	1,36	1,32	1,36	1,11	1,24	1,16	1,36	2,56	3,01	3,01	2,27	2,10	1,65
5	2,42	1,83	1,92	1,50	1,50	1,58	2,17	2,42	2,17	2,25	2,42	2,75	2,67	2,75	2,25	2,50	2,33	2,75	5,17	6,09	6,09	4,58	4,25	3,33
6	7,23	5,49	5,74	4,49	4,49	4,74	6,48	7,23	6,48	6,73	7,23	8,23	7,98	8,23	6,73	7,48	6,98	8,23	15,46	18,20	18,20	13,72	12,72	9,98
7	1,18	0,90	0,94	0,74	0,74	0,78	1,06	1,18	1,08	1,11	1,19	1,36	1,31	1,35	1,12	1,24	1,15	1,36	2,55	2,98	2,98	2,26	2,09	1,64
8	1,95	1,48	1,55	1,22	1,22	1,29	1,75	1,96	1,78	1,88	2,01	2,27	2,19	2,21	1,86	2,07	1,94	2,28	4,22	4,94	4,90	3,71	3,44	2,71

Quadro 4.5 - Potências reativas para cada transformador

Transformador	Potências reativas demandadas pelas cargas de cada transformador durante as 24 horas do dia em kVAR																							
	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
1	2,08	1,56	1,56	1,56	1,30	1,30	2,08	2,08	3,37	5,71	5,97	6,49	4,67	5,19	7,53	10,12	10,38	10,38	8,56	5,71	4,67	4,41	3,89	3,37
2	0,41	0,27	0,27	0,27	0,24	0,27	0,41	0,47	0,44	0,54	0,58	0,64	0,75	0,61	0,58	0,58	0,64	0,61	0,68	0,71	0,75	0,78	0,64	0,58
3	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04
4	0,50	0,33	0,33	0,33	0,29	0,33	0,50	0,58	0,54	0,66	0,70	0,78	0,91	0,74	0,70	0,70	0,78	0,74	0,83	0,87	0,91	0,95	0,78	0,70
5	1,00	0,67	0,67	0,67	0,58	0,67	1,00	1,17	1,08	1,33	1,42	1,58	1,83	1,50	1,42	1,42	1,58	1,50	1,67	1,75	1,83	1,92	1,58	1,42
6	2,99	2,00	2,00	2,00	1,75	2,00	2,99	3,49	3,24	3,99	4,24	4,74	5,49	4,49	4,24	4,24	4,74	4,49	4,99	5,24	5,49	5,74	4,74	4,24
7	0,49	0,32	0,32	0,32	0,29	0,32	0,49	0,58	0,54	0,66	0,70	0,78	0,90	0,74	0,70	0,70	0,78	0,74	0,82	0,86	0,90	0,94	0,78	0,69
8	0,82	0,55	0,55	0,56	0,49	0,55	0,82	0,94	0,90	1,13	1,20	1,34	1,51	1,22	1,19	1,21	1,34	1,28	1,42	1,48	1,49	1,55	1,28	1,15

Necessita-se calcular o ajuste dos tap's de seus TD's e plotar a reta que define a lei de controle de tensão.

Os tap's inicialmente são definidos na posição 1 (elevação de tensão igual a zero) e a tensão na barra da SE ($E_{T(h)}^0$) é inicialmente considerada igual à tensão nominal para todas as horas.

A condição de convergência é uma energia fornecida fora de padrão na iteração igual ou maior do que na iteração anterior, ou ainda, uma redução da energia fornecida fora de padrão menor do que 5% de uma iteração para outra

A impossibilidade de se alterar qualquer tap de TD também encerra o processo.

Para o exemplo, usa-se a configuração de 3 tap's nos TD's e estes geram um aumento na tensão secundária do TD igual a 0% na posição 1, 5% na posição 2 e 10%

o 3.

Primeira iteração:

Calcula-se a queda de tensão nos TD's durante o dia de acordo com a equação 4.2.

As quedas de tensão em volts nos TD's, derivadas do cálculo da equação 4.3, são apresentadas no quadro 4.7.

Obtêm-se, então, as quedas de tensão percentuais da SE até o centro de carga de cada um dos TD's através da equação 4.3 e, com estas, calcula-se as tensões de linha nestes centros de carga, apresentadas no quadro 4.8.

A seguir, calcula-se a queda de tensão média em 24 horas, ponderada pela potência da barra secundária do transformador da SE até o centro de carga para cada um dos TD's da SE através da equação 4.6 e, destes resultados, obtêm-se as tensões de linha médias diárias em volts, apresentadas no quadro 4.9.

Estas tensões são base para o ajuste do tap de cada transformador e devem ser comparadas com o quadro 4.6, obtendo-se o ajuste dos tap's que é o resultado final da primeira iteração.

Para fins de verificação da condição de convergência calcula-se, também, a energia fornecida com tensão fora de padrão, apresentada no quadro 4.9.

Segunda iteração:

Recalculam-se os valores das quedas de tensão da SE até cada um dos TD's com a equação 4.7 e, com estes valores, obtêm-se as tensões de linha no centro de carga de cada transformador, apresentadas no quadro 4.10.

Agora, usando as equações 4.8, 4.9 e 4.10 obtêm-se o conjunto de tensões a serem colocadas na barra da SE a cada hora para a curva de carga usada no ajuste dos meios básicos de controle de tensão.

Estas tensões são apresentadas no quadro 4.11 e são o resultado final da segunda iteração.

Novamente, calcula-se a energia fornecida fora de padrão e verifica-se a efetiva redução na comparação do resultado desta iteração, apresentado no quadro 4.11, com aquele da primeira iteração, mostrado no quadro 4.9

Terceira iteração

Recalculam-se novamente os valores das quedas de tensão da SE até cada um dos TD's com a equação 4.7 e, com o seu produto, recalcula-se a equação 4.6,

obtendo os novos valores de U_{ccM} para cada transformador e, com o uso do quadro 4.6, determina-se o conjunto dos tap's dos TD's que consistem no resultado final desta terceira iteração.

Como os tap's não sofreram qualquer modificação, o processo atinge uma das condições de convergência e se encerra.

A última parte, depois do final do procedimento iterativo, é obter a reta que define a lei de controle de tensão da SE. Para isto ordenar-se-á as tensões a serem mantidas a cada hora na barra da SE em par com as correntes que ela fornece nestes horários.

Para o exemplo, com os pares ordenados do quadro 4.14, a lei de controle de tensão para a SE fica definida de acordo com a figura 4.3:

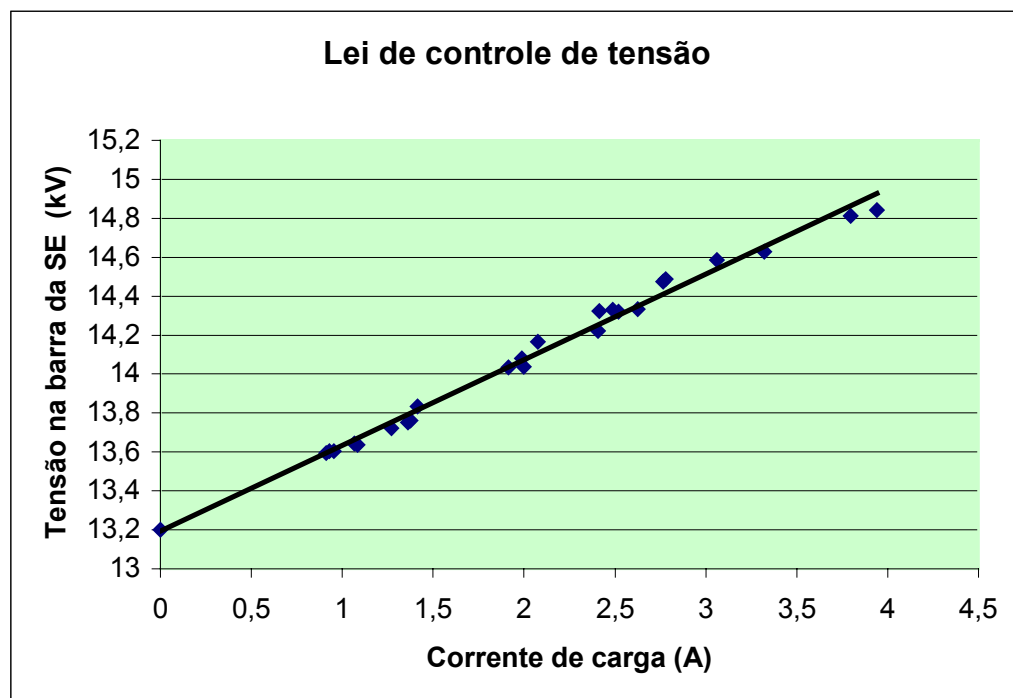


Figura 4.3 – Lei de controle de tensão para o exemplo

Quadro 4.7 - Impedância interna e quedas de tensão para os TD's

Transformador	<i>Impedância interna refletida ao lado primário e queda de tensão nos transformadores para as 24 horas do dia</i>																								
	Z'(Ω)	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
1	384,83	0,0785	0,0714	0,0675	0,0675	0,0661	0,0661	0,0785	0,0748	0,1105	0,2557	0,3404	0,3112	0,1536	0,1833	0,3367	0,4032	0,4126	0,4513	0,4056	0,3516	0,1951	0,1590	0,1478	0,1367
2	384,83	0,0172	0,0128	0,0133	0,0108	0,0105	0,0113	0,0157	0,0177	0,0161	0,0177	0,0192	0,0217	0,0217	0,0210	0,0182	0,0199	0,0196	0,0219	0,0380	0,0440	0,0433	0,0335	0,0305	0,0242
3	384,83	0,0012	0,0009	0,0010	0,0008	0,0008	0,0008	0,0011	0,0013	0,0011	0,0013	0,0014	0,0015	0,0015	0,0015	0,0013	0,0014	0,0014	0,0015	0,0026	0,0031	0,0031	0,0024	0,0022	0,0017
4	384,83	0,0210	0,0156	0,0162	0,0131	0,0128	0,0137	0,0191	0,0216	0,0196	0,0216	0,0233	0,0264	0,0264	0,0256	0,0222	0,0243	0,0239	0,0267	0,0463	0,0536	0,0527	0,0408	0,0371	0,0295
5	384,83	0,0434	0,0321	0,0334	0,0269	0,0263	0,0281	0,0395	0,0446	0,0405	0,0450	0,0490	0,0555	0,0551	0,0535	0,0465	0,0512	0,0503	0,0565	0,1002	0,1167	0,1138	0,0868	0,0784	0,0616
6	384,83	0,1300	0,0960	0,0998	0,0804	0,0788	0,0842	0,1182	0,1335	0,1211	0,1347	0,1466	0,1662	0,1648	0,1602	0,1391	0,1532	0,1506	0,1692	0,3000	0,3492	0,3406	0,2597	0,2346	0,1844
7	384,83	0,0209	0,0155	0,0161	0,0131	0,0128	0,0137	0,0191	0,0215	0,0199	0,0218	0,0236	0,0268	0,0265	0,0258	0,0226	0,0247	0,0243	0,0272	0,0475	0,0545	0,0535	0,0414	0,0374	0,0296
8	384,83	0,0347	0,0258	0,0268	0,0218	0,0213	0,0228	0,0317	0,0357	0,0330	0,0373	0,0404	0,0454	0,0447	0,0426	0,0380	0,0420	0,0415	0,0464	0,0800	0,0921	0,0891	0,0688	0,0622	0,0493

Quadro 4.8 - Tensões nos centros de carga de cada transformador para a primeira iteração

Transformador	Tensão no centro de carga de cada transformador com tap 1 com $E_{T(h)}$ (tensão na barra da SE) igual a nominal em todas as horas																							
	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
1	376,83	377,15	377,33	377,34	377,39	377,39	376,84	376,97	375,50	369,39	365,81	367,04	373,67	372,45	366,03	363,30	362,91	361,23	362,97	365,13	371,71	373,31	373,80	374,33
2	374,56	376,78	376,87	377,70	377,95	377,74	375,14	374,38	372,68	364,94	360,91	360,94	368,37	367,19	360,63	355,83	355,40	352,79	349,75	351,36	358,49	363,51	365,56	368,87
3	376,29	377,72	377,80	378,33	378,47	378,37	376,71	376,10	375,03	370,72	368,54	368,38	372,39	371,76	368,29	365,45	365,19	363,76	361,60	362,18	365,75	368,89	370,39	372,72
4	374,46	376,71	376,79	377,63	377,88	377,67	375,04	374,27	372,58	364,83	360,79	360,80	368,24	367,06	360,51	355,71	355,28	352,66	349,52	351,09	358,23	363,30	365,37	368,72
5	365,26	369,82	369,76	371,78	372,17	371,62	366,61	364,87	363,24	352,45	346,56	345,78	355,72	354,31	346,77	340,03	339,57	335,12	324,31	323,66	333,42	344,12	348,30	355,15
6	362,80	368,01	367,87	370,26	370,68	370,03	364,38	362,35	360,95	349,91	343,79	342,64	352,61	351,29	344,15	337,13	336,73	331,92	318,64	317,06	326,98	339,21	343,86	351,67
7	371,25	374,34	374,40	375,60	375,93	375,59	372,06	370,96	369,10	359,76	354,80	354,62	363,44	362,14	354,62	348,88	348,36	345,01	339,63	340,84	349,39	356,31	359,22	363,77
8	369,18	372,78	372,80	374,26	374,62	374,20	370,16	368,82	367,02	357,07	351,77	351,41	360,64	359,39	351,76	345,63	345,10	341,37	334,26	334,90	343,98	352,10	355,45	360,76

Quadro 4.9 - Ajuste dos tap's para os TD's resultante da primeira iteração

<i>Resultados da primeira iteração</i>				
Nó	$U_{ccM(i)}$	Tap	EFP ⁺	EFP ⁻
1	367,87	1	0	29,71205
2	363,56	1	0	8,926511
3	369,62	1	0	0,088825
4	363,4	1	0	11,37253
5	347,37	2	0	51,26584
6	343,58	2	0	159,0849
7	357,27	2	0	20,16532
8	353,73	2	0	38,62048
Energia fornecida fora de padrão total (E=EFP ⁺ +EFP ⁻) = 319,23 kWh				

Quadro 4.10 - Tensões nos centros de carga de cada transformador para a segunda iteração

Transformador	Tensão no centro de carga de cada transformador																							
	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
1	376,83	377,15	377,33	377,34	377,39	377,39	376,84	376,97	375,50	369,39	365,81	367,04	373,67	372,45	366,03	363,30	362,91	361,23	362,97	365,13	371,71	373,31	373,80	374,33
2	374,56	376,78	376,87	377,70	377,95	377,74	375,14	374,38	372,68	364,94	360,91	360,94	368,37	367,19	360,63	355,83	355,40	352,79	349,75	351,36	358,49	363,51	365,56	368,87
3	376,29	377,72	377,80	378,33	378,47	378,37	376,71	376,10	375,03	370,72	368,54	368,38	372,39	371,76	368,29	365,45	365,19	363,76	361,60	362,18	365,75	368,89	370,39	372,72
4	374,46	376,71	376,79	377,63	377,88	377,67	375,04	374,27	372,58	364,83	360,79	360,80	368,24	367,06	360,51	355,71	355,28	352,66	349,52	351,09	358,23	363,30	365,37	368,72
5	384,26	388,82	388,76	390,78	391,17	390,62	385,61	383,87	382,24	371,45	365,56	364,78	374,72	373,31	365,77	359,03	358,57	354,12	343,31	342,66	352,42	363,12	367,30	374,15
6	381,80	387,01	386,87	389,26	389,68	389,03	383,38	381,35	379,95	368,91	362,79	361,64	371,61	370,29	363,15	356,13	355,73	350,92	337,64	336,06	345,98	358,21	362,86	370,67
7	390,25	393,34	393,40	394,60	394,93	394,59	391,06	389,96	388,10	378,76	373,80	373,62	382,44	381,14	373,62	367,88	367,36	364,01	358,63	359,84	368,39	375,31	378,22	382,77
8	388,18	391,78	391,80	393,26	393,62	393,20	389,16	387,82	386,02	376,07	370,77	370,41	379,64	378,39	370,76	364,63	364,10	360,37	353,26	353,90	362,98	371,10	374,45	379,76

Quadro 4.11 - Tensões a serem mantidas na barra da SE para composição da lei de controle de tensão da SE

Resultados da segunda iteração					
Tensão a ser mantida na barra da SE a cada hora em kV					
$E_{T(1)}$	13,75	$E_{T(9)}$	13,83	$E_{T(17)}$	14,49
	13,64	$E_{T(10)}$	14,17	$E_{T(18)}$	14,59
$E_{T(3)}$	13,64	$E_{T(11)}$	14,33	$E_{T(19)}$	14,81
$E_{T(4)}$	13,60	$E_{T(12)}$	14,32	$E_{T(20)}$	14,84
$E_{T(5)}$	13,59	$E_{T(13)}$	14,03	$E_{T(21)}$	14,63
$E_{T(6)}$	13,60	$E_{T(14)}$	14,08	$E_{T(22)}$	14,33
$E_{T(7)}$	13,72	$E_{T(15)}$	14,32	$E_{T(23)}$	14,22
$E_{T(8)}$	13,76	$E_{T(16)}$	14,48	$E_{T(24)}$	14,04
Energia fornecida fora de padrão total ($E=EFP^+ + EFP^-$) = 163,45 kWh					

Quadro 4.12 - Tensões nos centros de carga de cada transformador para a terceira iteração

Transformador	Tensão no centro de carga de cada transformador																							
	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
1	375,54	372,86	372,84	371,96	371,74	371,98	374,71	375,88	376,40	379,47	380,39	381,40	380,09	380,14	380,41	381,89	381,81	382,87	390,89	393,82	394,56	388,00	385,40	380,89
2	373,27	372,49	372,38	372,32	372,30	372,32	373,01	373,29	373,57	375,02	375,48	375,29	374,79	374,88	375,00	374,43	374,30	374,42	377,67	380,05	381,33	378,21	377,16	375,43
3	374,99	373,43	373,31	372,96	372,82	372,96	374,58	375,01	375,93	380,80	383,11	382,74	378,81	379,45	382,66	384,04	384,09	385,39	389,52	390,88	388,59	383,58	381,99	379,28
4	373,16	372,42	372,30	372,26	372,24	372,26	372,91	373,18	373,47	374,91	375,36	375,16	374,65	374,75	374,89	374,30	374,18	374,29	377,43	379,78	381,07	378,00	376,97	375,28
5	382,96	384,53	384,27	385,41	385,52	385,21	383,48	382,78	383,14	381,53	380,13	379,13	381,13	381,00	380,15	377,62	377,47	375,75	371,22	371,36	375,26	377,81	378,90	380,71
6	380,51	382,72	382,38	383,89	384,03	383,62	381,25	380,26	380,85	378,99	377,36	376,00	378,02	377,98	377,52	374,72	374,63	372,55	365,55	364,75	368,82	372,91	374,46	377,23
7	388,96	389,05	388,91	389,22	389,28	389,18	388,93	388,87	389,00	388,84	388,38	387,97	388,86	388,83	388,00	386,47	386,26	385,64	386,54	388,53	391,23	390,01	389,82	389,33
8	386,89	387,49	387,31	387,89	387,97	387,79	387,03	386,73	386,92	386,15	385,35	384,76	386,06	386,08	385,14	383,22	382,99	382,00	381,17	382,59	385,82	385,80	386,05	386,32

Quadro 4.13 -Ajuste dos tap's para os TD's resultante da terceira iteração

<i>Resultados da terceira iteração</i>				
Nó	$\Delta U_{ccM(i)}$	Tap	EFP ⁺	EFP ⁻
1	377,20	1	0	0
2	384,03	1	0	0
3	377,98	1	0	0
4	384,20	1	0	0
5	381,23	2	0	4,551221
6	385,02	2	0	0
7	371,32	2	0	0
8	374,80	2	0	0
Energia fornecida fora de padrão total (E=EFP ⁺ +EFP ⁻) = 4,55 kWh				

Quadro 4.14 - Tensões e correntes resultantes do processo iterativo

<i>Pares ordenados para a interpolação da reta que define a lei de controle de tensão</i>																								
I_c	1,36	1,07	1,08	0,93	0,91	0,95	1,27	1,37	1,42	2,07	2,49	2,52	1,91	1,99	2,41	2,76	2,78	3,06	3,80	3,94	3,32	2,63	2,41	2,00
E_T	13,75	13,64	13,64	13,60	13,59	13,60	13,72	13,76	13,83	14,17	14,33	14,32	14,03	14,08	14,32	14,48	14,49	14,59	14,81	14,84	14,63	14,33	14,22	14,04

Observando o exemplo numérico com dados reais de um alimentador de distribuição, apresentado neste capítulo e, principalmente, os cálculos realizados com o uso de software específico criado pelo autor para o ajuste dos tap's e construção da lei de controle de tensão de subestações (anexo 1), pode-se dizer que este método apresenta real capacidade de melhora no nível de tensão para os consumidores e reduz a energia fornecida fora de padrão.

Capítulo 5

CONSTRUÇÃO E ANÁLISE DOS MODELOS DE REDES SECUNDÁRIAS

Para o estudo do ajuste dos meios básicos de controle de tensão de acordo com a metodologia apresentada no capítulo 4, é conveniente encontrar o centro de carga de cada um dos alimentadores da SE para poder construir o centro de carga de toda a SE.

Calcular o centro de carga somente da parte de média tensão dos alimentadores (desprezando a queda de tensão na rede secundária) é simples, uma vez que as companhias dispõem, geralmente, de dados tais como: configuração da rede, seu traçado, os parâmetros elétricos e mecânicos de seus cabos, localização dos transformadores e as características de consumo dos consumidores, incluindo as grandezas das demandas.

Caso existam informações completas sobre as redes secundárias da concessionária, a análise, com o objetivo de definir o centro de carga e avaliação da energia fornecida fora de padrão, pode ser feita de forma convencional, entretanto, atualmente, a maioria das concessionárias não dispõe de informações necessárias sobre as suas redes secundárias. Neste caso, a solução do problema pode estar ligada ao desenvolvimento de modelos simplificados para este grupo de redes elétricas.

Em relação às redes secundárias, estão geralmente disponíveis as informações sobre o número de consumidores, seu tipo (residencial, industrial, comercial etc), sua atividade (têxtil, comércio varejista, atacadista etc) e o seu consumo mensal.

Por outro lado, em geral são indisponíveis os dados sobre o tipo de condutor, traçado e localização dos consumidores no seu diagrama elétrico.

Como não é viável, do ponto de vista econômico, para a solução somente do problema do controle de tensão, proceder ao levantamento de todas as redes de baixa tensão de todas as subestações, passa a ser necessário encontrar um modo de estimar os dados necessários para o ajuste dos meios básicos de controle de tensão.

A solução proposta para o cálculo do centro de carga para as redes de baixa tensão é o uso de modelos para cada tipo de distribuição de consumidores.

Para construir os modelos de redes secundárias, utilizados na análise do centro de carga, foram empregadas as seguintes diretrizes básicas apresentadas aqui com sua justificativa:

- 1- As cargas de que não se tem conhecimento da sua localização no diagrama elétrico da rede são consideradas como distribuídas ao longo desta, sendo de mesmo valor e uniformemente espaçadas.
- 2- O número de consumidores ligados a cada transformador é conhecido pelas concessionárias e será usado para construir o modelo adaptado a cada TD.
- 3- A presença de consumidor específico que utiliza, por exemplo, 25% ou mais da potência total do TD deve ser representada individualmente através de uma carga concentrada em ponto equivalente no modelo.
- 4- As redes de responsabilidade do consumidor não são consideradas e para todos os efeitos de cálculo e análise, a carga total de qualquer unidade consumidora é considerada concentrada no ponto de entrega de energia.
- 5- O item anterior implica que edifícios alimentados diretamente da rede secundária sejam considerados como uma carga concentrada de valor igual à soma da carga de todos os seus consumidores, localizada no quadro de medidores.

A queda de tensão da barra secundária do TD até o final da rede secundária, no horário de demanda máxima, vem do conhecimento que a concessionária tem de suas redes ou da norma.

5.1 Modelos de redes secundárias

Quando se tem um transformador sem rede secundária, a carga é concentrada em sua barra secundária e o centro de carga do transformador será sua própria barra de baixa tensão. Este é, por exemplo, o caso de um transformador que alimenta somente um edifício residencial e está instalado dentro do edifício.

Tem-se, ainda, a possibilidade de o quadro de medidores ficar afastado do transformador e, neste caso, considera-se a carga como concentrada no final da linha que liga o transformador à carga, como mostra a figura 5.1.



Figura 5.1 - Topologia de rede secundária com carga única

Modelo 1

Consiste em uma rede secundária somente para um lado do transformador como mostra a figura 5.2.

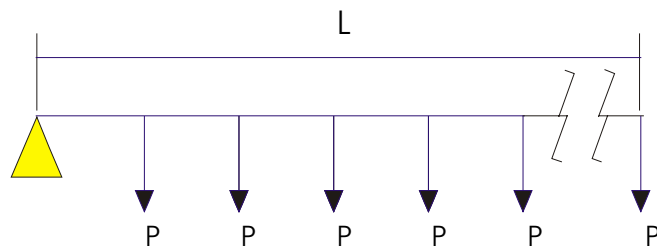


Figura 5.2 - Topologia de rede para o modelo 1

Pode-se equacionar a queda de tensão do transformador até cada uma das cargas P (figura 5.2) da seguinte forma:

$$\Delta U_1 = (L_0 Z_0) I_p N$$

$$\Delta U_2 = \Delta U_1 + (L_0 Z_0) I_p (N-1)$$

$$\Delta U_n = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \dots + (L_0 Z_0) I_p (N-(n-1))$$

$$\Delta U_N = \Delta U_{c1} + \Delta U_{c2} + \dots + \Delta U_{N-1} + (L_0 Z_0) I_p$$

(5.1)

Onde:

N é o número total de cargas do transformador;

n é o número da carga considerada;

L é o comprimento total da rede secundária;

$$L_0 = L/N;$$

$L_0 Z_0$ é a impedância para unidade de comprimento de linha;

P é a potência trifásica de cada carga;

I_p é a corrente de linha;

ΔU_n é a queda de tensão na rede secundária entre a Barra secundária do TD e a carga n.;

ΔU_N é a queda de tensão até o final da rede secundária.

Neste caso a queda de tensão até o centro de carga assume a forma abaixo:

$$\Delta U_{cc} = \frac{\Delta U_1 P_1 + \Delta U_2 P_2 + \dots + \Delta U_N P_N}{P_1 + P_2 + \dots + P_N} \quad (5.2)$$

As equações 5.1 e 5.2 apresentam um cálculo preciso e útil quando se possui conhecimento do tipo de cabo empregado na construção da rede secundária e seu comprimento total. No entanto, as informações a respeito do tipo de cabo e seu comprimento total, em geral, não estão disponíveis no banco de dados da concessionária e, portanto, faz-se necessário empregar outro método para o cálculo do centro de carga.

Como o tipo e o comprimento do condutor, e, conseqüentemente, a impedância, não são conhecidos, a queda de tensão não pode ser calculada diretamente por IZ .

Desta forma, fica claro que P , multiplicado pelo comprimento, como o condutor é igual em todos os trechos do modelo, será diretamente proporcional à ΔU e guardará com este relação linear.

Pode-se, então, usar o conhecimento da carga na barra secundária do transformador junto com a premissa de que a queda de tensão ao final da linha é igual à máxima permitida, ou outro valor de uso da concessionária e, deste modo, proceder ao cálculo do centro de carga, conforme o exemplo abaixo:

Suponha-se uma linha com 5 cargas de potência máxima P e cuja queda de tensão tenha limite máximo permitido de 5% da tensão nominal de 220V:

$\Delta U_{1 \Rightarrow} 5PL_0$ onde $5P$ é o número de unidades de potência que circula pelo primeiro trecho que, como os demais, tem comprimento L_0

$$\Delta U_{2 \Rightarrow} 5PL_0 + 4PL_0 = 9PL_0$$

$$\Delta U_{3\Rightarrow} 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 = 12PL_0$$

$$\Delta U_{4\Rightarrow} 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 = 14PL_0$$

$$\Delta U_{5\Rightarrow} 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 + PL_0 = 15PL_0$$

(5.4)

Onde ΔU_5 é proporcional à queda de tensão no final da linha.

Considerando que $15PL_0$ é diretamente proporcional à queda de tensão da barra secundária do TD até o final da linha e, sabendo ainda, que a queda de tensão permissível até este ponto é de 5% da tensão nominal (220V), pode-se calcular a queda de tensão da barra secundária do TD até cada uma das cargas.

$$1PL = \frac{0,05 \times 220V}{15} = 0,73V$$

Então o cálculo para cada uma das cargas resulta:

$$\Delta U_1 = 5 (11/15) = 3,66 V$$

$$\Delta U_2 = 6,60V$$

$$\Delta U_3 = 8,80V$$

$$\Delta U_4 = 10,26V$$

$$\Delta U_5 = 11,00V$$

O centro de carga pode, então, ser facilmente calculado por:

$$\Delta U_{cc} = \frac{3,60P + 6,60P + 8,80P + 10,26P + 11,00P}{P + P + P + P + P} = 8,05V$$

Pode-se ainda calcular o centro de carga, empregando não diretamente os valores de queda de tensão, mas valores proporcionais PL_0 .

Definindo as equações de forma mais genérica tem-se:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{[P_1 + P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N]L_1 P_1 + \{[P_1 + P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N]L_1 + (P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N)L_2\}P_2}{P_1 + P_2 + \dots + P_{(n-1)} + P_N} + \dots$$

$$+ \frac{\{[P_1 + P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N]L_1 + (P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N)L_2 + \dots + (P_{(N-1)} + P_N)L_{(N-1)}\}P_{(N-1)}}{P_1 + P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N} +$$

$$+ \frac{\{[P_1 + P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N]L_1 + (P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N)L_2 + \dots + (P_{(N-1)} + P_N)L_{(N-1)} + P_N L_N\}P_N}{P_1 + P_2 + \dots + P_{(N-1)} + P_N}$$

Onde:

P_1 é a potência da carga 1;

P_2 é a potência da carga 2;

P_n é a potência da carga n;

P_{N-1} é a potência da carga N-1;

P_N é a potência da última carga da rede;

L_1 é a distância entre o TD e a carga 1;

L_2 é a distância entre carga 1 e carga 2;

L_{n-1} é a distância entre carga n-2 e n-1;

L_N é a distância entre carga n-1 e carga N;

N é o número total de cargas.

Considerando que $P_1 = P_2 = \dots = P_N = P$ e $L_1 = L_2 = \dots = L_N = L_0$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{[NP]L_0^P + \{[NP]L_0 + (N-1)PL_0\}^P + \dots + \{[NP]L_0 + (N-1)PL_0 + \dots + 2PL_0\}^P}{NP} +$$

$$+ \frac{\{[NP]L_0 + (N-1)PL_0 + \dots + 2PL_0 + PL_0\}^P}{NP}$$

O que ainda pode ser reescrito na forma geral como:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{PL_0 \sum_{K=1}^N K^2}{N}$$
(5.3)

O que, para o exemplo acima, resulta no cálculo direto:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{1^2 PL_0 + 2^2 PL_0 + 3^2 PL_0 + 4^2 PL_0 + 5^2 PL_0}{5} = \frac{55}{5} = 11 PL_0$$
(5.4)

Conforme dito anteriormente, um dos aspectos mais importantes do algoritmo proposto de controle de tensão é a definição dos valores de energia fornecida fora de padrão.

Para isto, deve-se obter o valor da queda de tensão em relação à tensão nominal na barra de baixa tensão do TD e os limites máximos e mínimos admissíveis para a tensão de fornecimento, sendo a energia considerada fora de padrão caso esteja fora destes limites.

Calcular-se-á, agora, a energia fornecida fora de padrão para a rede do exemplo anterior com cinco cargas de 5kW cada, tensão na barra secundária do TD em um nível 2% abaixo da nominal, $\pm 5\%$ da tensão nominal como desvio máximo admitido para a tensão no ponto de entrega (medidor de energia elétrica).

Tensão na barra secundária do TD:

$$U_{BT} = 220V - 0,02 \times 220V = 215,6V$$

Tensão mínima admissível é igual a: $220V - 0,05 \times 220V = 209V$

A energia estará fornecida fora de padrão quando a queda de tensão na rede secundária for superior a $209V - 215,6V = 6,6V$, as cargas deste ponto em diante estarão recebendo energia de má qualidade.

Como já se calculou no exemplo anterior que, para cinco cargas, a queda de tensão no final da linha é proporcional a $15PL_0$ logo:

$$15PL_0 \Rightarrow 220V \times 0,05$$

Como a tensão na barra secundária do TD é $115,6V$, todas as cargas para as quais a queda de tensão for maior que $6,60V$ entre esta barra e a carga, estarão recebendo energia com tensão fora de padrão.

Por interpolação, vê-se que, se $15PL_0$ é proporcional a $11V$, $9PL_0$ é proporcional a $6,6V$, então, as cargas com valores proporcionais de queda de tensão maiores do que $9 PL_0$ terão tensão inferior a $209V$ e, conseqüentemente, estes consumidores estarão recebendo energia com qualidade fora de padrão.

$$\Delta U_1 = 3,66V$$

$$\Delta U_2 = 6,60V$$

$$\Delta U_3 = 8,80V$$

$$\Delta U_4 = 10,26V$$

$$\Delta U_5 = 11,00V$$

De acordo com os valores acima calculados, estão recebendo energia fora de padrão as cargas C_3 , C_4 e C_5 e com C_2 no limite do aceitável.

Então tem-se que:

$$U_1 = 115,60 - 3,66 = 111,94V$$

$$U_2 = 115,60 - 6,60 = 109,00V$$

$$U_3 = 115,60 - 8,8 = 106,80V$$

$$U_4 = 115,60 - 10,26 = 105,34V$$

$$U_5 = 115,60 - 11,00 = 104,60V$$

A energia fora de padrão (W) com tensão abaixo do nível permissível é igual a:

$$W=3\times 5\text{kW}\times 1\text{h}=15\text{kWh}$$

Esta abordagem permite criar fórmulas analíticas para a definição de todos os parâmetros necessários para o controle de tensão.

Até este ponto do trabalho, fez-se o cálculo do centro de carga de acordo com o número de consumidores real da rede considerada, entretanto pode-se realizar este cálculo para uma rede com um número infinito de consumidores e, depois, corrigir o resultado para o número real de consumidores.

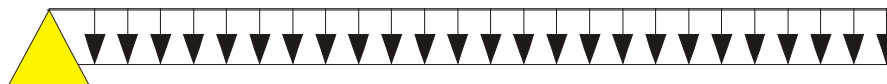


Figura 5.3 - Rede secundária com número infinito de cargas

Se for considerada uma rede de BT sem ramificações com cargas infinitesimais como mostrado na figura 5.3, a queda de tensão até o final da linha pode ser calculada, adaptando a equação proposta pela ELETROBRÁS (1982, p. 211) às necessidades deste trabalho, o que resulta:

$$\Delta U_{\text{Máx}} \Rightarrow (P_{\Sigma}L)/2$$

Onde:

L é o comprimento total da rede;

P_{Σ} é a potencia total do TD.

Este cálculo despreza o número de consumidores ligados ao TD que é conhecido pela maioria das concessionárias e que, se for levado em conta, dará resultados mais precisos para que, posteriormente, possa-se definir melhor o centro de carga.

Um TD com $P_{\Sigma} = P$ (kW) e comprimento total de linha igual a L apresenta uma queda de tensão igual a 5% de 220U no fim da linha.

Considerando suas cargas como infinitesimais, a queda de tensão até o centro de carga da linha mostrada na figura 5.3 guarda relação direta e linear com a queda de tensão até o final da linha e resulta:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{0,5P_{\Sigma}L}{2} \Rightarrow 0,25P_{\Sigma}L$$

e a queda de tensão máxima que corresponde àquela entre o TD e o final da linha é proporcional a:

$$\Delta U_{\max} \Rightarrow 0,5P_{\Sigma}L$$

O que implica:

$$\Delta U_{cc} = 0,5 \times \Delta U_{\max}$$

Agora, considerando que o TD alimenta duas cargas, tem-se: $L_0=L/2$ e $P=P_{\Sigma}/2$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{PL_0 \sum_{K=1}^N K^2}{N} = \frac{PL_0 (1+4)}{2} = 2,5PL_0$$

No final da linha para duas cargas tem-se:

$$\Delta U_{\max} \Rightarrow 2PL_0 + 1PL_0 = 3PL_0$$

Como ΔU_{\max} é proporcional a $3PL_0$ e ΔU_{cc} a $2,5 PL_0$ tem-se que:

$$\Delta U_{cc} = 0,833 \Delta U_{\max}$$

Agora para cinco cargas tem-se $L_0=L/5$ e $P=P_{\Sigma}/5$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{PL_0 \sum_{K=1}^N K^2}{N} = \frac{PL_0 (1+4+9+16+25)}{5} = 11PL_0$$

O que resulta para o final da linha em:

$$\Delta U_{\max} \Rightarrow 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 + PL_0 = 15PL_0$$

Como ΔU_{\max} é proporcional a $15PL_0$ e ΔU_{cc} a $11 PL_0$ tem-se que:

$$\Delta U_{cc} = 0,733 \Delta U_{\max}$$

Quadro 5.1 - Comparação dos cálculos de ΔU_{cc} com modelo exato e simplificado

Número de Cargas	$\Delta U_{cc} / \Delta U_{\max}$	Diferença percentual em relação ao modelo simplificado
2	0,833	$100(0,833-0,500)/0,833 = 39,97\%$
5	0,733	$100(0,733-0,500)/0,733 = 31,78 \%$
10	0,700	$100(0,700-0,500)/0,7 = 28,57\%$
50	0,673	$100(0,673-0,500)/0,673 = 25,70\%$
100	0,670	$100(0,670-0,500)/0,67 = 25,37\%$
1000	0,667	$100(0,667-0,500)/0,667 = 25,03\%$

É possível definir os fatores de correção K_C que permitem corrigir os cálculos realizados com o modelo simplificado, portanto os valores de queda de tensão da barra do TD até o centro de carga, definidos através do modelo simplificado com número infinito de cargas, devem ser corrigidos com o uso de um fator de correção K_c , apresentados no quadro 5.2.

Quadro 5.2 - Fatores de correção K_C para diversos números de consumidores

Número de Cargas	Fator de correção K_C
2	1,666
5	1,466
10	1,400
50	1,346
100	1,340
1000	1,334

Considerando-se isto ser mais conveniente do ponto de vista computacional, utilizar-se-á, neste trabalho, o cálculo dos modelos diretamente com o número de consumidores constante do banco de dados da concessionária.

Modelo 2

Trata-se de uma rede idêntica a do modelo 1 com mais uma carga concentrada no final da linha, conforme a figura 5.4

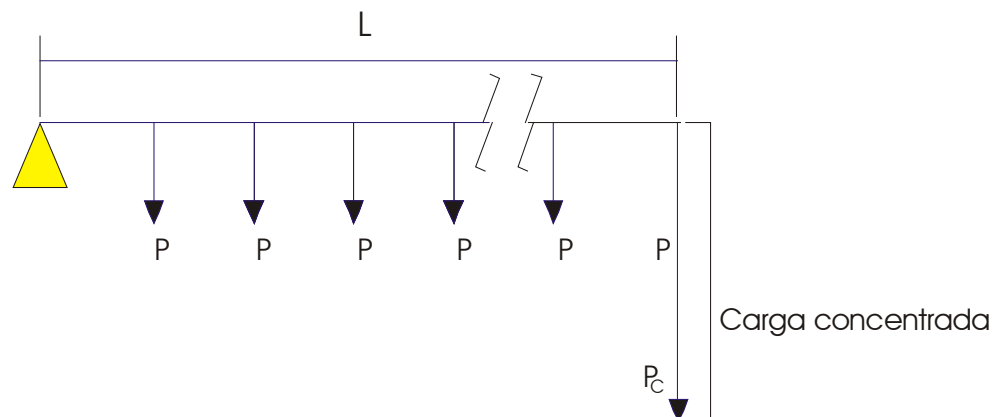


Figura 5.4 - Topologia de rede secundária para o modelo 2

A queda de tensão até cada uma de suas cargas pode ser equacionada por:

$$\Delta U_1 \Rightarrow (L_0) (NP + P_c)$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow \Delta U_1 + (L_0) [P (N-1) + P_c]$$

...

$$\Delta U_n \Rightarrow \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \dots + \Delta U_{(n-1)} + (L_0) [P(n-1) + P_c]$$

$$\Delta U_c \Rightarrow \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 + \dots + \Delta U_{(n-1)} + \Delta U_n + \dots + L_0 P_N + L_0 P_c$$

Onde:

ΔU_n é a queda de tensão entre o transformador e uma carga “n” qualquer do modelo;

ΔU_c é a queda de tensão entre o TD e a carga concentrada, sendo que a queda de tensão do transformador até o centro de carga do modelo pode ser calculada de maneira análoga ao modelo 1 pela equação 5.2.

O modelo 2 é geralmente associado à presença de consumidores de maior porte na rede. Como tais, podem ser considerados os edifícios alimentados em tensão secundária, sendo então colocada a carga concentrada que causa maior queda de tensão.

Naturalmente a utilização prática deste modelo exige alguma suposição em relação à posição da carga concentrada. Pode-se considerar que a carga concentrada é igual a 25% do total da fornecida pelo TD, ou ainda, outro valor de conhecimento do operador do sistema de distribuição em análise, além disto, a carga concentrada pode ser localizada em vários pontos da rede secundária.

Analise-se, como exemplo, uma rede secundária com 5 consumidores e uma carga concentrada de 25% do total, localizada no final da linha, alimentada por um TD que apresenta tensão de 215V em sua barra secundária, enquanto fornece uma potência de 50kW.

A queda de tensão até o final da rede é estimada, estatisticamente, em 5%, o sistema tem tensão nominal de 220V e admite-se uma tensão até 5% acima ou abaixo da nominal para abastecer os consumidores.

Utiliza-se o modelo 2 para estimar a queda de tensão até o centro de carga e a energia fornecida fora de padrão.

$$P_c = 0,25 \times 50 \text{ kW} = 12,5 \text{ kW}$$

$$P = \frac{50 \text{ kW} - 0,25 \times 50 \text{ kW}}{5} = 7,5 \text{ kW}$$

$$P_c = 1,66P$$

Então calcula-se:

$$\Delta U_1 \Rightarrow (L_0) (5P + P_c) = 6,67PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow \Delta U_1 + (L_0) [4P + P_c] = 12,33 PL_0$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow \Delta U_1 + \Delta U_2 + (L_0) [3P + P_c] = 16,99 PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + (L_0) [2P + P_c] = 20,67 PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 + (L_0) [P + P_c] = 23,33 PL_0$$

$$\Delta U_c \Rightarrow \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 + \Delta U_5 + (L_0) P_c = 25,00 PL_0$$

O valor PL que é proporcional à queda de tensão fica:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{6,67 \times 7,5 + 12,33 \times 7,5 + 16,99 \times 7,5 + 20,67 \times 7,5 + 23,33 \times 7,5 + 24,99 \times 12,5}{50} = 18,25 PL_0$$

Como $25PL_0$ é proporcional a 5% de 220V PL_0 , PL corresponde a 0,44V e então as quedas de tensão desde a barra secundária do transformador até cada uma das cargas podem ser resolvidas como se segue:

$$\Delta U_1 = 6,67 \times 0,44V = 2,93V$$

$$\Delta U_2 = 12,33 \times 0,44V = 5,42V$$

$$\Delta U_3 = 16,99 \times 0,44V = 7,47V$$

$$\Delta U_4 = 20,67 \times 0,44V = 9,09V$$

$$\Delta U_5 = 23,33 \times 0,44V = 10,26V$$

$$\Delta U_c = 25,00 \times 0,44V = 11,00V$$

Então:

$$\Delta U_{cc} = 18,25 \times 0,44V = 8,03V$$

Como a tensão na barra secundária do transformador é de 215V as tensões em cada uma das cargas resulta:

$$U_1 = 215V - 2,93V = 212,07V$$

$$U_2 = 215V - 5,42V = 209,58V$$

$$U_3 = 215V - 7,47V = 207,53V$$

$$U_4 = 215V - 9,09V = 205,9V$$

$$U_5 = 215V - 10,26V = 204,74V$$

$$U_c = 215 \text{ V} - 11,00 \text{ V} = 204,00 \text{ V}$$

$$U_{cc} = 215 \text{ V} - 8,03 \text{ V} = 206,97 \text{ V}$$

O limite inferior admissível para a tensão na carga é igual a:

$$U^- = 220 \text{ V} - 220 \text{ V} \times 0,05 = 209 \text{ V}$$

Desta forma, estarão recebendo energia fora de padrão todas as cargas para as quais a tensão de fornecimento for inferior a 209V, neste exemplo C_3 , C_4 , C_5 e C_c , onde C_c é a carga concentrada no final da linha.

Como a potência total das cargas que estão recebendo energia com tensão fora de padrão é igual a $W^- = 12,5 \text{ kW} + 3 \times 7,5 \text{ kW} = 35 \text{ kW}$, estará sendo fornecida uma energia fora de padrão no montante de 35kWh a cada hora que perdurar esta situação.

Como já foi dito, caso seja necessário, o modelo 2 pode ser ampliado através da mudança do ponto de aplicação da carga concentrada, mais provavelmente pela suposição de que esta carga se encontra ligada diretamente à barra secundária do TD, ou no meio da rede secundária.

Modelo 3:

Este modelo apresenta um transformador com rede de BT para ambos os lados conforme apresentado na figura abaixo:

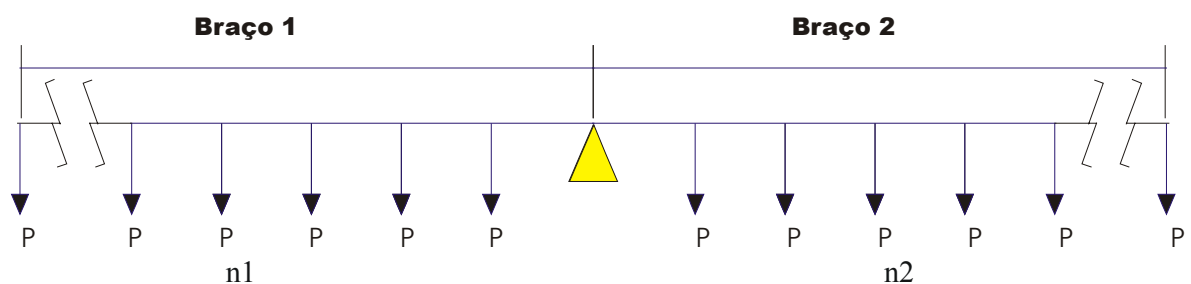


Figura 5.5 - Topologia da rede secundária para o modelo 3

Pode-se equacionar a queda de tensão até cada uma das cargas assim como para o centro de carga, de forma análoga a que se emprega para o modelo 1, visto que o modelo 3 é composto de duas redes do tipo empregado pelo modelo 1.

Deste modo, pode-se calcular centro de carga, queda de tensão no final da linha e energia fornecida fora de padrão para cada um dos trechos, de acordo com o exposto para o modelo 1.

Conforme apresentado para o modelo 1, a queda de tensão no final de cada um dos braços da linha será:

$$\Delta U_n = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \dots + \Delta U_{(n-1)} + (L_0) I_p [n_i - (n_i - 1)]$$

Onde:

n_i é número de consumidores do trecho analisado ($i = 1, 2$);

ΔU_m é a queda de tensão até a carga n do braço analisado.

Se $n_1 = n_2$, o que ocorre sempre que o número de cargas for par, as quedas de tensão do TD até o centro de carga de cada trecho serão iguais.

O centro de carga de cada trecho é dado pela equação 5.5:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{PL_0 \sum_{k=1}^{n_i} K^2}{n_i} \quad (5.5)$$

Onde:

$$P = P_{\Sigma} / (n_1 + n_2)$$

P_{Σ} é a carga total do transformador;

n_i é o número de consumidores do trecho analisado.

Neste caso, a queda até o centro de carga do transformador é obtida através de:

$$\Delta U_{cc} = \frac{\Delta U_{ccT1} n_1 P + \Delta U_{ccT2} n_2 P}{P_{\Sigma}}$$

Pode-se calcular o centro de carga para cada braço e depois definir o centro de carga geral para o transformador tendo em vista uma queda de tensão estimada em 3% da tensão nominal (220V) no ponto da linha mais distante do TD com 5 consumidores no braço 1, e 6 no braço 2. O TD fornece uma potência de 33kW com uma tensão de 212V, definido de acordo com o processo de estimação de estado em redes primárias de distribuição, e a tensão admissível para o fornecimento de energia aos consumidores é de $220 \pm 5\%$. Neste caso, pode-se calcular o centro de carga para cada braço e depois definir o centro de carga geral para o transformador.

Para o braço 1 tem-se:

$$\Delta U_1 \Rightarrow 5PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow 5PL_0 + 4PL_0 = 9PL_0$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 = 12PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 = 14PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 + PL_0 = 15PL_0$$

Para o braço 2 tem-se:

$$\Delta U_2 \Rightarrow 6PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow 6PL_0 + 5PL_0 = 11$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow 6PL_0 + 5PL_0 + 4PL_0 = 15PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow 6PL_0 + 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 = 18PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow 6PL_0 + 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 = 20PL_0$$

$$\Delta U_6 \Rightarrow 6PL_0 + 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 + PL_0 = 21PL_0$$

Para o centro de carga de todo o transformador tem-se:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{(5+9+12+14+15+6+11+15+18+20+21)P^2L_0}{11P}$$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow 13,27PL$$

Da mesma forma dos exemplos anteriores, se no ponto mais distante do TD (final da linha que é o final do trecho 2) tem-se queda de tensão igual a 6,6V, pode-se afirmar que 6,6V é proporcional a 21PL₀ e, então, PL₀ corresponde a 0,31V.

Desta forma, as tensões para cada carga do braço 1 da rede resultam:

$$U_1 = 212V - 5 \times 0,31 = 210,45V$$

$$U_2 = 212V - 9 \times 0,31 = 209,21V$$

$$U_3 = 212V - 12 \times 0,31 = 208,28V$$

$$U_4 = 212V - 14 \times 0,31 = 207,66V$$

$$U_5 = 212V - 15 \times 0,31 = 207,35V$$

Igualmente para o braço 2 tem-se:

$$U_1 = 212V - 6 \times 0,31 = 210,14V$$

$$U_2 = 212V - 11 \times 0,31 = 208,59V$$

$$U_3 = 212V - 15 \times 0,31 = 207,35V$$

$$U_4 = 212V - 18 \times 0,31 = 206,42V$$

$$U_5 = 212V - 20 \times 0,31 = 205,80V$$

$$U_6 = 212V - 21 \times 0,31 = 205,49V$$

A tensão no centro de carga será:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{(5+9+12+14+15+6+11+15+18+20+21)PL_0}{11} = 13,27PL_0$$

$$\Delta U_{cc} = 13,27 \times 0,31 = 4,11V$$

$$U_{cc} = 212 - 4,11 = 207,88V$$

O nível mínimo permissível de tensão é $220 - 0,05 \times 220 = 209V$

As cargas C_3 , C_4 e C_5 no trecho 1 e C_2 , C_3 , C_4 , C_5 e C_6 no trecho 2, recebendo tensão abaixo do mínimo admissível, a energia fornecida fora de padrão será igual à soma das potências reais destas cargas, multiplicada pelo tempo que perdurar esta situação.

São 11 cargas e a potência total fornecida pelo transformador é de 33kW, no caso, ter-se-á, então, uma energia fornecida fora de padrão igual a $24kW \times h$ a cada hora que persistir esta situação.

Este modelo pode ser associado a áreas comerciais e residenciais de média densidade.

Modelo 4:

O modelo 4 corresponde a uma estrutura de redes de BT como a apresentada na figura 5.6.

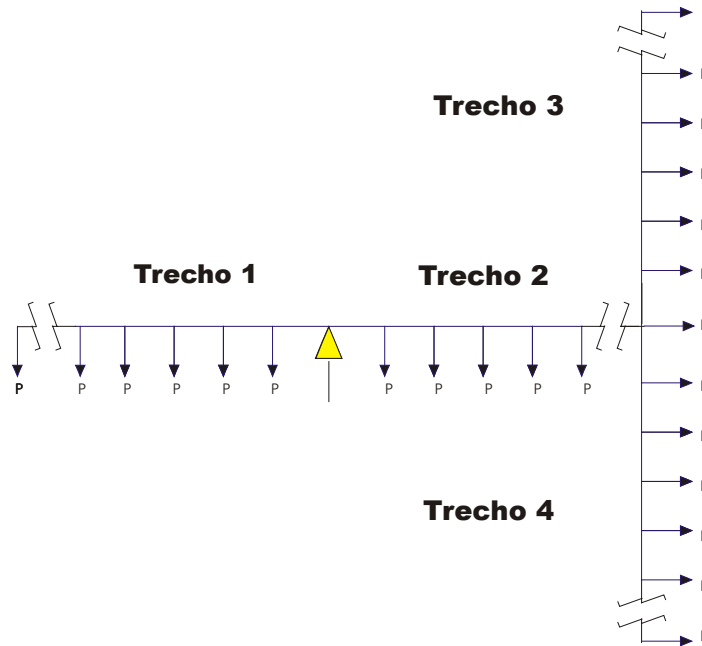


Figura 5.6 - Topologia da rede secundária para o modelo 4

Este modelo pode ser dividido em 4 trechos para facilitar o cálculo conforme o indicado na figura 5.6

Para o trecho T1 pode-se equacionar as quedas de tensão para cada uma das cargas através da equação 5.1 e o centro de carga através da equação 5.3.

Para o trecho T2, além da potência própria, circula também a potência destinada aos trechos T3 e T4

$$\Delta U_{1T2} \Rightarrow (L_0) (P_{n2} + P_{T4} + P_{T3})$$

$$\Delta U_{2T2} \Rightarrow \Delta U_{1T2} + (L_0) [P (n-1) + P_{T4} + P_{T3}]$$

$$\Delta U_{3T2} \Rightarrow \Delta U_{1T2} + \Delta U_{2T2} + (L_0) [P (n-2) + P_{T4} + P_{T3}]$$

...

$$\Delta U_{n2T2} \Rightarrow \Delta U_{1T2} + \Delta U_{2T2} + \dots + \Delta U_{(n-1)T2} + (L_0) [P + P_{T3} + P_{T4}]$$

Os trechos T3 e T4 têm seus centros de carga calculados por:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{PL_0 \sum_{K=1}^{n_2} K^2}{n_2} + \Delta U_{n_2 T_2}$$

Onde:

$\Delta U_{n_2 T_2}$ é o valor proporcional da queda de tensão até o último consumidor do trecho T2, portanto a queda de tensão até o centro de carga do transformador pode ser obtido por:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{\Delta U_{ccT1}P_{T1} + \Delta U_{ccT2}P_{T2} + (\Delta U_{ccT3} + \Delta U_{máxT2}).P_{T3} + (\Delta U_{ccT4} + \Delta U_{máxT2}).P_{T4}}{P_{T1} + P_{T2} + P_{T3} + P_{T4}}$$

As quedas de tensão nos finais de linha serão:

$$\Delta U_{n_3 T_3} = \Delta U_{n_2 T_2} + \Delta U_{n_3 T_3}$$

$$\Delta U_{n_4 T_4} = \Delta U_{c_2 T_2} + \Delta U_{n_4 T_4}$$

e

$$\Delta U_{n_1 T_1}$$

Este modelo pode ser associado a áreas comerciais ou residenciais com quadras não regulares, onde é mais provável a ocorrência de assimetria no desenho das linhas.

Como exemplo, analisa-se uma linha com 30 cargas localizadas da seguinte forma:

10 cargas no trecho T1;

10 cargas no trecho T2;

5 cargas em cada uma dos trechos T3 e T4.

Tem-se, também, que a queda máxima admissível é de 5% , a rede é de 220 V e o transformador é de 75 KVA.

Pode-se calcular o centro de carga de duas maneiras: ou calcula-se a queda de tensão para cada um dos pontos e depois se faz o centro de carga, ou calcula-se

os centros de carga de cada um dos braços e obtém-se o centro através da composição dos centros dos braços, o que é matematicamente mais simples.

Calculando o valor proporcional à queda de tensão para cada uma das cargas do trecho 1, obtém-se:

$$\Delta U_1 \Rightarrow 10PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow 9PL_0 + 10PL_0 = 19 PL_0$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow 8PL_0 + 9PL_0 + 10PL_0 = 27 PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow 7PL_0 + 8PL_0 + 9PL_0 + 10PL_0 = 34 PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow 6PL_0 + 7PL_0 + 8PL_0 + 9PL_0 + 10PL_0 = 40 PL_0$$

$$\Delta U_6 \Rightarrow 5PL_0 + 6PL_0 + 7PL_0 + 8PL_0 + 9PL_0 + 10PL_0 = 45 PL_0$$

$$\Delta U_7 \Rightarrow 4PL_0 + 5PL_0 + 6PL_0 + 7PL_0 + 8PL_0 + 9PL_0 + 10PL_0 = 49 PL_0$$

$$\Delta U_8 \Rightarrow 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 6PL_0 + 7PL_0 + 8PL_0 + 9PL_0 + 10PL_0 = 52 PL_0$$

$$\Delta U_9 \Rightarrow 2PL_0 + 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 6PL_0 + 7PL_0 + 8PL_0 + 9PL_0 + 10PL_0 = 54 PL_0$$

$$\Delta U_{10} \Rightarrow 1PL_0 + 2PL_0 + 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 6PL_0 + 7PL_0 + 8PL_0 + 9PL_0 + 10PL_0 = 55PL_0$$

(4.1)

Então o centro de carga do trecho um resulta:

$$\Delta U_{ccT1} \Rightarrow (385/10)PL_0 = 38,5 PL_0$$

Para o trecho T2 tem-se uma linha simples, mas por onde passa também a carga dos ramos T3 e T4,

Pode-se calcular o valor proporcional à queda de tensão para cada uma das cargas do trecho T2:

$$\Delta U_{n_2} \Rightarrow \Delta U_1 + \Delta U_2 + \dots + \Delta U_{(n_2-1)T1} + (L_0) [P + P_{T2} + P_{T3}]$$

Onde:

n_2 é número de cargas no trecho T2;

ΔU_{cn_2} é a queda de tensão até a última carga do trecho T2.

Isto resulta:

$$\Delta U_1 \Rightarrow 10PL_0 + 10PL_0 = 20PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow 9PL_0 + 10PL_0 + 20PL_0 = 39 PL_0$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow 8PL_0 + 10PL_0 + 39PL_0 = 57 PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow 7PL_0 + 10PL_0 + 57PL_0 = 74 PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow 6PL_0 + 10PL_0 + 74PL_0 = 90 PL_0$$

$$\Delta U_6 \Rightarrow 5PL_0 + 10PL_0 + 90PL_0 = 105 PL_0$$

$$\Delta U_7 \Rightarrow 4PL_0 + 10PL_0 + 105PL_0 = 119 PL_0$$

$$\Delta U_8 \Rightarrow 3PL_0 + 10PL_0 + 119PL_0 = 132 PL_0$$

$$\Delta U_9 \Rightarrow 2PL_0 + 10PL_0 + 132PL_0 = 144 PL_0$$

$$\Delta U_{10} \Rightarrow 1PL_0 + 10PL_0 + 144PL_0 = 155PL_0$$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow 935/10 = 93,5 PL_0$$

(4.2)

Para os trechos T3 e T4 tem-se:

$$\Delta U_1 \Rightarrow 5PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow 4PL_0 + 5PL_0 = 9PL_0$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 = 12PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow 2PL_0 + 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 = 14PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow 1PL_0 + 2PL_0 + 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 = 15PL_0$$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow (55/5) PL_0 = 11 PL_0$$

A fim de definir as quedas de tensão até as cargas dos trechos T3 e T4, é necessário levar em conta a queda de tensão até o final do trecho anterior T2 e, desta forma, obtém-se:

$$\Delta U_1 \Rightarrow 5PL_0 + 155 PL_0 = 160PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow 4PL_0 + 5PL_0 + 155 PL_0 = 164PL_0$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 155 PL_0 = 167PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow 2PL_0 + 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 155 PL_0 = 169PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow 1PL_0 + 2PL_0 + 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 155 PL_0 = 170PL_0$$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow 830/5 = 166 PL_0$$

(4.3)

Com o cálculo do centro de carga do modelo, utilizando a queda de tensão para cada um dos consumidores, (resultados 4.1, 4.2 e 4.3) tem-se:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{10 + 19 + 27 + 34 + 40 + 45 + 49 + 52 + 54 + 55 + 2 \cdot (160 + 164 + 167 + 169 + 170)}{10 + 10 + 5 + 5} + \frac{20 + 39 + 57 + 74 + 90 + 105 + 119 + 132 + 144 + 155}{10 + 10 + 5 + 5}$$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow (2980/30) PL_0 = 99,33 PL_0$$

O mesmo valor pode ser calculado através da composição dos centros de carga definidos para cada trecho:

$$\Delta U_{cc} = [(93,5 \times 10 + 38,5 \times 10 + 2 \times 166 \times 5) / 30] PL_0 = 99,33 PL_0$$

Modelo 5:

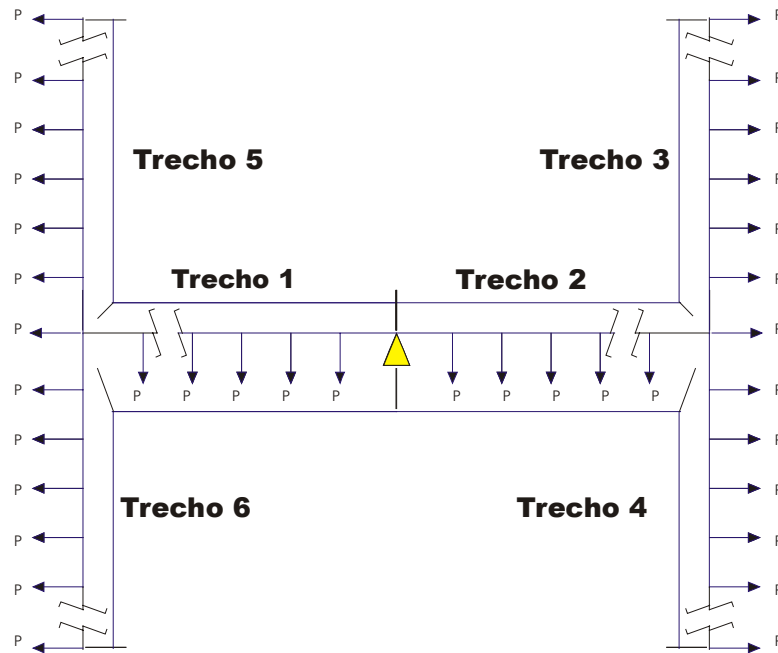


Figura 5.7 - Topologia de rede secundária para o modelo 5

Este modelo apresenta dois braços com os trechos T1,T5,T6 e T2,T3,T4, cada braço é idêntico ao braço (T2,T3 e T4) do modelo 4, o que permite utilizar as fórmulas construídas para o modelo anterior.

Passa-se então a analisar um transformador com 40 cargas distribuídas da seguinte maneira:

- 10 cargas em cada um dos trechos T1 e T2;
- 5 cargas em cada um dos trechos T3, T4, T5, e T6.

Como são idênticos os trechos T1 e T2, as quedas de tensão do TD até cada uma de suas cargas também o são.

Calcula-se então os valores proporcionais à queda de tensão de cada uma das cargas dos trechos T1 e T2:

$$\Delta U_1 \Rightarrow 10PL_0 + 10PL_0 = 20PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow 9PL_0 + 10PL_0 + 20PL_0 = 39 PL_0$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow 8PL_0 + 10PL_0 + 39PL_0 = 57 PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow 7PL_0 + 10PL_0 + 57PL_0 = 74 PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow 6PL_0 + 10PL_0 + 74PL_0 = 90 PL_0$$

$$\Delta U_6 \Rightarrow 5PL_0 + 10PL_0 + 90PL_0 = 105 PL_0$$

$$\Delta U_7 \Rightarrow 4PL_0 + 10PL_0 + 105PL_0 = 119 PL_0$$

$$\Delta U_8 \Rightarrow 3PL_0 + 10PL_0 + 119PL_0 = 132 PL_0$$

$$\Delta U_9 \Rightarrow 2PL_0 + 10PL_0 + 132PL_0 = 144 PL_0$$

$$\Delta U_{10} \Rightarrow 1PL_0 + 10PL_0 + 144PL_0 = 155PL_0$$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow 935/10 = 93,5 PL_0$$

Os valores proporcionais à queda de tensão dos trechos T3, T4, T5 e T6 são iguais, já que os trechos também são idênticos.

Desta forma para T3, T4, T5 e T6 tem-se:

$$\Delta U_1 \Rightarrow 5PL_0 + 155 PL_0 = 160PL_0$$

$$\Delta U_2 \Rightarrow 4PL_0 + 5PL_0 + 155 PL_0 = 164PL_0$$

$$\Delta U_3 \Rightarrow 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 155 PL_0 = 167PL_0$$

$$\Delta U_4 \Rightarrow 2PL_0 + 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 155 PL_0 = 169PL_0$$

$$\Delta U_5 \Rightarrow 1PL_0 + 2PL_0 + 3PL_0 + 4PL_0 + 5PL_0 + 155 PL_0 = 170PL_0$$

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow 830/5 = 166 PL_0$$

A queda de tensão até o centro de carga para o braço da direita composto por T2, T3 e T4 que é idêntico ao braço da esquerda resulta:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow (166+93,5)PL_0(10/20) = 129,75 PL_0$$

Supondo que uma rede possui 5% de queda de tensão até sua extremidade mais distante, a tensão nominal é 220V e a tensão na barra do TD é igual a 235V, a queda de tensão do TD até o centro de carga fica:

$$\Delta U_5 \Rightarrow 170 PL_0 \Rightarrow 0,05 \times 220 = 11V$$

$$PL_0 \Rightarrow 0,0647V$$

$$129,75 PL_0 \Rightarrow 8,39V$$

Calcula-se, então, as tensões nas cargas dos trechos T1 e T2

$$\Delta U_1 = 20 \times 0,0647V = 1,29V$$

$$\Delta U_2 = 39 \times 0,0647V = 2,52V$$

$$\Delta U_3 = 57 \times 0,0647V = 3,68V$$

$$\Delta U_4 = 74 \times 0,0647V = 4,78V$$

$$\Delta U_5 = 90 \times 0,0647V = 5,82V$$

$$\Delta U_6 = 105 \times 0,0647V = 6,79V$$

$$\Delta U_7 = 119 \times 0,0647V = 7,7V$$

$$\Delta U_8 = 132 \times 0,0647V = 8,54V$$

$$\Delta U_9 = 144 \times 0,0647V = 9,32V$$

$$\Delta U_{10} = 155 \times 0,0647V = 10,03V$$

E, finalmente, para os trechos T3, T4, T5 e T6 tem-se:

$$\Delta U_1 = 160 \times 0,0647V = 10,32V$$

$$\Delta U_2 = 164 \times 0,0647V = 10,61V$$

$$\Delta U_3 = 167 \times 0,0647V = 10,80V$$

$$\Delta U_4 = 169 \times 0,0647V = 10,93V$$

$$\Delta U_5 = 170 \times 0,0647V = 11,00V$$

Todas as cargas com tensão acima de 220V+5% ou abaixo de 220V-5% recebem energia fora de padrão. Então, como a tensão na barra do transformador é de 235V, tem-se que a maior queda de tensão admissível neste caso resulta:

$$\Delta U^+ = 235 - U^- = 235 - 209 = 26V \quad (5.7)$$

E a menor queda de tensão que consegue evitar sobretensão na carga uma vez que a tensão no TD está acima do limite permissível é:

$$\Delta U^- = 235V - U^+ = 4V \quad (5.8)$$

Onde:

235V é a tensão na barra do TD no exemplo;

U^+ é a tensão máxima admissível em uma carga no caso 220+5% = 231V;

U^- é a tensão mínima admissível em uma carga no caso 220-5% = 209V.

A energia fornecida fora de padrão pode ser obtida verificando quantas cargas são supridas com tensão acima de U^+ , ou abaixo de U^- . Neste caso, as cargas que apresentam queda de tensão acima ou abaixo dos limites estabelecidos em 5.7 e 5.8 recebem energia fora de padrão.

Tem-se 6 cargas com queda de tensão do TD até elas inferior a 4 volts e, portanto, neste caso, estas seis cargas estarão recebendo energia fora de padrão.

Se o transformador que alimenta esta rede de 40 cargas possui demanda igual a 80kW, a energia fornecida fora de padrão é de 12kWxh.

Este modelo pode ser associado a áreas residenciais de baixa densidade, tais como regiões de casas em vilas em regiões não centrais das cidades.

5.2 Algoritmo para processamento dos modelos de redes secundárias no cálculo da queda de tensão até o centro de carga e da energia fornecida fora de padrão.

Para obter os valores da queda de tensão até o centro de carga e a energia fornecida fora de padrão de uma rede secundária representada por um dos modelos propostos neste capítulo, propõe-se um algoritmo de cálculo que consiste dos seguintes passos:

1- Obtenção dos dados iniciais, sendo eles:

- a) queda de tensão máxima permissível do transformador até o final da rede secundária através de dado estatístico da empresa, característica de projeto ou o valor admitido por norma;
- b) número de consumidores alimentados pelo transformador em questão;
- c) dados das demandas horárias do transformador que alimenta a rede analisada;
- d) limites máximo e mínimo adequados para a tensão fornecida a qualquer consumidor da rede e o valor da tensão nominal;
- e) tipo de modelo que foi relacionado à rede real do transformador.

2- Cálculo dos valores (PL_0) proporcionais à queda de tensão para todas as cargas da rede.

3- Cálculo do valor PL_0 proporcional à queda de tensão até o final da linha para a demanda máxima.

4- Cálculo dos níveis das tensões em cada carga da rede secundária em demanda máxima.

5- Cálculo da queda de tensão do TD até o centro de carga da rede secundária em demanda máxima.

6- Cálculo da energia fornecida fora de padrão no horário de demanda máxima.

7- Cálculo da queda de tensão até o final da linha, queda de tensão até o centro de carga, e energia fornecida fora de padrão nas demais horas.

Mostra-se, agora, como este procedimento pode ser realizado para obter o centro de carga e a queda de tensão até o final da linha de uma rede secundária.

Dados iniciais:

- a queda de tensão do transformador até o final da rede secundária, estimada pela concessionária proprietária da rede em 5% da tensão nominal;
- o número de consumidores alimentados pelo transformador em análise igual a 10;
- o transformador apresenta a seguinte característica de demanda durante o dia:

Quadro 5.3 - Características operacionais da rede secundária

Horário	0-6h	6-18h	18-22h	22-24h
Demanda	20kW	40kW	50kW	30kW
Tensão na barra secundária do TD	220V	216	216	218

- 231V, 209V e 220V são os limites máximo e mínimo adequados para a tensão fornecida a qualquer consumidor da rede e a tensão nominal respectivamente;
- esta rede foi relacionada ao modelo 3, ou seja, possui dois braços com 5 consumidores em cada um.

Os valores proporcionais à queda de tensão (PL_0) para cada uma das cargas em cada trecho idêntico são:

$$\Delta U_{1 \Rightarrow} 5PL_0$$

$$\Delta U_{2\Rightarrow} 5PL_0 + 4PL_0 = 9PL_0$$

$$\Delta U_{3\Rightarrow} 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 = 12PL_0$$

$$\Delta U_{4\Rightarrow} 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 = 14PL_0$$

$$\Delta U_{5\Rightarrow} 5PL_0 + 4PL_0 + 3PL_0 + 2PL_0 + PL_0 = 15PL_0$$

Com o uso da equação 5.3 calcula-se os valores (PL_0) proporcionais à queda de tensão do transformador até o centro de carga para os dois braços do modelo, o que resulta:

$$\Delta U_{cc} \Rightarrow \frac{PL_0(5^2 + 4^2 + 3^2 + 2^2 + 1^2)}{5} = 11PL_0$$

Considerando que $15PL_0$ é equivalente à queda de tensão máxima admissível de 11V, define-se que a queda de tensão equivalente na unidade PL_0 é igual a 0,73V. Como os dois trechos do modelo 3 são iguais, apresenta-se as quedas de tensão para apenas um dos lados idênticos.

$$\Delta U_1 = 3,66V$$

$$\Delta U_2 = 6,60V$$

$$\Delta U_3 = 8,80V$$

$$\Delta U_4 = 10,26V$$

$$\Delta U_5 = 11,00V$$

E, para o centro de carga do modelo, tem-se em demanda máxima:

$$\Delta U_{cc} = 11 \times 0,73V = 8,03V$$

O cálculo da energia fornecida fora de padrão no horário de demanda máxima é feito, definindo-se a queda de tensão adequada para os consumidores, considerando uma dada tensão na barra secundária do TD.

Das 6 às 22 horas tem-se uma tensão na barra secundária do TD (Quadro 5.3) igual a 216V, então:

Máxima queda de tensão adequada:

$$\Delta U = 216 - 209 = 7V$$

Mínima queda de tensão admissível:

Não há limite mínimo, haja vista a tensão na barra secundária do transformador ser menor do que o limite máximo adequado da norma, de modo que qualquer queda de tensão entre 0V e 7V permitirá que todos os consumidores operem com tensão dentro dos limites aceitáveis.

Para o período das 0h às 6h tem-se uma tensão na barra secundária do TD de 220V, então:

Máxima queda de tensão admissível:

$$\Delta U = 220 - 209 = 11V$$

Mínima queda de tensão admissível:

Não há limite mínimo, haja vista a tensão na barra secundária do transformador ser menor do que o limite máximo adequado da norma. Deste modo qualquer queda de tensão entre 0V e 11V permitirá que todos os consumidores operem com tensão dentro dos limites adequados.

Desta forma, todas as cargas para as quais a queda de tensão entre o TD e a sua localização no modelo for maior do que 7V das 6 às 22 horas estarão recebendo energia fora de padrão.

Para o horário das 0 às 6h da manhã, as cargas para as quais a queda de tensão desde o TD for maior do que 11V estarão recebendo energia fora de padrão.

E, finalmente, para o horário das 22 às 24h as cargas para as quais a queda de tensão desde o TD for maior do que 9V estarão recebendo energia fora de padrão.

Para o exemplo analisado, recebem então energia fora de padrão as cargas 3, 4 e 5 de ambos os braços do modelo durante o período das 6 às 22h.

Para o período de demanda máxima tem-se que a energia fornecida fora de padrão é igual à potência total entregue pelo transformador, multiplicada pela fração do total de cargas com tensão fora de padrão, multiplicada ainda pelo tempo que perdurar esta situação. Desta forma, para o exemplo analisado, a energia fornecida fora de padrão para o horário de demanda máxima é calculada como:

$$E = 50kW \times \frac{6}{10} \times 4 = 120kW \times h$$

Finalmente, o cálculo da queda de tensão até o final da linha, queda de tensão até o centro de carga, e energia fornecida fora de padrão para os demais períodos é feito, considerando a relação entre a demanda máxima e a demanda nas demais horas.

Quadro 5.4 - Cálculos das características operacionais

Horário	0-6h	6-18h	18-22h	22-24h
Demanda	20kW	40kW	50kW	30kW
D/D_{\max}	$20/50=0,4$	$40/50=0,8$	1	0,6
Tensão barra secundária do TD	220V	216	216	218
Queda de tensão até o final da linha	$11 \times 0,4 = 4,4V$	$11 \times 0,8 = 8,8V$	11V	$11 \times 0,6 = 6,6V$
Queda de tensão até centro de carga	$8,05 \times 0,4 = 3,22V$	$8,05 \times 0,8 = 6,44V$	8,05V	$8,05 \times 0,6 = 4,83V$
Queda de tensão até cada carga				
ΔU_1	$\Delta U_1 = 3,66V \times 0,4 = 1,15V$	$\Delta U_1 = 3,66V \times 0,8 = 2,30V$	$\Delta U_1 = 3,66V$	$\Delta U_1 = 3,66V \times 0,6 = 2,196V$
ΔU_2	$\Delta U_2 = 6,60V \times 0,4 = 2,64V$	$\Delta U_2 = 6,60V \times 0,8 = 5,28V$	$\Delta U_2 = 6,60V$	$\Delta U_2 = 6,60V \times 0,6 = 3,96V$
ΔU_3	$\Delta U_3 = 8,80V \times 0,4 = 3,52V$	$\Delta U_3 = 8,80V \times 0,8 = 7,04V$	$\Delta U_3 = 8,80V$	$\Delta U_3 = 8,80V \times 0,6 = 5,28V$
ΔU_4	$\Delta U_4 = 10,26V \times 0,4 = 4,10V$	$\Delta U_4 = 10,26V \times 0,8 = 8,20V$	$\Delta U_4 = 10,26V$	$\Delta U_4 = 10,26V \times 0,6 = 6,156V$
ΔU_5	$\Delta U_5 = 11,00V \times 0,4 = 4,40V$	$\Delta U_5 = 11,00V \times 0,8 = 8,80V$	$\Delta U_5 = 11,00V$	$\Delta U_5 = 11,00V \times 0,6 = 6,60V$
Número de cargas com tensão fora de padrão	0	3×2	3×2	0
Energia fornecida com tensão fora de padrão	0kW×h	$E = 40kW \times \frac{6}{10} \times 12h = 288$	120kW×h	0kW×h

Os modelos de redes secundárias, propostos neste capítulo, permitem obter o centro de carga para estas redes e a quantidade de energia fornecida fora de padrão aos seus consumidores, constituindo-se, desta forma, em ferramentas importantes para a implementação de metodologias de ajuste dos meios básicos de controle de tensão, baseadas em uma análise completa para 24 horas.

Estes modelos utilizam-se do maior volume possível de informações disponíveis nas concessionárias de energia elétrica.

Capítulo 6

PRINCÍPIOS DE OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DOS TRANSFORMADORES COM MUDANÇA DE TAP'S SOB CARGA

Os meios de controle de tensão de um sistema de distribuição podem ser divididos entre aqueles capazes de se ajustar às condições do sistema, sem a necessidade de interrupção de sua operação, e aqueles incapazes de fazê-lo.

Entre os elementos reguladores capazes de operar mudanças em seus ajustes, sem a necessidade de interrupção no fornecimento, estão os autotransformadores (empregados geralmente em alimentadores longos como reguladores de tensão) e os comutadores de derivações sob carga (CDC) que equipam, geralmente, os transformadores das subestações.

Entre os meios básicos de controle de tensão, apenas os tap's do transformador da SE podem ser alterados sem interrupção de fornecimento através de CDC.

Os tap's do transformador da SE podem então, através do uso do CDC, modificar a tensão na barra secundária do transformador da SE de acordo com o definido pela lei de controle de tensão, em função da corrente que é fornecida pelo transformador da SE.

Com o correto uso do CDC, é possível adaptar o sistema de distribuição como um todo, colocando, na barra da SE, tensões mais altas nos momentos de maior carregamento e tensões menores durante os períodos onde o sistema está com menor carga e, portanto, as quedas de tensão são também menores.

Desta forma, o estudo da implementação da lei de controle de tensão da SE e do emprego do CDC complementa o estudo dos métodos de otimização de tensão em sistemas de distribuição, apresentado nos capítulos 3 e 4.

Os dois procedimentos apresentados nos capítulos 3 e 4 propõem a abordagem para a construção da reta que caracteriza a lei de controle de tensão, ficando para este capítulo, mostrar o caminho a percorrer para criar as condições de operação do CDC

Para que um sistema de distribuição possa suprir, do ponto de vista da tensão fornecida corretamente, todos os consumidores a ele conectados, é necessário conhecer ou estimar os dados relativos a seu funcionamento e, então, operar os meios de controle de tensão de maneira a implementar as condições mais favoráveis possíveis para o conjunto dos consumidores.

Neste capítulo, observa-se o modo de operação do CDC para que se possa retirar dele o melhor proveito com o desgaste mínimo necessário.

A lei de controle de tensão estabelece diretamente a relação entre a corrente de carga fornecida pela SE ao sistema e a tensão ótima que deveria ser mantida nos terminais do transformador da SE.

Com o uso da lei de controle de tensão, definida como apenas uma reta conforme apresentado nas figuras (3.3) e (4.1) para a definição da operação do CDC, necessitar-se-ia, teoricamente, de infinitas comutações em pequenos degraus de elevação/redução de tensão para garantir sempre a tensão desejável na barra secundária do transformador da SE. Isto significa operar um número infinito de pequenos ajustes para compensar as mudanças de carga por menores que sejam e manter a tensão secundária do transformador da SE rigidamente de acordo com a reta da lei de controle de tensão.

Alguns problemas inviabilizam completamente tal possibilidade:

- a quantidade de tap's e valores de alteração de tensão produzidos pelos tap's;

- o número de operações do comutador de derivações sob carga que tem de ser limitado para evitar o desgaste prematuro e desnecessário deste componente;
- a manutenção/substituição do CDC que implica em elevados custos, além de desligamento do transformador ao qual está acoplado.

Torna-se necessário, então, fazer com que cada operação do comutador de derivações sob carga da SE seja aproveitada da melhor maneira possível, evitando o desgaste prematuro deste componente, e, ainda assim, atendendo à lei de controle de tensão da melhor maneira possível.

6.1 Construção do comutador de derivações sob carga:

O elemento que irá operar as mudanças de nível de tensão na barra da SE é o CDC e, portanto, é necessária uma análise sobre a sua forma de emprego na implementação da lei de controle.

O CDC é um equipamento acoplado, em geral, a transformadores de médio e grande porte em subestações para permitir a mudança da tensão de saída do transformador, sem interromper a sua operação. Este equipamento é, portanto, o principal meio de controle de tensão dentro da SE e principal elemento na implementação da lei de controle de tensão da SE.

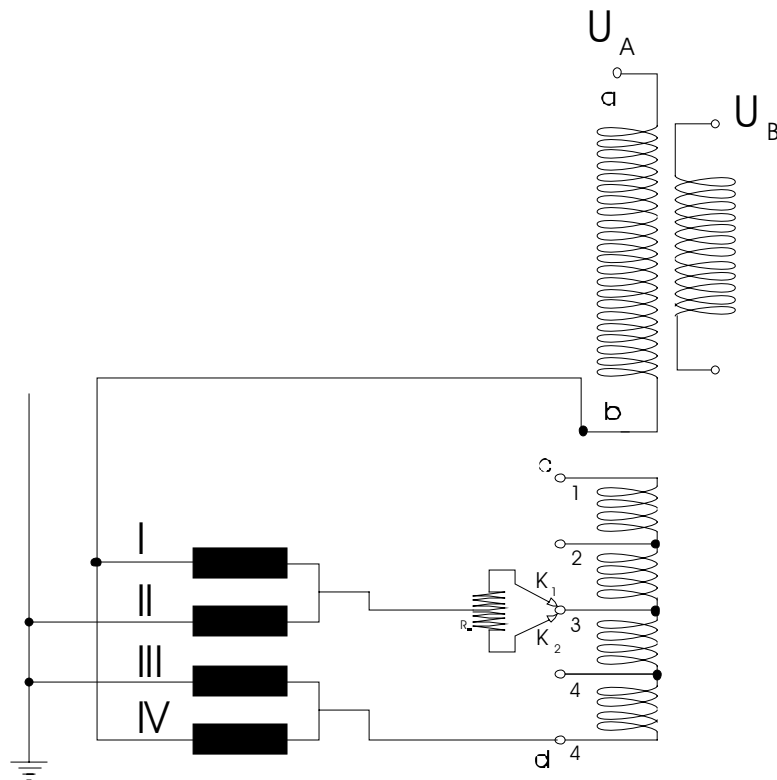


Figura 6.1 –esquema de regulação de tensão com mudança de tap sob carga

O enrolamento de alta tensão é composto por uma parte não regulada (enrolamento entre os pontos a e b na figura 6.1) e uma parte que compõe o enrolamento de regulação (entre os pontos c e d da figura 6.1).

Quando se necessita aumentar o coeficiente de transformação, o comutador passa da posição “n” para a “n+1.” Neste caso, os contatos K_1 e K_2 permitem realizar a transição de uma espira para outra, sem o desligamento do circuito elétrico. Esta troca de posições está apresentada na figura 6.2

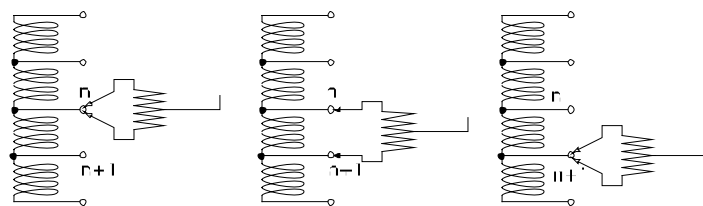


Figura 6.2 – Operação de mudança de tap

A resistência R_o serve para limitar a corrente que aparece no processo de fechamento de parte do enrolamento através dos contatos K_1 e K_2 .

As chaves I-IV são utilizadas aos pares e permitem a inversão do enrolamento, duplicando a quantidade de tap's de regulação.

Este equipamento é bastante volumoso, tem elevado custo e sua manutenção é programada em função do número de operações de comutação realizadas. Além disto, esta manutenção exige o desligamento do transformador com os conseqüentes transtornos para o fornecimento que deve ser interrompido, ou obtido de outra unidade.

A fim de aumentar o espaço de tempo entre uma manutenção e outra, deve-se encontrar uma solução que represente um compromisso entre a qualidade da tensão fornecida e o número de operações do CDC.

O que se precisa definir então, é como e quando fazer a troca dos tap's do transformador da SE, de modo que a tensão na barra da SE fique o mais próximo possível da tensão ideal indicada pela lei de controle de tensão, sem causar um número excessivo de operações do comutador de derivações sob carga.

6.2 Operação do comutador de derivações sob carga

A definição da lei de controle de tensão, conforme estudada nos capítulos 3 e 4, não é suficiente para definir, na prática, a posição do tap do CDC durante a operação da SE, já que traz uma relação linear entre a tensão ótima, a ser fornecida na barra secundária do transformador da SE e sua corrente de carga.

A fim de permitir o uso de um comutador com degraus de compensação, tal como ocorre na prática, deve-se definir não só uma relação entre a tensão desejável na barra da SE e a corrente de carga, mas também um critério para trocar o tap empregado no CDC de acordo com a necessidade do controle. Deve-

se ainda manter o compromisso entre o número reduzido de operações diárias e a qualidade da energia fornecida, no que se refere ao seu nível de tensão.

Definem-se duas faixas de operação ao redor da lei de controle de tensão com 3 zonas, onde as ações a serem tomadas são definidas de acordo com a figura 6.3:

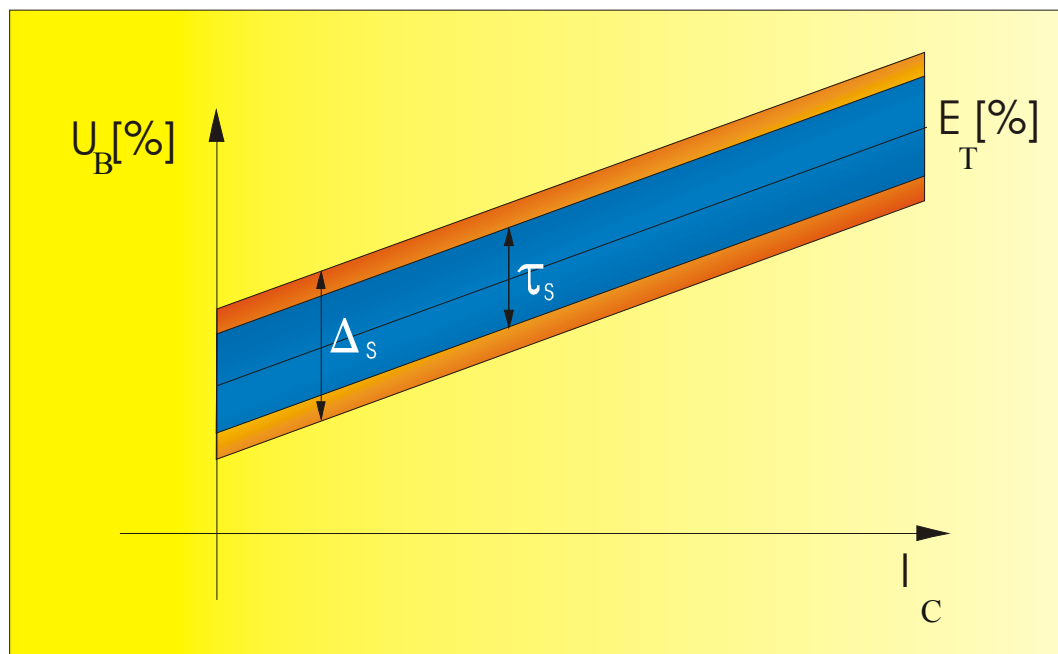


Figura 6.3 - Faixas de controle de tensão

Na figura 6.3

$U_b[\%]$ e I_c são os eixos nos quais é definida a lei de controle de tensão sendo $U_b[\%]$ a tensão na barra secundária do transformador da SE em percentual da nominal, e I_c a corrente de carga do transformador da SE

Faixa de insensibilidade interna, τ_s (Em azul no gráfico).

É a faixa desejável para a tensão secundária da SE em cada valor de corrente de carga. Quando, para um dado valor de corrente de carga, a tensão na

barra da SE recair dentro desta faixa, nenhuma ação deve ser tomada com relação a alterar o tap do CDC.

Faixa de insensibilidade externa, Δ_s (em laranja no gráfico).

Quando, para uma dada carga, a tensão na barra da SE se encontrar nesta faixa, verifica-se, durante um tempo “t”, esta condição antes de tomar qualquer ação. Isto permite analisar se a variação de tensão é apenas aleatória e de curta duração, portanto a mudança do tap é desnecessária, ou se a variação de tensão é estável e exige mudança do tap.

Quando a tensão para uma dada corrente de carga se mantém na faixa externa por um tempo maior do que o de observação “t”, será feita então a comutação do CDC, a fim de trazer a tensão de volta para a faixa de insensibilidade interna.

Se, a qualquer momento, a tensão na barra da SE para uma dada corrente de carga sai da área limitada pela faixa externa, deve-se tomar ação imediata no sentido de recolocar a tensão dentro da faixa interna, através da comutação do CDC.

A seleção das áreas interna e externa (áreas de insensibilidade) tem um papel muito importante na implementação da lei de controle de tensão e é um problema complexo.

A seleção incorreta das áreas de insensibilidade pode ocasionar um controle de tensão próximo demais da lei definida no processo de modelagem do sistema de distribuição, o que seria muito bom para os consumidores, mas desastroso para o CDC, devido ao elevado número de comutações, resultante de um acerto com áreas de insensibilidades muito pequenas, ou ainda, áreas de insensibilidades grandes demais podem levar prejuízos aos consumidores que passarão a receber energia de má qualidade, sem que o sistema de controle de tensão faça qualquer coisa a respeito.

Tendo isto em vista, em geral as empresas preferem definir um número máximo permissível de comutações diárias, de acordo com o programa de

manutenção de seus equipamentos e, então, a partir disto, ajustar as faixas de insensibilidade.

A definição de duas áreas de insensibilidade (uma interna e outra externa) implica a seguinte análise:

a) se a tensão secundária do transformador da SE U_B se mantiver dentro da área de insensibilidade interna, e, portanto:

$$|E_t - U_B| \leq \frac{\tau_S}{2}$$

Onde:

E_t é o valor ideal de tensão na barra da SE para uma dada corrente de carga, definido pela reta da lei de controle de tensão;

U_B é a tensão real nos terminais secundários da SE.

Então, nenhuma ação precisa ser tomada, e o nível de tensão na SE é dito adequado.

b) se a tensão secundária U_B se mantiver dentro da área de insensibilidade externa e, portanto,

$$|E_t - U_B| > \frac{\tau_S}{2}$$

e

$$|E_t - U_B| \leq \frac{\Delta_S}{2}$$

Faz-se necessário aguardar um tempo “t” a fim de acumular mais dados e ver se se trata apenas de uma mudança aleatória da carga que, em pouco tempo, deixa de existir, ou se se trata de uma mudança não ocasional da carga e, portanto, ela se manterá durante o tempo de espera “t” e será necessário alterar o tap, a fim de adequar novamente a tensão aos níveis aceitáveis.

Para que se possam operar corretamente os transformadores equipados com CDC, é necessário levar em conta também a queda de tensão ocasionada pela impedância interna e efeito do tap atualmente em uso.

Para um transformador, como o da figura 6.4, definem-se seus níveis de tensão como:

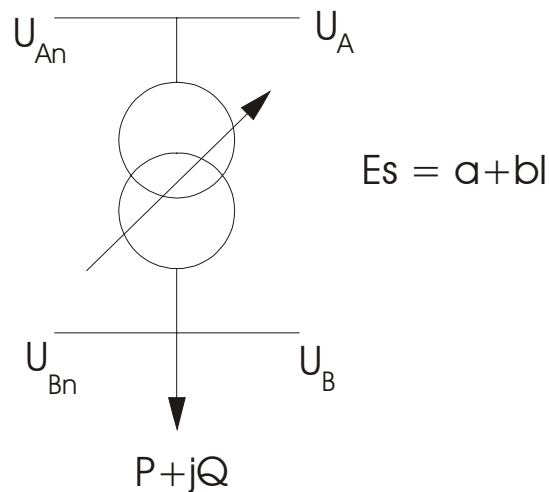


Figura 6.4 Níveis de tensão de transformador de SE

$$U_t = U_{An} \left[1 - \frac{E_t^{(e)}[\%]}{100} \right]$$

$$\Delta U_t = \frac{PR_T + QX_T}{1000 U_t}$$
(6.1)

$$U_B = \frac{(U_A - \Delta U_t) U_{Bn}}{U_t U_{An}}$$

Onde:

U_t é a tensão secundária referida ao primário, sem considerar a queda de tensão interna do transformador;

$E_t^{(e)}[\%]$ é a elevação percentual de tensão ocasionada pelo tap “e”;

U_{An} é a tensão nominal na rede primária;

P e Q são as potências ativa e reativa fornecidas ao TR em kW e kVAr respectivamente;

ΔU_t é a queda de tensão devido à impedância interna do transformador;

U_B é a tensão do lado secundário do transformador da SE;

U_A é a tensão no lado primário do transformador da SE;

U_{Bn} é a tensão nominal do lado de BT do transformador.

O que se quer é, utilizando os dados referentes ao modo de operação dos sistemas de distribuição e as características de placa do transformador da SE, construir um modelo de funcionamento automático do controle de tensão para transformadores com CDC.

Este modelo será então empregado para determinar o número de comutações do CDC (y) em função da amplitude das faixas de insensibilidade interna e externa e da frequência das aquisições de dados representado por:

$$y = f(\tau_s, \Delta_s, \Delta t_s) \quad (6.2)$$

Onde:

τ_s é a amplitude da faixa de insensibilidade interna;

Δ_s é a amplitude da faixa de insensibilidade externa;

Δt_s é a taxa de amostragem.

O modelo 6.2 pode ser criado a partir de uma análise de regressão multifatorial, ou com o uso de um aparato matemático de planejamento de experimentos. Para realizar isto, pode ser utilizada simulação probabilística da operação do transformador com base em dados operacionais reais de um sistema de potência.

6.3 Simulação de operação do comutador de derivações sob carga

Para simular a operação do comutador de derivações sob carga com uma dada lei de controle de tensão, precisa-se ter os valores das cargas ativa e reativa e do nível de tensão na barra primária da SE. Estes dados podem ser obtidos através de sistemas de aquisição de dados das companhias energéticas que, em geral, fazem-no para cada minuto.

Para o sistema de controle, no entanto, pode ser exigida uma aquisição de dados a cada 10, 20 ou 30 segundos e, então, para gerar os valores intermediários necessários, propõe-se o uso do método de provas estatísticas ou método de Monte Carlo. Constrói-se, então, pseudomedidas para suprir o sistema de aquisição com dados, no espaço entre os dados fornecidos pelo sistema de aquisição de dados da empresa.

Tais valores serão construídos aleatoriamente, tendo como expectativa matemática o resultado da medida para o minuto correspondente e o desvio padrão dos últimos 10, 20 ou 30 minutos, definido através de dados operacionais.

A parte fundamental da modelagem, com base no método de testes estatísticos, ou método de monte Carlo, é a realização aleatória do fenômeno que se quer modelar, portanto é importante a possibilidade de gerar os valores aleatórios R de acordo com uma dada lei de distribuição (para este caso lei de distribuição normal que é a geralmente associada com as variações de carga).

Pode-se, para criar os valores aleatórios necessários, utilizar o teorema do limite central da teoria da probabilidade (SOBOL, I, 1984, p. 64).

De acordo com este teorema, adiciona-se um grande número de valores aleatórios independentes, distribuídos uniformemente, comparados com os níveis de dispersão. Obter-se-á um valor aleatório que tem distribuição aproximadamente normal. Esta distribuição será mais próxima da normal quanto maior for o número de valores aleatórios adicionados.

A experiência nos mostra que é suficiente somar entre 6 e 12 parcelas distribuídas uniformemente.

Supondo então que:

$$V = \sum_{i=1}^n R_i$$

Onde R_i é uma grandeza aleatória uniformemente distribuída no intervalo entre zero e um, a média de V será então dada por:

$$m_V = \sum_{i=1}^n m_{R_i} = 0,5n$$

E a variância de V pode ser obtida por:

$$D_V = \sum_{i=1}^n D_{R_i}$$

Sendo que, para uma variável distribuída uniformemente entre α e β , pode-se calcular D da seguinte maneira com distribuição uniforme:

$$D = \frac{(\beta - \alpha)^2}{12}$$

Então, como se considerou que $\alpha=0$ e $\beta=1$, tem-se que:

$$D_{R_i} = \frac{1}{12}$$

o que resulta numa variância de V dada por:

$$D_V = \frac{n}{12}$$

e, conseqüentemente, o desvio padrão é obtido por:

$$\sigma_V = \sqrt{D_V} = \frac{\sqrt{n}}{2\sqrt{3}}$$

Pode-se, usando o valor da média e do desvio padrão de V , normalizá-lo, criando então um conjunto:

$$Z = \frac{V - m_V}{\tau_V} = \frac{2\sqrt{3}(V - 0,5n)}{\sqrt{n}} = \frac{2\sqrt{3}(\sum_{i=1}^n R_i - 0,5n)}{\sqrt{n}} \quad (6.3)$$

Como se precisa, de acordo com o método de Monte Carlo, que a variável aleatória x tenha média m_x , igual à última medida, e desvio padrão τ_x , igual ao desvio padrão dos últimos 10, 20 ou 30 minutos, precisar-se-á, então, operar sobre o conjunto dos valores aleatórios gerados pelo teorema do limite central, a fim de modificar a sua média e desvio padrão para os valores adequados. Para tanto, serão utilizadas duas propriedades estatísticas, uma do desvio padrão e outra da média:

- a soma (ou subtração) de uma constante qualquer a todos os elementos de uma variável aleatória modifica a média do exato valor da constante, somada (subtraída) sem alterar o desvio padrão;
- a multiplicação ou (divisão) de todos os elementos de uma variável por uma constante aleatória multiplica (ou divide) o valor do desvio padrão do mesmo valor da constante.

Então, finalmente, usando as propriedades da média e do desvio padrão, pode-se reescrever a equação 6.3 de modo a fornecer diretamente X , já com a média e o desvio padrão desejados:

$$X = \sigma_X \frac{2\sqrt{3}(\sum_{i=1}^n R_i - 0,5n)}{\sqrt{n}} + m_X \quad (6.4)$$

Este processamento pode ser explicado através do exemplo abaixo:

Supondo que se deseja obter 5 valores aleatórios de média 20 e desvio padrão 2, inicia-se com a criação de um quadro com 6 números aleatórios independentes e uniformemente distribuídos no intervalo de zero a um para cada um dos valores aleatórios de distribuição normal de que se necessita, como mostrado no quadro 6.1

Quadro 6.1 - Números aleatórios independentes para composição da variável aleatória de distribuição normal

R ₁	0,52	0,057	0,22	0,69	0,25
R ₂	0,44	0,68	0,69	0,54	0,12
R ₃	0,13	0,79	0,94	0,36	0,59
R ₄	0,70	0,19	0,86	0,56	0,99
R ₅	0,31	0,17	0,043	0,57	0,0215
R ₆	0,15	0,052	0,64	0,92	0,716
	$\Sigma = 2,27$	$\Sigma = 1,94$	$\Sigma = 3,41$	$\Sigma = 3,65$	$\Sigma = 2,70$

Pode-se então calcular cada um dos valores com distribuição normal de que se necessita através da equação 6.4, o que para o primeiro valor resulta:

$$X_1 = \sigma_x \frac{2\sqrt{3}(\sum_{i=1}^n R_i - 0,5n)}{\sqrt{n}} + m_x = 2 \frac{2\sqrt{3}(2,27 - 0,5 \times 6)}{\sqrt{6}} + 20 = 17,93$$

Calculando de forma análoga para os restantes, tem-se:

$$X_2=17,08$$

$$X_3=21,16$$

$$X_4=21,83$$

$$X_5=19,15$$

Pode-se, então, proceder à verificação, se o conjunto dos valores aleatórios tem distribuição satisfatoriamente próxima da normal, por exemplo, com o uso do Pearson (POLLAID, J. H, 1997).

Esta análise permite traçar os requisitos necessários para a determinação de faixas de insensibilidade ao redor da lei de controle de tensão, a fim de garantir o compromisso entre a qualidade da tensão que chega aos consumidores e o custo de manutenção do CDC.

Capítulo 7

CONCLUSÕES

A vida moderna apresenta altas exigências em relação à qualidade da energia elétrica. A satisfação destas exigências depende, em grande parte, da eficiência da operação dos sistemas de distribuição.

Em particular, a garantia de níveis de tensão adequados depende da topologia da rede de distribuição, da potência e da localização dos seus equipamentos de compensação reativa e, principalmente, da escolha correta dos tap's dos TD's e da lei de controle de tensão da SE.

A escolha dos parâmetros destes equipamentos realiza-se num processo de modelagem e planejamento de modos de operação em redes elétricas. Entretanto, atualmente, as companhias energéticas são bastante diferentes do ponto de vista da informação disponível e software utilizado para a modelagem de suas redes de distribuição.

Tudo isto força o desenvolvimento de métodos e algoritmos diferentes para a solução do problema da otimização do regime de tensão. Cada uma destas propostas deve ser orientada para uma certa quantidade e qualidade de dados iniciais.

Tendo em vista o exposto acima, esta dissertação apresenta os seguintes resultados:

- - Desenvolvimento de um algoritmo que permite escolher os parâmetros dos meios básicos de controle de tensão para os regimes de demanda máxima e mínima, empregando somente dados e programas disponíveis na maior parte das concessionárias distribuidoras de energia elétrica.
- - Desenvolvimento de um algoritmo que, utilizando-se do conceito de centro de carga, permite uma análise precisa e um ajuste dos meios básicos de controle de tensão baseado na análise das quedas de tensão na rede durante as 24 horas do dia. Este algoritmo integra dados já disponíveis na maioria das concessionárias distribuidoras de energia elétrica com ferramentas como o ASD e a modelagem de cargas. Este algoritmo permite também minimizar a energia fornecida fora de padrão por um sistema de distribuição, caso não seja possível fornecer tensão adequada a todos os consumidores em algum momento.
- - Estão propostos e analisados modelos de redes de baixa tensão os quais podem ser utilizados em caso de ausência de informação adequada sobre parâmetros e distribuição de consumidores.
- - Os modelos propostos permitem avaliar a queda de tensão até o centro de carga, até o último consumidor da rede secundária e definir a quantidade de energia consumida com níveis de tensão que não se enquadram nos limites estabelecidos por norma.
- - Os dois algoritmos para ajuste dos meios básicos de controle de tensão, apresentados nesta dissertação, produzem os pontos necessários para a definição da lei de controle de tensão na subestação.
- - Foi desenvolvido um conjunto de softwares capazes de calcular o ajuste dos meios básicos de controle de tensão em sistemas de distribuição e, com estes, foram calculados os parâmetros dos tap's e leis de controle de tensão de exemplos reais.

7.1 Propostas para a continuidade do trabalho:

- 1- Verificar a adequação e ajustar, caso necessário, os modelos de redes secundárias às redes reais através de pesquisa de campo.
- 2- Aprimorar a metodologia e algoritmo para a escolha da lei de controle de tensão através de dados sobre demanda máxima e mínima.
- 3- Aprofundar a avaliação das faixas de insensibilidade e implementação prática da lei de controle de tensão.
- 4- Aprofundar o estudo da solução do problema de controle de tensão quando os meios básicos não forem suficientes para garantir tensão adequada a todos os consumidores.

BIBLIOGRAFIA

1. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. –ANEEL –Resolução 505/2001. Disponível em <http://www.aneel.gov.br> – Acesso em 15/05/2005
2. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. –ANEEL –Resolução 676/2003. Disponível em <http://www.aneel.gov.br> – Acesso em 15/05/2005
3. AILLERET, P. **L'introduction de la mesure dans la notion de la qualite da service d'une distribution d'electricite et son interet an point de vue de conception des reseaux.** Bull de la Societe Francaise des Electricians, 1956, (N. 61).
4. BERNARDON, D. P. **Desenvolvimento de algoritmos e sistema computacional para estimação de estados em redes de distribuição –** PPGEE/UFSM, 2004.
5. König, A. L. **Desenvolvimento de algoritmos e ferramenta computacional para modelagem de cargas e redes secundárias de distribuição.** Dissertação (mestrado em engenharia elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.
6. CALOLIC, M. **Modelling and analysis of underload tap changing transformers control system.** IEEE PES Winter Meeting, Dallas, TX, 1984.
7. CONCORIA, S. IHARA. **Load representation in power system stability stadies, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems.** V. PAS – 101, N. 4, 1982.
8. DELFINO, B; DENEGRI, G; INVERNIZZI, M & MASSUCCO, S. **Voltage regulation issues in a deregulated environment.** IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, V. 1, 2001, pp. 264-269.
9. DEMERIC, C. et. all. **A new approach to solid-state on load-tap changing transformers.** IEEE Transaction on Power Delivery, V. 13, N. 2, 1998.

10. ELETROBRÁS. Comitê de distribuição. Coleção: Distribuição de energia elétrica, V.1, 1982.
11. ERICKSON, J & GILLIGAN, S. **The effects of voltage reduction on distribution circuit loads.** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, V. PAS – 101, N. 7, 1992.
12. FAIZ, J & SRAHKOLAH, B. **Optimal configuration for tap of windings and power electronic switches in electronic tap-changers.** IEEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, V. 149, N. 5, 2002.
13. GAUSSENS, P. & GAZALE, P. **Le réglage de la tension dans les réseaux de distribution.** Bull de la Societe Francaise des Electriciens, 1959, (N. 7).
14. GAUSSENS, P. **Reglage des fluctuations ale`toizes de tension dans les réseaux electriques.** Bull de la Societe Francaise des Electriciens, 1959, (N. 26).
15. GLENDINNING, P. **Potential solutions to voltage control issues for distribution networks containing independent generators.** 16-th CIRED International Conference and Exhibition on Electric Distribution, 2001. (Part 1, IEE Conf. Publ. N. 482).
16. HANDLEY, B; & RADFERN,M & WHITE, S. **On load tap-changer conditioned based maintenance.** IEEE Proceedings on Generation, Transmission, Distribution, V.148, n26, 2001.
17. HANDLEY, B; RODFERN, M & WHITE, S. **On load tap-changer. Conditioned based maintenance.** IEEE Proceedings on Generation, Transmission, Distribution, v. 148, n4, 2001.
18. HATZIARGYRION, N. KARAKATSANIS, T. **Distribution system voltage and reactive power control based on probabilistic load flow analysis.** IEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, V. 144, N. 4, 1997.
19. HAUBRICH, H et alii. **Voltage control in medium voltage distribution networks.** International Conference and Exhibition on Electrical Distribution. CIRED/97, 1997. (IEE Conference publication N 438).
20. HISEOEK, N. **Voltage control of tap changing transformers for increased distribution network utilization and flexibility.** IEE Colloquium on Energy Quality, London, 1995.
21. HU, X.; et alii. **Volt/Var control in distribution sistems using a time interval based approach.** V150, n20 2003.
22. HU, X.; et alii. **Volt/Var control in distribution sistems using a time interval based approach.** V150, n27 2003
23. JIANG, F; BO, Z & CHIN, P. **A new automatic voltage control reley for unbalanced distribution systems.** IEEE Winter Meeting, V. 3, 2000.

24. KANG, P & BIRTHWHISTLE, D. **Condition monitoring of power transformed on load tap-changers.** Part. I. Automatic conditioned diagnostics. V. 148, n4, 2001.
 25. KANG, P. & BIRTHWHISTLE, D. **Condition monitoring of power transformer on load tap changers, Part I, Automatic conditioned diagnostics.**
 26. LIM, K. & ILIC, M. **Control coordination of distribution power networks.** IEEE International Symposium on Circuits and Systems, V. 2, 1991.
 27. LIN, YUTIAN, ZHANG, P & QIU, X. **Optimal reactive power and voltage control for radial distribution systems.** IEEE Winter Meeting, V. 1, 2000.
 28. LU, F. & HSU, Y. **Reactive power/voltage control in a distribution substations using dynamic programming.** IEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, V. 142, N. 6, 1995.
 29. MASTERS, C; MUTALE, J; STRBAC, G; CURCIC, S & JENKINS, N. **Statistical evaluation of voltage in distribution systems with embedded wind generation.** IEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, V. 147. V. 4, 2000.
 30. MIELCZARSKI, W & MICHALIK, G. **Voltage regulation and energy consumption in electricity markets.** IEEE Winter Meeting, V. 2, 1999.
 31. POLLARD, JH. **A handbook of numerical and statistical techniques.** Cambridge, London, New York, Melbourne: Cambridge University Press, 1977.
 32. PREISS, R & VARNOCK, V. **Impact of voltage reduction on energy and demand.** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, V. PAS - 97, N. 5, 1992.
 33. RHO, D; KITA, H; HASEGAWA, J & NISHIYA, K. **A study of the optimal voltage regulation methods in power distribution systems interconnected with dispersed energy storage and generation systems.** International Conference on Energy Management and Power Delivery, Proceedings of EMPO-95, V. 2, 1995.
 34. SALEM, M et alii. **Voltage control by tap-changing transformers for a radial distribution networks.** IEEE - Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution. 1997.(V. 144, N. 6).
 35. SALMAN, S. **The impact of embedded generation on voltage regulation and losses of distribution networks.** International Conference on Electric Power Engineering, PowerTech, 1999.
 36. SOBOL, I. **O método de Monte Carlo.** Brasil. Ed. Mir, 1984.
- TOMSANCH, M; YALLA, M & CRAIG, A. **Coordinated adaptive distribution volt/var controls.** IEEE Transmission and Distribution Conference, V. 2, 1999.

APÊNDICE

Apêndice 1 - Exemplo de implementação prática da metodologia proposta

Com base nos conhecimentos teóricos desenvolvidos nos capítulos três, quatro e cinco do presente trabalho, foi elaborado um procedimento prático para a otimização dos tap's de TD's e construção da reta que define a lei de controle da SE.

Este procedimento e sua implementação computacional são assuntos deste capítulo no qual serão aplicados os cálculos dos capítulos 3, 4 e 5 às redes reais, a fim de apresentar metodologia e software desenvolvidos durante esta dissertação.

Para que seja possível iniciar o trabalho de ajuste dos meios básicos de controle de tensão, é necessário primeiro obter as tensões na AT em todos os transformadores.

A fim de obterem-se as tensões na barra primária dos TD's, utiliza-se o software ASD para calcular o fluxo de cargas.

O software ASD utiliza, como forma de entrada de dados, um arquivo do tipo CSV (caracteres separados por vírgula), contendo todas as informações necessárias ao cálculo do fluxo de carga na rede primária.

A estrutura deste arquivo é construída da seguinte forma:

ARQUIVO DE PARÂMETROS DE REDE

INFORMAÇÕES DOS NÓS

indicando seu número e suas coordenadas X e Y

AL,5,10

0,20,30

1,10,15

2,12,16

3,15,18

...

END/ NODES,,,,,,,,

INFORMAÇÕES DOS RAMOS COM A SEGUINTE ESTRUTURA:

Identificação (número) do nó 1, identificação do nó 2, tipo de elemento, extensão ou estado das chaves (0-Aberta, 1-Fechada) resistência e reatância

A1,0,3#3/OCAA,0.01,0.55,0.50,0.60

0,1,3#3/OCAA,0.01,0.44,0.49,0.62

1,2,3#3/OCAA,0.03,0.43,0.45,0.67

2,3,SWITCH, 1

3,4,3#3/OCAA,0.05,0.43,0.49,0.61

4,5,3#3/OCAA,0.01,0.33,0.46,0.65

END/ BRANCH,,,,,,,,

INFORMAÇÕES DOS REGULADORES DE TENSÃO

Identificação do nó1, identificação do nó2, potência nominal

2,4,2880

END/ TRANSF,,,,,,,,

INFORMAÇÕES DAS CARGAS

Identificação do nó, potência ativa, Potência reativa

1,150,330

2,20,35

6,15,35

END/ LOADS,,,,

INFORMAÇÕES DOS BANCOS DE CAPACITORES

Identificação do nó, potência nominal, tensão nominal

5,1200,13.8

END/ CAPS,,,,

Tendo construído o arquivo de entrada de dados, pode-se, então, rodar o ASD, a fim de construir o fluxo de carga em toda a rede primária do alimentador, apresentado na forma de dois quadros onde, no primeiro, tem-se o número do nó, os parâmetros de seqüência α_n e β_n , a potência ativa P, a reativa Q e a tensão I de cada nó.

Quadro A1.1 - Exemplo da apresentação de informações sobre nós

Nó	α_n	β_n	P	Q	V
1	1	18	116,28	54,72	13,74
2	2	6	3,39	1,59	13,79
3	3	16	11,42	3,08	13,74
4	4	16	11,42	3,08	13,74
5	5	17	0,00	0,00	13,74

O quadro A1.2 fornece dados referentes aos trechos que compõem a rede, indicando os nós entre os quais o trecho se desenvolve (inicial e final), o seu tipo (se é linha, chave etc.), as fases que o compõem (Fases A, B e C de um sistema de trifásico), o equipamento do trecho (tipo de cabo por exemplo), sua extensão, resistência e reatância de seqüência positiva, resistência e reatância de seqüência zero, parâmetros de seqüência α_n e β_n , potência ativa, reativa e corrente (P, Q e I respectivamente) que circulam no trecho, tensão nos nós inicial e final do trecho, suas coordenadas X e Y e as perdas de potência ativa e reativa que ocorrem no trecho.

Quadro A1.2 - Exemplo de informações sobre trechos

Nó 1	Nó 2	Tipo	Fases	Equipamento	Capacidade	km	R1	X1	R0	X0
AI	1	L	ABC	3#4/0CAA	330	0,054	0,3679	0,4717	0,5457	1,9349
1	2	L	ABC	3#4/0CAA	330	0,012	0,3679	0,4717	0,5457	1,9349
2	3	L	ABC	3#4/0CAA	330	0,046	0,3679	0,4717	0,5457	1,9349
3	4	S	ABC	SWITCH	-	1,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Quadro A1.2 (continuação)

α_r	β_r	P	Q	I	$V_{Nó 1}$	$V_{Nó 2}$	x1	y1	x2	y2	Perdas P	Perdas Q
1		924,21	449,32	42,99	13,80	13,80	314,28	49,79	315,15	49,56	0,11	0,14
2	1	924,10	449,18	42,99	13,80	13,80	315,15	49,56	315,24	49,47	0,02	0,03
3	2	924,07	449,15	42,99	13,80	13,80	315,24	49,47	312,99	49,70	0,09	0,12
4	3	923,98	449,03	42,99	13,80	13,80	312,99	49,70	312,39	49,70	0,00	0,00

Para permitir o ajuste dos tap's e a construção da lei de controle da SE, precisa-se dos dados de tensão e carga para todos os transformadores durante as 24 horas do dia.

É necessário obter o perfil das tensões do alimentador para as 24 horas do dia, compondo as parcelas de queda de tensão na rede primária, obtidas com o uso do ASD, com aquelas referentes aos TD's e às redes secundárias.

Isto é feito pelos softwares “Análise de tensão secundária” (ATS) e o “Sistema de ajuste de tensão” (SAT), desenvolvidos nesta dissertação.

Análise de Tensão Secundária (ATS): este software tem por objetivo calcular a queda de tensão desde a barra secundária do TD até o centro de carga, bem como calcular a quantia de energia fornecida fora de padrão para os consumidores de um dado transformador.

A fim de realizar seus cálculos, o software faz uso dos modelos propostos no capítulo 5 para representar a rede secundária do transformador analisado.

São dados de entrada para o software de análise de tensão secundária: a tensão na barra secundária do TD, o tipo de modelo a ser empregado, os limites máximo e mínimo adequados para a tensão fornecida a cada consumidor, a potência fornecida pelo TD e o número de consumidores conectados ao transformador.

As origens destes dados de entrada são geralmente as seguintes:

- a) Tipo de modelo a ser empregado: obtido a partir de análise “in loco” da rede a ser modelada, ou a partir do uso de critérios tais

como, potência do transformador, área onde se encontra instalado e número de consumidores.

- b) Limites admissíveis da tensão fornecida aos consumidores: são os valores recomendados pela norma, ou aqueles desejados pelo projetista.
- c) Potência fornecida pelo TD: este valor é obtido através de processos de estimação de cargas (BERNARDON, Daniel P, et alii, 2002) e utilizado no cálculo do fluxo de carga com o uso do ASD.
- d) Número de consumidores conectados ao transformador: dado geralmente disponível no banco de dados da concessionária proprietária da rede analisada.

Com estes dados de entrada pode-se, utilizando o ATS, calcular a energia fornecida fora de padrão para os consumidores do transformador e a queda de tensão do TD até o centro de carga do modelo.

Sistema de ajuste de tensão (SAT): é este programa que recebe os dados do fluxo de carga calculado pelo ASD e calcula todos os parâmetros necessários ao ajuste dos meios básicos de controle de tensão.

O SAT tem como dados de entrada aqueles provenientes do fluxo de carga calculado para a rede primária. O SAT foi construído para ser compatível com o uso dos dados fornecidos pelo ASD, podendo inclusive obter os valores necessários para seu cálculo diretamente dos relatórios produzidos pelo ASD.

Os dados de entrada necessários para o SAT são: a tensão em cada uma das barras primárias dos TD's, a tensão na SE, a carga solicitada de cada TD e a impedância de cada TD, bem como a relação entre as tensões primária e secundária do sistema de distribuição analisado.

Com estes dados de entrada, o SAT irá calcular cada um dos parâmetros necessários ao ajuste dos meios básicos de controle de tensão de um ou mais alimentadores.

As principais operações realizadas pelo SAT são:

- a) abertura e obtenção de dados dos relatórios do fluxo de carga criados pelo ASD;
- b) cálculo da potência aparente para cada transformador em 24 horas a partir dos dados de kW e KVA_r do ASD;
- c) obtenção do índice de carregamento de cada transformador para as 24 horas do dia de acordo com a razão entre a demanda máxima do transformador e a demanda em cada uma das 24 horas (em kW);
- d) cálculo da queda de tensão em cada um dos TD's para as 24 horas do dia de acordo com a equação 4.2;
- e) cálculo da influência do efeito do ajuste dos tap's e da elevação de tensão provocada pelo comutador de derivações de tensão sob carga da SE para cada um dos TD's para as 24 horas do dia;
- f) cálculo da tensão na barra secundária de cada um dos TD's em 24 horas;
- g) cálculo da energia total fornecida fora de padrão durante as 24 horas do dia;
- h) localização do centro de carga da SE e do centro de carga médio em 24 horas para cada transformador.

Os programas ATS e SAT foram construídos como auxiliares no cálculo do ajuste dos meios básicos de controle de tensão em sistemas de distribuição.

Pode-se tomar como exemplo um sistema de distribuição composto de 2 alimentadores com as características apresentadas no quadro A1.3, a fim de, utilizando os procedimentos apresentados nos capítulos 3,4 e 5, calcular o ajuste dos tap's dos TD's e obter a reta da lei de controle de tensão.

Quadro A1.3 - Dados dos alimentadores

Número de alimentadores	2
Número de transformadores	307
Alimentador 1 (AL-1)	57
Alimentador 2 (AL-2)	250
Demanda máxima	
AL-1	3,994 Mw
AL-2	3,007Mw
Demanda mínima	
AL-1	0,731 Mw
AL-2	0,653 Mw
Demanda máxima total:	7,010Mw às 19:00 horas
Demanda mínima total	1396,18 às 5:00 horas
Energia total fornecida em 24 horas	88,080 Mw.h
Tensão de linha primária nominal	13800V
Tensão de linha secundária nominal	380V

Utiliza-se, inicialmente, o ASD a fim de calcular as tensões de linha na barra primária de cada um dos transformadores.

Foram seleccionados, para a ilustração deste exemplo, os nós 14830, 13037 e 13879 do alimentador 1, e os nós 14958, 14913, 14578 e 14551 do alimentador 2, pois a apresentação de todos os cálculos para todos os nós demandaria espaço incompatível com este trabalho.

Inicialmente, obter-se-á a potência aparente fornecida pelos transformadores em cada uma das 24 horas do dia, através da composição de suas potências ativa e reativa.

Calcula-se, a seguir, a queda de tensão nos TD's de acordo com a equação 6.1

As potências ativas e quedas de tensão nos transformadores para os nós 14830, 13037 e 13879 do alimentador um e 14958, 14913, 14578 e 14551 do alimentador 2 nas 06:00, 12:00, 18:00 e 24:00 horas resultam:

Quadro A1.4 - Potências ativas e quedas de tensão nos transformadores

Linha	Nó	06:00 h		12:00 h		18:00 h		24:00 h	
		S (kVA)	$\Delta U'_t$ (kV)	S (kVA)	$\Delta U'_t$ (kV)	S (kVA)	$\Delta U'_t$ (kV)	S (kVA)	$\Delta U'_t$ (kV)
3	14830	3,89	0,002973	18,16	0,014005	25,95	0,020314	7,78	0,006154
30	13037	14,09	0,011259	31,03	0,02607	33,92	0,028198	31,30	0,025063
59	13879	8,03	0,006274	21,31	0,017611	26,21	0,022001	16,83	0,013519
61	14958	0,71	0,000612	1,15	0,001023	1,40	0,001229	1,57	0,001326
124	14913	1,18	0,000934	2,61	0,00215	3,03	0,002503	2,69	0,002141
200	14578	2,34	0,001787	10,91	0,008607	15,59	0,012629	4,68	0,003737
309	14551	2,17	0,001731	3,88	0,003506	3,87	0,003568	4,59	0,003828

Onde:

$\Delta U'_t$:é a queda de tensão devido à impedância interna do transformador referida ao lado de alta tensão.

Conhecendo a queda de tensão nos transformadores para cada uma das 24 horas do dia, tap e a tensão na sua barra primária, pode-se, então, calcular a tensão na barra secundária de cada transformador através de:

$$U_s = \frac{U_p - \Delta U'_T + U_N \times E[\%] \times 0,01}{a}$$

(A1.1)

Onde:

U_s é a tensão na barra secundária do transformador;

U_p é a tensão na barra primária do transformador;

$\Delta U'_T$ é a queda de tensão devido à impedância interna do transformador;

$E[\%]$ é a elevação de tensão, na forma percentual provocada pelo ajuste do tap;

a é a relação de transformação;

U_n é a tensão nominal.

Lembrando que, como esta é a primeira iteração do processo de ajuste dos tap's e lei de controle de tensão, os tap's são considerados todos na posição 1 com elevação de tensão igual a zero.

Pode-se calcular a tensão no centro de carga de cada um dos transformadores do sistema de distribuição, durante as 24 horas do dia, utilizando os dados referentes às seguintes características:

- a) tensão na barra secundária de cada transformador, em 24 horas;
- b) modelo de rede secundária associado a cada um dos TD's;
- c) valores de potência aparente fornecida durante as 24 horas do dia pelos TD's
- d) queda de tensão máxima admissível nos condutores das redes secundárias (por definição da norma ou padrão adotado pela companhia) do TD até o final da linha.

A tensão na barra secundária e no centro de carga de cada um dos transformadores analisados resulta nos valores em volts apresentados no quadro 6.5.

Quadro A1.5 tensões na barra dos TD's e nos centros de carga das redes secundárias

Linha	Nó	06:00 h		12:00 h		18:00 h		24:00 h	
		U _s	U _{ccTD}	U _s	U _{ccTD}	U _s	U _{ccTD}	U _s	U _{ccTD}
3	14830	379,9044	378,7494	378,8608	373,4708	378,2972	370,5972	379,4809	377,1709
30	13037	379,7142	377,9037	374,7329	370,746	372,2331	367,8751	377,2477	373,2256
59	13879	379,316	377,5188	366,083	361,3121	358,9894	353,1203	373,5118	369,7437
61	14958	379,4717	378,3368	366,2235	364,3745	359,1022	356,8609	373,6751	371,1534
124	14913	380,1339	378,3909	372,1801	368,3197	368,0222	363,5435	376,3954	372,4212
200	14578	379,6747	378,5197	370,471	365,081	365,7184	358,0184	375,4611	373,1511
309	14551	373,1257	371,1112	348,3324	344,718	337,5777	333,9726	358,3446	354,0731

Para o exemplo, foram estabelecidas como limites adequados da tensão para os consumidores 361 e 399V, ou seja, $380V \pm 5\%$, portanto o fornecimento com tensão fora deste limite caracteriza fornecimento de energia fora de padrão.

O valor somatório nas 24 horas do dia da energia fornecida fora de padrão para todos os 309 transformadores do sistema cujas tensões são apresentadas no anexo, resulta em 32,811 MWh, ou seja, 40,97% do total, caso fosse a tensão na SE fixada em 13800V e os tap's deixados na posição 1 (elevação zero).

Este valor de energia fornecida fora de padrão será usado para posteriormente, verificar se os ajustes dos tap's e da lei de controle efetivamente reduzem a quantia de energia fornecida fora de padrão e, portanto, se o processo iterativo é convergente.

A fim de possibilitar o ajuste dos tap's dos TD's, é necessário calcular ainda a queda (diferença) média de tensão em 24 horas entre a barra da SE e o centro de carga de cada transformador. Isto pode ser feito na forma percentual de acordo com a equação 4.6, ou através do uso desta mesma equação entrando com as tensões diretamente em volts, resultando na equação abaixo.

$$\Delta U_{ccM(i)} = \frac{\Delta U_{ccTD(i;1)} P_{c(i;1)} + \Delta U_{ccTD(i;2)} P_{c(i;2)} + \Delta U_{ccTD(i;3)} P_{c(i;3)} + \dots + \Delta U_{ccTD(i;24)} P_{c(i;24)}}{P_{c(1;h)} + P_{c(2;h)} + P_{c(3;h)} + \dots + P_{c(1;24)}}$$

Pode-se, então, calcular $\Delta U_{ccM(i)}$ com o uso da equação 4.6 para cada um dos transformadores, a fim de escolher os tap's destes, o que, para o exemplo, resulta no quadro abaixo.

Quadro A1.6 - Tensões médias diárias ponderadas pela potência

Linha	Nó	U_{ccM}
3	14830	6,091806
30	13037	9,177514
59	13879	16,7573
61	14958	15,0821
124	14913	11,08851
200	14578	14,43455
309	14551	33,77271

A queda de tensão até o centro de carga de cada transformador é compensada conforme o quadro 4.1.

Sendo os 3 tap's dos TD's escalonados em elevações de 0,+5% e +10% da tensão primária, os limites para cada tap em volts derivados do quadro 4.1, para este caso, resultam no quadro A1.7.

Quadro A1.7 - Condições para a escolha dos tap's dos TD's

TAP	Tensão nos bornes de alta tensão do TD
1	$U_{ccM(i)} > 0,05 \times 380$
2	$0,05 \times 380 \geq U_{ccM(i)} [\%] > 0,10 \times 380$
3	$0,10 \times 380 \geq U_{ccM(i)} [\%]$

Com os dados do quadro A1.7 os tap's dos transformadores ficam como o apresentado no quadro A1.8.

Quadro A1.8 - Definição dos tap's dos TD's

Linha	Nó	U_{ccM}	Tap
3	14830	6,091806	1
30	13037	9,177514	1
59	13879	16,7573	1
61	14958	15,0821	1
124	14913	11,08851	1
200	14578	14,43455	1
309	14551	33,77271	2

Com a definição dos tap's, encerra-se a primeira iteração do processo.

A segunda iteração objetiva obter o primeiro conjunto de tensões para a construção da lei de controle de tensão da SE. Agora os tap's, calculados na iteração 1, substituem o conjunto inicial de tap's e faz-se novamente o cálculo dos centros de carga de todos os transformadores, energia fornecida fora de padrão e o

cálculo das elevações de tensão no CDC ótimas para cada hora, de acordo com a equação 4.7.

A elevação de tensão a ser produzida pelo CDC é dada por:

$$\Delta U_{ccSE(h)} = U_n - U_{ccSE(h)}$$

O quadro A1.9 apresenta as elevações de tensão em relação à tensão nominal a serem produzidas pelo CDC.

Quadro A1.9 - Exemplo de dados para construção da lei de controle de tensão

Horário	06:00	12:00	18:00	24:00
Elevação de tensão CDC em kV	-0,54549	0,080124	0,448358	-0,25508
S(kVA)	1527,971	5370,846	7196,709	3223,249

Calcula-se a energia fornecida fora de padrão e compara-se com a que foi encontrada na iteração 1. Nesta iteração, a energia fornecida fora de padrão ficou em 7,89 MWh e tem-se, portanto, uma redução significativa que justifica seguir com o procedimento iterativo.

A definição do conjunto de valores para a elevação de tensão, proporcionada pelo CDC para cada hora do dia, encerra a iteração 2.

Com o novo conjunto de valores para a elevação de tensão a ser produzida pelo CDC, inicia-se a iteração 3, recalculando as tensões até cada um dos centros de carga dos transformadores do sistema, de acordo com a equação 4.7.

Verifica-se que, neste exemplo, os tap's dos TD's, após o recálculo das tensões, não necessitaram de qualquer alteração, o que encerra o processo iterativo. Obtém-se uma energia final fornecida fora de padrão de 3,05 MWh

Se necessário fosse seguir com o processo iterativo, ter-se-ia a seguinte seqüência:

Iterações ímpares:

- recálculo das tensões, usando o conjunto de elevações de tensão para o CDC da iteração anterior, de acordo com a equação 4.7;
- cálculo do novo conjunto de tap's, de acordo com o procedimento da iteração 1.

Iterações pares:

- recálculo das tensões, usando o conjunto de elevações de tensão para o CDC da iteração anterior, de acordo com a equação 4.7;
- cálculo do novo conjunto de alterações de tensão para cada hora do CDC, de acordo com o procedimento da iteração 2.

Neste caso, são empregadas as seguintes condições de convergência:

- a) não é possível reajustar os tap's dos TD's em uma iteração;
e/ou
- b) não há redução da energia fornecida fora de padrão de uma iteração para a outra.

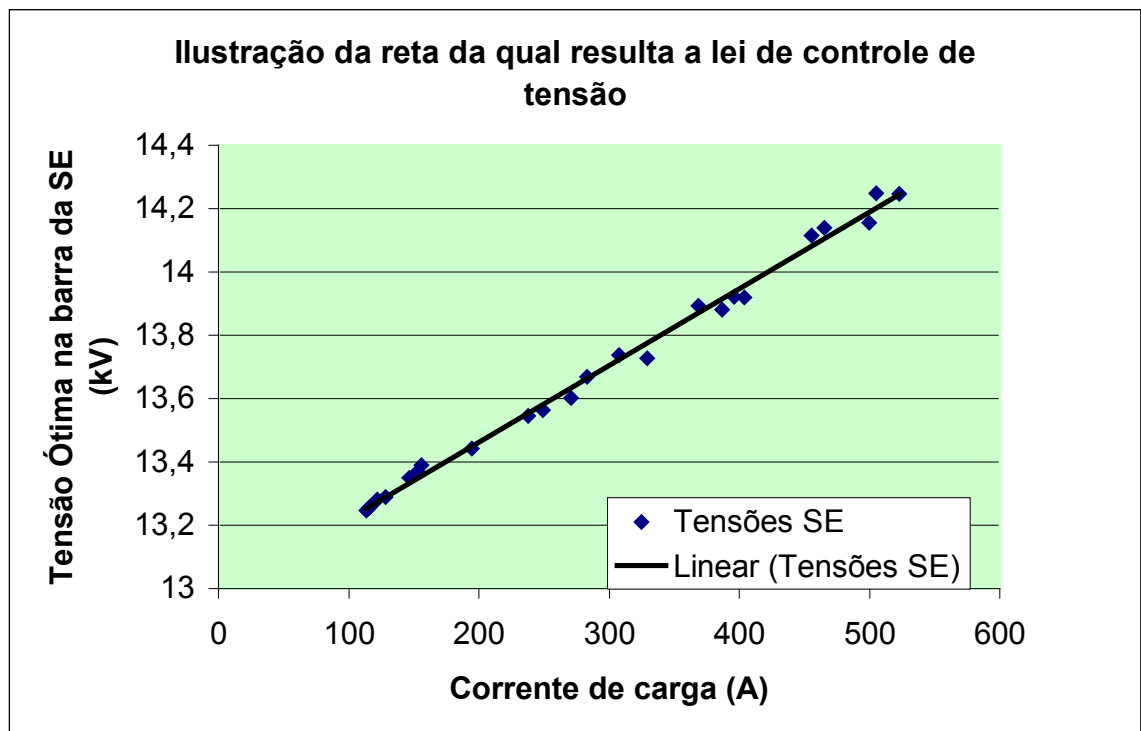
Ao final do procedimento de cálculo iterativo, tem-se o ajuste dos tap's de cada um dos TD's do sistema e a elevação de tensão em relação à tensão nominal que deve ser fornecida pela SE a cada hora. No entanto, a lei de controle de tensão tem de ser definida em função da carga fornecida pela SE, e não pelo horário de operação. Desta forma, constrói-se pares ordenados na forma (U,I), relacionando a tensão a ser mantida na barra da SE com a corrente de carga.

Calculando as correntes para cada um dos horários apresentados no quadro A1.9, chega-se ao quadro A1.10.

Quadro A1.10 - Exemplo de definição da lei de controle de tensão

Horário	06:00	12:00	18:00	24:00
Tensão na barra da SE em kV	$13,8-0,54549=13,25$	$13,8+0,080124=13,88$	$13,8+0,448358=14,24$	$13,8-0,25508=13,54$
Corrente fornecida pela SE	115,28	386,94	505,09	237,97

Finalmente, quando se faz os pares ordenados para todos os 24 pontos e ajusta-se uma reta a estes pontos através, por exemplo, do método dos mínimos quadrados, obtém-se a reta que define a lei de controle de tensão da SE que, para o exemplo em questão, é mostrada na figura A1.1.

**Figura A1.1 - Lei de controle de tensão da SE**

Apêndice 2 – Códigos fontes dos programas

A2.1 Código fonte do programa “Análise de tensão secundária” (ATS)

Este programa foi construído em linguagem Microsoft Visual Basic para Aplicações (MS-VBA) utilizando como plataforma para entrada de dados o Microsoft Excel.

São dados de entrada deste programa a tensão na barra secundária do transformador de distribuição, a potência ativa fornecida por ele à sua rede secundária e a queda de tensão máxima admissível na rede secundária, bem como o modelo de rede secundária empregado.

O programa fornece como dados de saída a queda de tensão até o centro de carga do transformador, e a energia fornecida com tensão fora do padrão.

```
Sub Macro4()  
  
For h = 0 To 23 Step 1  
  
Select Case h  
Case Is = 0  
Sheets("Plan1").Select  
Range("A13").Select
```

```
Usec = ActiveCell.Value
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("A14").Select
```

```
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 1
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("B13").Select
```

```
Usec = ActiveCell.Value
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("B14").Select
```

```
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 2
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("C13").Select
```

```
Usec = ActiveCell.Value
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("C14").Select
```

```
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 3
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("D13").Select
```

```
Usec = ActiveCell.Value
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("D14").Select
```

```
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 4  
Sheets("Plan1").Select  
Range("E13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("E14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 5  
Sheets("Plan1").Select  
Range("F13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("F14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 6  
Sheets("Plan1").Select  
Range("G13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("G14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 7  
Sheets("Plan1").Select  
Range("H13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select
```



```
Range("H14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 8
```

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("I13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("I14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 9
```

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("J13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("J14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 10
```

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("K13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("K14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 11
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("L13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("L14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

Case Is = 12

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("M13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("M14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

Case Is = 13

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("N13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("N14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

Case Is = 14

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("O13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("O14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

Case Is = 15

Sheets("Plan1").Select

Range("P13").Select

Usec = ActiveCell.Value

Sheets("Plan1").Select

Range("P14").Select

PTD = ActiveCell.Value

Case Is = 16

Sheets("Plan1").Select

Range("Q13").Select

Usec = ActiveCell.Value

Sheets("Plan1").Select

Range("Q14").Select

PTD = ActiveCell.Value

Case Is = 17

Sheets("Plan1").Select

Range("R13").Select

Usec = ActiveCell.Value

Sheets("Plan1").Select

Range("R14").Select

PTD = ActiveCell.Value

Case Is = 18

Sheets("Plan1").Select

Range("S13").Select

Usec = ActiveCell.Value

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("S14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

Case Is = 19

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("T13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("T14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

Case Is = 20

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("U13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("U14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

Case Is = 21

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("V13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("V14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

Case Is = 22

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("W13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("W14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
Case Is = 23  
Sheets("Plan1").Select  
Range("X13").Select  
Usec = ActiveCell.Value  
Sheets("Plan1").Select  
Range("X14").Select  
PTD = ActiveCell.Value
```

```
End Select
```

```
Dim n1 As Integer  
Sheets("Plan1").Select  
Range("D2").Select  
n1 = ActiveCell.Value  
Dim n2 As Integer  
Sheets("Plan1").Select  
Range("E2").Select  
n2 = ActiveCell.Value  
Dim n3 As Integer  
Sheets("Plan1").Select  
Range("F2").Select
```

```
n3 = ActiveCell.Value
Dim T1 As Integer
Sheets("Plan1").Select
Range("G2").Select
T1 = ActiveCell.Value
Dim T2 As Integer
Sheets("Plan1").Select
Range("H2").Select
T2 = ActiveCell.Value
Dim T3 As Integer
T3 = 2 * T2
Dim DVbt As Single
Sheets("Plan1").Select
Range("c2").Select
DVbt = ActiveCell.Value
Dim PLEQ As Single

If n1 > 0 Then
Dim DV1(500) As Single
c = 1
DV1(0) = n1
For i = 1 To n1 - 1 Step 1
DV1(c) = (n1 - i) + DV1(c - 1)
c = c + 1
Next
End If
```

```
If n2 > 0 Then
    Dim DV2(500) As Single

    c = 1

    DV2(0) = n2 + 2 * n3

    For i = 1 To n2 - 1 Step 1
        DV2(c) = (n2 - i) + DV2(c - 1) + 2 * n3

        c = c + 1
    Next
End If
```

```
If n3 > 0 Then
    Dim DV3(500) As Single

    c = 1

    DV3(0) = DV2(n2 - 1) + n3

    For i = 1 To n3 - 1 Step 1
        DV3(c) = (n3 - i) + DV3(c - 1)

        c = c + 1
    Next
End If
```

```
Sheets("Plan1").Select
Range("A5").Select
ActiveCell.Value = DV1(0)

Sheets("Plan1").Select
Range("B5").Select
ActiveCell.Value = DV1(1)

Sheets("Plan1").Select
Range("C5").Select
```

ActiveCell.Value = DV1(2)

Sheets("Plan1").Select

Range("D5").Select

ActiveCell.Value = DV1(3)

Sheets("Plan1").Select

Range("E5").Select

ActiveCell.Value = DV1(4)

Sheets("Plan1").Select

Range("F5").Select

ActiveCell.Value = DV1(5)

Sheets("Plan1").Select

Range("G5").Select

ActiveCell.Value = DV1(6)

Sheets("Plan1").Select

Range("H5").Select

ActiveCell.Value = DV1(7)

Sheets("Plan1").Select

Range("I5").Select

ActiveCell.Value = DV1(8)

Sheets("Plan1").Select

Range("J5").Select

ActiveCell.Value = DV1(9)

Sheets("Plan1").Select

Sheets("Plan1").Select

Range("A6").Select

ActiveCell.Value = DV2(0)

Sheets("Plan1").Select

Range("B6").Select


```
ActiveCell.Value = DV2(1)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("C6").Select
```

```
ActiveCell.Value = DV2(2)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("D6").Select
```

```
ActiveCell.Value = DV2(3)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("E6").Select
```

```
ActiveCell.Value = DV2(4)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("F6").Select
```

```
ActiveCell.Value = DV2(5)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("G6").Select
```

```
ActiveCell.Value = DV2(6)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("H6").Select
```

```
ActiveCell.Value = DV2(7)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("I6").Select
```

```
ActiveCell.Value = DV2(8)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("J6").Select
```

```
ActiveCell.Value = DV2(9)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("A7").Select
ActiveCell.Value = DV3(0)
Sheets("Plan1").Select
Range("B7").Select
ActiveCell.Value = DV3(1)
Sheets("Plan1").Select
Range("C7").Select
ActiveCell.Value = DV3(2)
Sheets("Plan1").Select
Range("D7").Select
ActiveCell.Value = DV3(3)
Sheets("Plan1").Select
Range("E7").Select
ActiveCell.Value = DV3(4)
Sheets("Plan1").Select
Range("F7").Select
ActiveCell.Value = DV3(5)
Sheets("Plan1").Select
Range("G7").Select
ActiveCell.Value = DV3(6)
Sheets("Plan1").Select
Range("H7").Select
ActiveCell.Value = DV3(7)
Sheets("Plan1").Select
Range("I7").Select
ActiveCell.Value = DV3(8)
Sheets("Plan1").Select
Range("J7").Select
ActiveCell.Value = DV3(9)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("A1").Select
```

```
Dim soma1 As Single
```

```
Dim soma2 As Single
```

```
Dim soma3 As Single
```

```
Dim CC1 As Single
```

```
Dim CC2 As Single
```

```
Dim CC3 As Single
```

```
soma1 = 0
```

```
soma2 = 0
```

```
soma3 = 0
```

```
CC1 = 0
```

```
CC2 = 0
```

```
CC3 = 0
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("Z13").Select
```

```
PTDmax = ActiveCell.Value
```

```
If n3 > 0 Then
```

```
PLEQ = (DVbt * (PTD / PTDmax)) / DV3(n3 - 1)
```

```
End If
```

```
If n3 = 0 Then
```

```
PLEQ = (DVbt * (PTD / PTDmax)) / (DV1(n1 - 1))
```

```
End If

For i = 0 To 500

DV1(i) = DV1(i) * PLEQ

DV2(i) = DV2(i) * PLEQ

DV3(i) = DV3(i) * PLEQ

soma1 = soma1 + DV1(i)

soma2 = soma2 + DV2(i)

soma3 = soma3 + DV3(i)

Next

If n1 > 0 Then

CC1 = soma1 / n1

End If

If n2 > 0 Then

CC2 = soma2 / n2

End If

If n3 > 0 Then

CC3 = soma3 / n3

End If

DVccTD = ((CC1 * n1 * T1) + (CC2 * n2 * T2) + (CC3 * n3 * T3)) / (T1 * n1 + T2 *
n2 + T3 * n3)

Sheets("Plan1").Select

Range("J2").Select

ActiveCell.Value = CC1

Sheets("Plan1").Select

Range("K2").Select

ActiveCell.Value = CC2

Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("L2").Select
ActiveCell.Value = CC3
Sheets("Plan1").Select
Range("M2").Select
ActiveCell.Value = DVccTD
```

```
Dim Vmais As Single
Dim Vmenos As Single
```

```
Sheets("Plan1").Select
Range("O2").Select
Vmais = ActiveCell.Value
Sheets("Plan1").Select
Range("P2").Select
Vmenos = ActiveCell.Value
```

```
Dim NCFPmais As Single
NCFPmais = 0
Dim U1(500) As Single
Dim U2(500) As Single
Dim U3(500) As Single
For i = 0 To 500
If DV1(i) > 0 Then
U1(i) = Usec - DV1(i)
End If
```

```
If DV2(i) > 0 Then
    U2(i) = Usec - DV2(i)
End If

If DV3(i) > 0 Then
    U3(i) = Usec - DV3(i)
End If

If U1(i) > Vmais Then
    NCFPmais = NCFPmais + 1 * T1
End If

If U2(i) > Vmais Then
    NCFPmais = NCFPmais + 1 * T2
End If

If U3(i) > Vmais Then
    NCFPmais = NCFPmais + 1 * T3
End If

Next

Dim NCFPmin As Single
NCFPmin = 0
For i = 0 To 500
    If Vmenos > U1(i) And U1(i) > 0 Then
        NCFPmin = NCFPmin + 1 * T1
    End If

    If Vmenos > U2(i) And U2(i) > 0 Then
        NCFPmin = NCFPmin + 1 * T2
    End If

    If Vmenos > U3(i) And U3(i) > 0 Then
```

```
NCFPmin = NCFPmin + 1 * T3
```

```
End If
```

```
Next
```

```
Dim EFPmais(24) As Single
```

```
Dim EFPmenos(24) As Single
```

```
Dim EFP(24) As Single
```

```
Dim VccTD(24) As Single
```

```
EFPmais(h) = NCFPmais * PTD / (n1 * T1 + n2 * T2 + n3 * T3)
```

```
EFPmenos(h) = NCFPmin * PTD / (n1 * T1 + n2 * T2 + n3 * T3)
```

```
EFP(h) = EFPmais(h) + EFPmenos(h)
```

```
VccTD(h) = Usec - DVccTD
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("Q2").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmais
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("R2").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmenos
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("S2").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFP
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("A8").Select
```

```
ActiveCell.Value = PLEQ
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("A9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(0)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("B9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(1)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("C9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(2)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("D9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(3)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("E9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(4)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("F9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(5)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("G9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(6)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("H9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(7)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("I9").Select
```

```
ActiveCell.Value = U1(8)
```



```
Sheets("Plan1").Select  
Range("J9").Select  
ActiveCell.Value = U1(9)  
Sheets("Plan1").Select
```

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("A10").Select  
ActiveCell.Value = U2(0)  
Sheets("Plan1").Select  
Range("B10").Select  
ActiveCell.Value = U2(1)  
Sheets("Plan1").Select  
Range("C10").Select  
ActiveCell.Value = U2(2)  
Sheets("Plan1").Select  
Range("D10").Select  
ActiveCell.Value = U2(3)  
Sheets("Plan1").Select  
Range("E10").Select  
ActiveCell.Value = U2(4)  
Sheets("Plan1").Select  
Range("F10").Select  
ActiveCell.Value = U2(5)  
Sheets("Plan1").Select  
Range("G10").Select  
ActiveCell.Value = U2(6)  
Sheets("Plan1").Select  
Range("H10").Select
```

```
ActiveCell.Value = U2(7)
Sheets("Plan1").Select
Range("I10").Select
ActiveCell.Value = U2(8)
Sheets("Plan1").Select
Range("J10").Select
ActiveCell.Value = U2(9)
Sheets("Plan1").Select

Sheets("Plan1").Select
Range("A11").Select
ActiveCell.Value = U3(0)
Sheets("Plan1").Select
Range("B11").Select
ActiveCell.Value = U3(1)
Sheets("Plan1").Select
Range("C11").Select
ActiveCell.Value = U3(2)
Sheets("Plan1").Select
Range("D11").Select
ActiveCell.Value = U3(3)
Sheets("Plan1").Select
Range("E11").Select
ActiveCell.Value = U3(4)
Sheets("Plan1").Select
Range("F11").Select
ActiveCell.Value = U3(5)
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("G11").Select
ActiveCell.Value = U3(6)
Sheets("Plan1").Select
Range("H11").Select
ActiveCell.Value = U3(7)
Sheets("Plan1").Select
Range("I11").Select
ActiveCell.Value = U3(8)
Sheets("Plan1").Select
Range("J11").Select
ActiveCell.Value = U3(9)
Sheets("Plan1").Select

Sheets("Plan1").Select
Range("A18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(0)
Sheets("Plan1").Select
Range("b18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(1)
Sheets("Plan1").Select
Range("c18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(2)
Sheets("Plan1").Select
Range("d18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(3)
Sheets("Plan1").Select
Range("e18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(4)
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("f18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(5)
Sheets("Plan1").Select
Range("g18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(6)
Sheets("Plan1").Select
Range("h18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(7)
Sheets("Plan1").Select
Range("i18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(8)
Sheets("Plan1").Select
Range("j18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(9)
Sheets("Plan1").Select
Range("k18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(10)
Sheets("Plan1").Select
Range("l18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(11)
Sheets("Plan1").Select
Range("m18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(12)
Sheets("Plan1").Select
Range("n18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(13)
Sheets("Plan1").Select
Range("o18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(14)
```

```
Sheets("Plan1").Select
Range("p18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(15)
Sheets("Plan1").Select
Range("q18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(16)
Sheets("Plan1").Select
Range("r18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(17)
Sheets("Plan1").Select
Range("s18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(18)
Sheets("Plan1").Select
Range("t18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(19)
Sheets("Plan1").Select
Range("u18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(20)
Sheets("Plan1").Select
Range("v18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(21)
Sheets("Plan1").Select
Range("w18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(22)
Sheets("Plan1").Select
Range("x18").Select
ActiveCell.Value = VccTD(23)
```

```
Sheets("Plan1").Select
Range("A20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(0)
Sheets("Plan1").Select
Range("b20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(1)
Sheets("Plan1").Select
Range("c20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(2)
Sheets("Plan1").Select
Range("d20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(3)
Sheets("Plan1").Select
Range("e20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(4)
Sheets("Plan1").Select
Range("f20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(5)
Sheets("Plan1").Select
Range("g20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(6)
Sheets("Plan1").Select
Range("h20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(7)
Sheets("Plan1").Select
Range("i20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(8)
```

```
Sheets("Plan1").Select
Range("j20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(9)
Sheets("Plan1").Select
Range("k20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(10)
Sheets("Plan1").Select
Range("l20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(11)
Sheets("Plan1").Select
Range("m20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(12)
Sheets("Plan1").Select
Range("n20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(13)
Sheets("Plan1").Select
Range("o20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(14)
Sheets("Plan1").Select
Range("p20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(15)
Sheets("Plan1").Select
Range("q20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(16)
Sheets("Plan1").Select
Range("r20").Select
ActiveCell.Value = EFPmais(17)
Sheets("Plan1").Select
Range("s20").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmais(18)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("t20").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmais(19)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("u20").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmais(20)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("v20").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmais(21)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("w20").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmais(22)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("x20").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmais(23)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("A22").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmenos(0)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("b22").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmenos(1)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("c22").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmenos(2)
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("d22").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmenos(3)
```



```
Sheets("Plan1").Select
Range("e22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(4)
Sheets("Plan1").Select
Range("f22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(5)
Sheets("Plan1").Select
Range("g22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(6)
Sheets("Plan1").Select
Range("h22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(7)
Sheets("Plan1").Select
Range("i22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(8)
Sheets("Plan1").Select
Range("j22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(9)
Sheets("Plan1").Select
Range("k22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(10)
Sheets("Plan1").Select
Range("l22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(11)
Sheets("Plan1").Select
Range("m22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(12)
Sheets("Plan1").Select
Range("n22").Select
```

```
ActiveCell.Value = EFPmenos(13)
Sheets("Plan1").Select
Range("o22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(14)
Sheets("Plan1").Select
Range("p22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(15)
Sheets("Plan1").Select
Range("q22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(16)
Sheets("Plan1").Select
Range("r22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(17)
Sheets("Plan1").Select
Range("s22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(22)
Sheets("Plan1").Select
Range("t22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(19)
Sheets("Plan1").Select
Range("u22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(20)
Sheets("Plan1").Select
Range("v22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(21)
Sheets("Plan1").Select
Range("w22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(22)
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("x22").Select
ActiveCell.Value = EFPmenos(23)

Next

End Sub
```

A2.2 Código fonte do programa “Sistema de ajuste de tensão” (SAT)

Este programa também foi construído em MS-VBA e da mesma forma que o ATS e utiliza como plataforma para entrada de dados o Microsoft Excel.

São dados de entrada deste programa as potências ativas e reativas fornecida pela SE a cada um dos transformadores de distribuição de cada alimentador durante as 24 horas do dia, a tensão nominal das redes primárias e secundárias, as tensões de linha no primário de cada transformador de distribuição e os limites máximos e mínimos considerados adequados para a tensão fornecida aos consumidores.

Para o emprego do SAT é necessário ajustar os tap's dos transformadores a elevação de tensão produzido pela posição do CDC da SE de acordo com os procedimentos apresentados nesta dissertação durante as iterações.

O SAT utiliza o ATS para calcular os dados referentes à redes secundárias e fornece como dados de saída a energia fornecida com tensão fora de padrão e a queda de tensão da SE até o centro de carga para todos os transformadores de distribuição durante as 24 horas do dia.

```
Private Sub abrirbtn_Click()  
    'Sheets("Plan1").Select  
    filetoopen = Application.GetOpenFilename("dat files (*.xls), *.xls", , , , True)  
    arquivo0 = filetoopen(1)  
    arquivo1 = filetoopen(2)  
    arquivo2 = filetoopen(3)  
    arquivo3 = filetoopen(4)  
    arquivo4 = filetoopen(5)  
    arquivo5 = filetoopen(6)  
    arquivo6 = filetoopen(7)
```

```
arquivo7 = filetoopen(8)
arquivo8 = filetoopen(9)
arquivo9 = filetoopen(10)
arquivo10 = filetoopen(11)
arquivo11 = filetoopen(12)
arquivo12 = filetoopen(13)
arquivo13 = filetoopen(14)
arquivo14 = filetoopen(15)
arquivo15 = filetoopen(16)
arquivo16 = filetoopen(17)
arquivo17 = filetoopen(18)
arquivo18 = filetoopen(19)
arquivo19 = filetoopen(20)
arquivo20 = filetoopen(21)
arquivo21 = filetoopen(22)
arquivo22 = filetoopen(23)
arquivo23 = filetoopen(24)

Workbooks.Open Filename:=arquivo0

Range("D2:F1002").Select

nome = ActiveWindow.Caption

Selection.Copy

Windows("grafico novo 2.xls").Activate

Range("B3").Select

ActiveSheet.Paste

Range("B3:C1002").Select

Application.CutCopyMode = False

Selection.Cut

Range("AA3").Select

ActiveSheet.Paste
```

```
Columns("D:D").Select
Selection.Cut

Columns("B:B").Select
ActiveSheet.Paste

Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo1
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy

Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("c3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("c3:d1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut

Range("Ac3").Select
ActiveSheet.Paste

Columns("e:e").Select
Selection.Cut

Columns("c:c").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo2
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
```

```
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("d3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("d3:e1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Ae3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("f:f").Select
Selection.Cut
Columns("d:d").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo3
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("e3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("e3:f1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Ag3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("g:g").Select
```

```
Selection.Cut
Columns("e:e").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo4
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("f3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("f3:g1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Ai3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("h:h").Select
Selection.Cut
Columns("f:f").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo5
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
```



```
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("g3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("g3:h1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Ak3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("i:i").Select
Selection.Cut
Columns("g:g").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo6
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("h3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("h3:i1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Am3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("j:j").Select
Selection.Cut
```

```
Columns("h:h").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("A1").Select  
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo7
```

```
Range("D2:F1002").Select  
nome = ActiveWindow.Caption  
Selection.Copy  
Windows("grafico novo 2.xls").Activate  
Range("i3").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("i3:j1002").Select  
Application.CutCopyMode = False  
Selection.Cut  
Range("Ao3").Select  
ActiveSheet.Paste  
Columns("k:k").Select  
Selection.Cut  
Columns("i:i").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("A1").Select  
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo8
```

```
Range("D2:F1002").Select  
nome = ActiveWindow.Caption  
Selection.Copy  
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
```

```
Range("j3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("j3:k1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Aq3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("l:l").Select
Selection.Cut
Columns("j:j").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo9
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("k3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("k3:l1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("As3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("m:m").Select
Selection.Cut
```

```
Columns("k:k").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo10
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("l3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("l3:m1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Au3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("n:n").Select
Selection.Cut
Columns("l:l").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo11
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
```

```
Range("m3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("m3:n1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Aw3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("o:o").Select
Selection.Cut
Columns("m:m").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo12
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("n3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("n3:o1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("Ay3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("p:p").Select
Selection.Cut
Columns("n:n").Select
```

```
ActiveSheet.Paste  
Range("A1").Select  
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo13
```

```
Range("D2:F1002").Select  
nome = ActiveWindow.Caption  
Selection.Copy  
Windows("grafico novo 2.xls").Activate  
Range("o3").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("o3:p1002").Select  
Application.CutCopyMode = False  
Selection.Cut  
Range("ba3").Select  
ActiveSheet.Paste  
Columns("q:q").Select  
Selection.Cut  
Columns("o:o").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("A1").Select  
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo14
```

```
Range("D2:F1002").Select  
nome = ActiveWindow.Caption  
Selection.Copy  
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
```

```
Range("p3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("p3:q1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("bc3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("r:r").Select
Selection.Cut
Columns("p:p").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo15
```

```
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("q3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("q3:r1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("be3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("s:s").Select
Selection.Cut
```

```
Columns("q:q").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("A1").Select  
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo16
```

```
Range("D2:F1002").Select  
nome = ActiveWindow.Caption  
Selection.Copy  
Windows("grafico novo 2.xls").Activate  
Range("r3").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("r3:s1002").Select  
Application.CutCopyMode = False  
Selection.Cut  
Range("bg3").Select  
ActiveSheet.Paste  
Columns("t:t").Select  
Selection.Cut  
Columns("r:r").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("A1").Select  
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo17
```

```
Range("D2:F1002").Select  
nome = ActiveWindow.Caption
```



```
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("s3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("s3:t1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("bi3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("u:u").Select
Selection.Cut
Columns("s:s").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo18
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("t3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("t3:u1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("bk3").Select
ActiveSheet.Paste
```

```
Columns("v:v").Select  
Selection.Cut  
Columns("t:t").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("A1").Select  
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo19
```

```
Range("D2:F1002").Select  
nome = ActiveWindow.Caption  
Selection.Copy  
Windows("grafico novo 2.xls").Activate  
Range("u3").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("u3:v1002").Select  
Application.CutCopyMode = False  
Selection.Cut  
Range("bm3").Select  
ActiveSheet.Paste  
Columns("w:w").Select  
Selection.Cut  
Columns("u:u").Select  
ActiveSheet.Paste  
Range("A1").Select  
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo20
```

```
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("v3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("v3:w1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("bo3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("x:x").Select
Selection.Cut
Columns("v:v").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo21
```

```
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("w3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("w3:x1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
```

```
Range("bq3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("y:y").Select
Selection.Cut
Columns("w:w").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo22
```

```
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("x3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("x3:y1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("bs3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("z:z").Select
Selection.Cut
Columns("x:x").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close
```

```
Workbooks.Open Filename:=arquivo23
Range("D2:F1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("bv3").Select
ActiveSheet.Paste
Range("bv3:bw1002").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Cut
Range("bu3").Select
ActiveSheet.Paste
Columns("bx:bx").Select
Selection.Cut
Columns("y:y").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close

Workbooks.Open Filename:=arquivo0
Range("a1:a1002").Select
nome = ActiveWindow.Caption
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2.xls").Activate
Range("a2").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Workbooks(nome).Close
```

```
End Sub
```

```
Private Sub calcularbtn_Click()
```

```
' macro de calculo das potencias aparentes Macro
```

```
' Macro gravada em 12/01/2004 por PPGEE
```

```
,
```

```
,
```

```
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
```

```
Sheets("Plan2").Select
```

```
Range("A1").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "N6"
```

```
Range("B1").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "TD"
```

```
Range("C1").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "Ztd"
```

```
Range("E1").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "DV TD"
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("A1").Select
```

```
ActiveWindow.ScrollColumn = 1
```

```
Range("A1").Select
```

```
Sheets("Plan1").Select
```

```
Range("A1").Select
Sheets("Plan1").Select
Range("A1").Select
Sheets("Plan2").Select
Range("E3:AB3").Select
Selection.Copy
Range("E3:AB502").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Sheets("Plan1").Select
Range("A1").Select
Columns("A:A").Select
Selection.Copy
Sheets("Plan2").Select
Range("A1").Select
ActiveSheet.Paste
Range("A1").Select
Sheets("Plan1").Select
Range("A1").Select

Sheets("Plan1").Select
Range("I20").Select
Sheets("Plan1").Select
Range("A1").Select
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=21
Columns("AA:BV").Select
Selection.Copy
Range("BX1").Select
ActiveSheet.Paste
```

```
Sheets("Plan1").Select
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-10
Range("BY1").Select
ActiveWindow.ScrollRow = 127
ActiveWindow.LargeScroll Down:=-1
ActiveWindow.ScrollRow = 1
Range("BY1:BY527").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.ClearContents
Range("CA1:CA769").Select
Selection.ClearContents
Range("CC1:CC535").Select
Selection.ClearContents
Range("CE1:CE577").Select
Selection.ClearContents
Range("CG1:CG705").Select
Selection.ClearContents
Range("CI1:CI577").Select
Selection.ClearContents
Range("CK1:CK545").Select
Selection.ClearContents
Range("CM1:CM609").Select
Selection.ClearContents
Range("CO1:CO545").Select
Selection.ClearContents
Range("CQ1:CQ705").Select
Selection.ClearContents
```


Range("CS1:CS737").Select
Selection.ClearContents

Range("CU1:CU609").Select
Selection.ClearContents

Range("CW1:CW705").Select
Selection.ClearContents

Range("CY1:CY609").Select
Selection.ClearContents

Range("DA1:DA577").Select
Selection.ClearContents

Range("DC1:DC705").Select
Selection.ClearContents

Range("DE1:DE609").Select
Selection.ClearContents

Range("DG1:DG737").Select
Selection.ClearContents

Range("DI1:DI641").Select
Selection.ClearContents

Range("DK1:DK737").Select
Selection.ClearContents

Range("DM1:DM737").Select
Selection.ClearContents

Range("DO1:DO737").Select
Selection.ClearContents

Range("DQ1:DQ641").Select
Selection.ClearContents

Range("DS1:DS641").Select
Selection.ClearContents

Range("BZ1:BZ545").Select

```
Selection.Cut
Range("BY1").Select
ActiveSheet.Paste
Range("CB1:CB609").Select
Selection.Cut
Range("BZ1").Select
ActiveSheet.Paste
Range("CD1:CD705").Select
Selection.Cut
Range("CA1").Select
ActiveSheet.Paste
Range("CF1:CF545").Select
Selection.Cut
Range("CB1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=12
Range("CH1:CH769").Select
Selection.Cut
Range("CC1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=11
Range("CJ1:CJ609").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-11
Range("CD1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=9
Range("CL1:CL52").Select
ActiveWindow.ScrollRow = 1
```

Range("CL1:CL1809").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-8
Range("CE1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=12
Range("CN1:CN2696").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-10
Range("CF1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=14
Range("CP1:CP1543").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-13
Range("CG1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=10
Range("CR1:CR575").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-10
Range("CH1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=16
Range("CT1:CT1303").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-14
Range("CI1").Select
ActiveSheet.Paste

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=12

Range("CV1:CV975").Select

Selection.Cut

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-12

Range("CJ1").Select

ActiveSheet.Paste

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=18

Range("CX1:CX697").Select

Selection.Cut

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-18

Range("CK1").Select

ActiveSheet.Paste

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=16

Range("CZ1:CZ1081").Select

Selection.Cut

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-14

Range("CL1").Select

ActiveSheet.Paste

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=18

Range("DB1:DB2933").Select

Selection.Cut

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-17

Range("CM1").Select

ActiveSheet.Paste

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=21

Range("DD1:DD1386").Select

Selection.Cut

ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-19

Range("CN1").Select

ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=18
Range("DF1:DF796").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-17
Range("CO1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=23
Range("DH1:DH1550").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-22
Range("CP1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=22
Range("DJ1:DJ1247").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-22
Range("CQ1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=22
Range("DL1:DL506").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-21
Range("CR1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=23
Range("DN1:DN1946").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-24

```
Range("CS1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=24
Range("DP1:DP1109").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-24
Range("CT1").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=25
Range("DR1:DR2226").Select
Selection.Cut
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-24
Range("CU1").Select
ActiveSheet.Paste
Range("CT1").Select
ActiveWindow.ScrollColumn = 1
Range("A1").Select
Sheets("Plan1").Select

Sheets("Plan3").Select
Range("AB3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = vbtsup.Text
Sheets("Plan3").Select
Range("AC3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = vbtinf.Text
Vpnom = Vpnom.Text
Sheets("Plan2").Select
Range("DZ3").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = Vpnom.Text
```

```
Range("DZ3").Select
```

```
Selection.Copy
```

```
Range("DZ3:DZ509").Select
```

```
ActiveSheet.Paste
```

```
Vsnom = Vsnom.Text
```

```
vrel = (Vpnom * 1000) / Vsnom
```

```
Sheets("Plan3").Select
```

```
Range("Z3").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = vrel
```

```
Sheets("Plan3").Select
```

```
Range("B3:Y3").Select
```

```
Selection.Copy
```

```
Range("B3:Y502").Select
```

```
ActiveSheet.Paste
```

```
Range("C3").Select
```

```
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=19
```

```
Range("Z3").Select
```

```
Application.CutCopyMode = False
```

```
Selection.Copy
```

```
Sheets("Plan4").Select
```

```
Range("A1:X500").Select
```

```
ActiveSheet.Paste
```

```
Range("A1").Select
```

```
Sheets("Plan3").Select
```

```
Range("AA3:AA502").Select
```

```
Application.CutCopyMode = False
```

```

Selection.Copy
Sheets("Plan4").Select
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=17
Sheets("Plan4").Name = "Plan4"
Range("Z1:AW1").Select
ActiveSheet.Paste
Range("Z1").Select
ActiveWindow.LargeScroll ToRight:=-2
Range("A1").Select
Sheets("Plan3").Select
ActiveWindow.ScrollRow = 1
Range("T1").Select
Sheets("Plan1").Select
  Sheets("Plan1").Select
Range("A1").Select
Sheets("Plan3").Select
ActiveWindow.ScrollColumn = 1
Range("A1").Select
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=20
Range("AD3").Select
Application.CutCopyMode = False
ActiveCell.FormulaR1C1 = _
    "=(((Plan1!RC[-28]+Plan3!RC[-28]-Plan2!RC[-25])/Plan4!R[-2]C[-29])*1000)
+ Plan4!R[-2]C[-4])"
Selection.Copy
Range("AD3:BA502").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.LargeScroll ToRight:=-2
Range("A1").Select

```



```
ActiveSheet.Paste
Sheets("Plan1").Select
Range("CW3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "RAIZ(AA3^2+AB3^2)"
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=SQRT(RC[-74]^2+RC[-73]^2)"
Selection.Copy
Range("CW3:CW509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("CY3:CY509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DA3:DA509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("Dc3:Dc509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DE3:DE509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DG3:DG509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DI3:DI509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DK3:DK509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DM3:DM509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DO3:DO509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DQ3:DQ509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DS3:DS509").Select
```

```
Sheets("Plan1").Select
Range("A1").Select
Sheets("Plan3").Select
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=5
Columns("AD:BA").Select
Selection.Copy
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-24
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
    False, Transpose:=False
Range("AD4").Select
ActiveWindow.LargeScroll ToRight:=-2
Range("A1").Select
Sheets("Plan1").Select
Range("BX1").Select

For i = 3 To 503
Worksheets("Plan3").Select
Range(Cells(i, 55), Cells(i, 60)).Select
Range("BC3:BH3").Select
Selection.Copy
Application.CutCopyMode = False
Workbooks.Open Filename:= _
    "C:\projetos de pesquisa\mestrado\software\BT 24horas.xls"
Range("C2").Select
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
Windows("BT 24horas.xls").Activate
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
Selection.Copy
Windows("BT 24horas.xls").Activate
```

```
ActiveSheet.Paste
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
Range(Cells(i, 30), Cells(i, 53)).Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Windows("BT 24horas.xls").Activate
Range("A13").Select
ActiveSheet.Paste
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
Range(Cells(i, 28), Cells(i, 29)).Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Windows("BT 24horas.xls").Activate
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=3
Range("O2").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-3
Range("A1").Select
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=0
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-20
Sheets("Plan1").Select
Range(Cells(i, 76), Cells(i, 99)).Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Windows("BT 24horas.xls").Activate
Range("A14").Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=0
```

```
Range("A1").Select
Application.CutCopyMode = False
Application.Run "'BT 24horas.xls'!Macro4"
ActiveWindow.LargeScroll ToRight:=-1
ActiveWindow.ScrollColumn = 1
Range("A18:X18").Select
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
Sheets("Plan3").Select
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=55
Range(Cells(i, 62), Cells(i, 62)).Select
ActiveSheet.Paste
Windows("BT 24horas.xls").Activate
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-10
Range("A20:X20").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
Sheets("Plan3").Select
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=22
Range(Cells(i, 87), Cells(i, 87)).Select
ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=24
Range("DH3").Select
Windows("BT 24horas.xls").Activate
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-19
Range("A22:X22").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
```

```
Windows("grafico novo 2 backup.xls").Activate
Range("DG3").Select
Sheets("Plan3").Select
Range(Cells(i, 112), Cells(i, 112)).Select
ActiveSheet.Paste
'Windows("BT 24horas.xls").Activate
'ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-11
'ActiveWindow.Close
'ActiveWindow.ScrollColumn = 98
'ActiveWindow.ScrollColumn = 1
'Range("A1").Select
'Sheets("Plan3").Select
'Range("A1").Select
'Sheets("Plan1").Select
Next
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Estimarz_Click()
```

```
Sheets("Plan2").Select
Range("DZ3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = Vpnom.Text
Range("DZ3").Select
Selection.Copy
Range("DZ3:DZ509").Select
```

```
ActiveSheet.Paste
Range("DU3:DU509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DW3:DW509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("DY3:DY509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EA3:EA509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EC3:EC509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EE3:EE509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EG3:EG509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EI3:EI509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EK3:EK509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EM3:EM509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EO3:EO509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EQ3:EQ509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("EU3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MAX(RC[-50]:RC[-2])"
Selection.Copy
Range("EU3:EU509").Select
```

```

ActiveSheet.Paste
ActiveWindow.ScrollColumn = 1

Range("A1").Select
Range("EW3").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = _
    "=IF(RC[-2]>0.000000001,1)*IF(RC[-2]<30.000000001,1)*30+IF(RC[-
2]>30.000000001,1)*IF(RC[-2]<45.000000001,1)*45+IF(RC[-2]>45.000000001,1)*IF(RC[-
2]<75.000000001,1)*75+IF(RC[-2]>75.000000001,1)*IF(RC[-
2]<112.500000001,1)*112.5                    +IF(RC[-2]>112.500000001,1)*IF(RC[-
2]<250.000000001,1)*250+(IF(RC[-2]>250.000000001,1))*375"

Range("EW3").Select
Selection.Copy
Range("EW3:EW509").Select
ActiveSheet.Paste
Range("ET2").Select
Sheets("Plan2").Select
Range("C3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = _

"=0.035*(Plan2!RC[127]*1000/(Plan1!RC[150]*1000/(Plan2!RC[127]*1000*1.73205)))"

Range("C3").Select
Selection.Copy
Range("C3:C509").Select
ActiveSheet.Paste
Sheets("Plan1").Select
Range("A1").Select

End Sub

Private Sub VatSE_Change()

```

```
Sheets("Plan1").Select  
Range("c1").Select  
ActiveCell.FormulaR1C1 = VatSE.Text  
End Sub
```