

TESE

1197

Universidade Federal de Itajubá

Metodologia de Análise
Técnico-Econômica para Transformação
da Classe de Tensão de Sistemas Elétricos

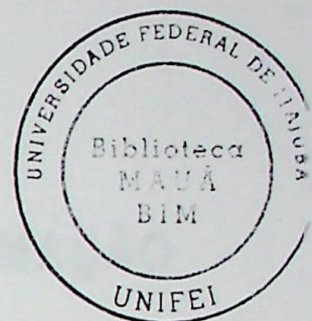
Carlos Henrique Valério de Moraes

Itajubá / 2002

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica



**METODOLOGIA DE ANÁLISE
TÉCNICO-ECONÔMICA PARA TRANSFORMAÇÃO
DA CLASSE DE TENSÃO DE SISTEMAS
ELÉTRICOS**

CARLOS HENRIQUE VALÉRIO DE MORAES

ITAJUBÁ

2002

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**METODOLOGIA DE ANÁLISE
TÉCNICO-ECONÔMICA PARA TRANSFORMAÇÃO
DA CLASSE DE TENSÃO DE SISTEMAS
ELÉTRICOS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

CARLOS HENRIQUE VALÉRIO DE MORAES

Orientador

GERMANO LAMBERT-TORRES

Co-Orientador

ALEXANDRE RASI AOKI

Itajubá, Outubro de 2002.

CLASS. 621.311.4(043.2)
CUTTER. M827m
TOMBO. 1197

UNIVERSIDADE FEDERAL

Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

METODOLOGIA DE ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA TRANSFORMAÇÃO DA CLASSE DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Juiz de Fora para
a obtenção do título de Mestre em
Ciências em Engenharia Elétrica

CARLOS HENRIQUE VALÉRIO DE MORAES

Orientador

GERMÃO LAMBERT-TORRES

Co-Orientador

ALEXANDRE RASI AOKI

Juiz de Fora, Outubro de 2005.

AGRADECIMENTOS

À Deus, por ter me dado a vida e a oportunidade de fazer este trabalho.

À minha mãe, por todo o amor e apoio que sempre me proporcionou.

À minha irmã, por toda a compreensão e incentivo durante este processo.

À minha família, por todo o carinho e apoio que sempre me proporcionou.

À todos os professores e colegas que me ajudaram durante este trabalho.

*Aos meus queridos
Pais por sempre me
apoiarem*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Germano Lambert Torres pela orientação, dedicação e amizade que resultaram neste trabalho.

Ao amigo Alexandre Rasi Aoki pela inestimável ajuda, incentivo e apoio.

Aos meus pais que souberam compreender minhas ausências e sempre torceram pelo meu sucesso.

À todos, que direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desse trabalho.

À Deus que ilumina nossos pensamentos para que possamos transformar o mundo num lugar melhor.

LISTA DE TABELAS

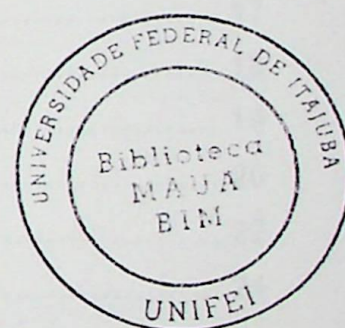
Tabela 1 – Separação mínima para instalações externas.....	6
Tabela 2 – Separação mínima entre equipamentos	7
Tabela 3 – Vida útil por classe de tensão	17
Tabela 4 – Principais relés encontrados em subestações	29
Figura 5 – Conexão de uma barra horizontal.....	31
Figura 6 – Conexão entre barras.....	34
Figura 7 – Reator com núcleo de ar encapulado.....	35
Figura 8 – Reator com núcleo de ar encapulado.....	37
Figura 9 – Diagrama original de compensação em derivação.....	38
Figura 10 – Diagrama de compensação em derivação implementado.....	71
Figura 11 – Diagrama vetorial de compensação série.....	74
Figura 12 – Programação de compensação série implementado.....	77
Figura 13 – Diagrama de potência e parâmetros.....	80
Figura 14 – Fluxo de carga para barra de sistema para a barra 07.....	82
Figura 15 – Fluxo de carga para barra de sistema para a barra 20.....	88
Figura 16 – Fluxo de carga para barra de sistema para a barra 31.....	90
Figura 17 – Fluxo de carga para o sistema.....	92
Figura 18 – Curvas de taxa de retorno de potência.....	94
Figura 19 – Curvas de tempo de retorno.....	94
Figura 20 – Tabela de parâmetros "ATLTracT".....	96
Figura 21 – Tabela Parâmetros de "ATLTracT".....	97
Figura 22 – Alinhamento gráfico analítico.....	98
Figura 23 – Alinhamento gráfico analítico.....	99
Figura 24 – Aproximação em sistema com barras.....	100
Figura 25 – Cargas para o "Análise".....	100
Figura 26 – Cargas para o "Análise".....	102
Figura 27 – Dados de barras.....	103
Figura 28 – Dados de barras.....	103
Figura 29 – Dados de barras.....	103
Figura 30 – Dados de sistema para a barra de sistema de tensão.....	103
Figura 31 – Dados para análise econômica.....	103
Figura 32 – Tabela para cálculo de benefícios de uma implementação.....	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Disposição das fases do barramento.....	7
Figura 2 – Estrela isolada	34
Figura 3 – Dupla estrela isolada.....	34
Figura 4 – Esquema unifilar básico de um compensador estático	41
Figura 5 – Compensação série convencional.....	44
Figura 6 – Compensação série avançada.....	44
Figura 7 – Reator com núcleo de ar aberto	60
Figura 8 – Reator com núcleo de ar encapsulado.....	61
Figura 9 – Diagrama unifilar de compensação em derivação.....	65
Figura 10 – Fluxograma de compensação em derivação implementado.....	71
Figura 11 – Diagrama unifilar de compensação série.....	72
Figura 12 – Fluxograma de compensação série implementado	78
Figura 13 – Crescimento da demanda a ser transmitida	80
Figura 14 – Fluxo de caixa para prazo de análise igual à vida útil.....	87
Figura 15 – Fluxo de caixa para prazo de análise inferior à vida útil.....	88
Figura 16 – Fluxo de caixa para prazo de análise superior à vida útil	90
Figura 17 – Fluxo de caixa para um sistema	92
Figura 18 – Cálculo da taxa interna de retorno	94
Figura 19 – Cálculo do tempo de retorno	94
Figura 20 – Tela de abertura do “ATETraCT”.....	96
Figura 21 – Janela Principal do “ATETraCT”	97
Figura 22 – Abrindo uma análise existente	98
Figura 23 – Salvando uma análise existente	99
Figura 24 – Apresentando um sistema em análise.....	100
Figura 25 – Opções gerais – “Análises”	100
Figura 26 – Opções gerais – “Tarifas”	102
Figura 27 – Cadastro de cabos	103
Figura 28 – Inserindo um Auto-Trafo.....	105
Figura 29 – Analisando um Auto-Trafo	105
Figura 30 – Dados do equipamento para a nova classe de tensão	107
Figura 31 – Dados para análise econômica	108
Figura 32 – Janela para cálculo do benefício direto automaticamente.....	108

Figura 33 – Resultados da análise econômica	109
Figura 34 – Janela inicial do módulo “Flecha de Cabo”	111
Figura 35 – Janela intermediária do módulo “Flecha de Cabo” para um vão de 100 m	111
Figura 36 – Janela de gráfico do módulo “Flecha de Cabo” para um vão de 100 m	112
Figura 37 – Janela inicial do módulo “Parâmetros Elétricos das Linhas”	113
Figura 38 – Janela sobre os condutores	113
Figura 39 – Janela sobre os pára-raios	114
Figura 40 – Janela com os resultados	115
Figura 41 – Janela inicial do módulo “Compensação Série”	116
Figura 42 – Janela inicial para calcular a compensação série	116
Figura 43 – Resultados da análise do cálculo da compensação série	117
Figura 44 – Verificando a compensação calculada	117
Figura 45 – Comportamento da tensão na linha	118
Figura 46 – Janela inicial do módulo “Compensação Shunt”	119
Figura 46 – Janela inicial para calcular a compensação shunt	119
Figura 47 – Resultados da análise do cálculo da compensação shunt	120
Figura 48 – Resultados da análise econômica global	121
Figura 49 – Sistema elétrico para testes	122
Figura 50 – Janela “Opções Gerais” – Análises	123
Figura 51 – Janela “Flecha e Tensão nos Cabos”	124
Figura 52 – Janela “Flecha e Tensão nos Cabos” – Resultados: (a) Valores numéricos e (b) Gráficos	124
Figura 53 – Janela “Parâmetros da Linha”: (a) Elementos da linha de transmissão; (b) Informações dos cabos das fases e (c) Informações dos cabos pára-raios	125
Figura 54 – Janela “Parâmetros da Linha” – Resultados	126
Figura 55 – Janela “Compensação Shunt”: (a) Dados da linha de transmissão e (b) Dados da análise da compensação shunt	126
Figura 56 – Janela “Compensação Shunt” – Resultados	127
Figura 57 – Janela “Compensação Shunt”: (a) Verificação da compensação implementada e (b) Comportamento da tensão na linha	127
Figura 58 – Janela “Adicionar Auto-Transformador”: (a) Equipamento atual e (b) Equipamento proposto	128
Figura 59 – Janela “Adicionar Auto-transformador” – Análise Econômica	129

Figura 60 – Janela “Capacitor Shunt”: (a) Equipamento atual e (b) Equipamento proposto.....	130
Figura 61 – Janela “Adicionar Capacitor Shunt” – Análise Econômica	130
Figura 62 – Janela “Cadastro de Linhas”: (a) Equipamento atual e (b) Equipamento proposto.....	131
Figura 63 – Janela “Cadastro de Linhas” – Análise Econômica	132
Figura 64 – Janela “Adicionar Subestação”: (a) Instalação atual e (b) Instalação proposta.....	133
Figura 65 – Janela “Adicionar Subestação” – Análise Econômica	133
Figura 66 – Janela “Relatório Global”	134



SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Contexto	1
1.2 Vida Útil e Taxas de Depreciação.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.4 Organização da Dissertação.....	3
2 EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS	5
2.1 Barramento.....	5
2.1.1 Características dos Barramentos.....	6
2.1.2 Segurança na Região do Barramento	8
2.1.3 Vida Útil Econômica	8
2.2 Chaves.....	9
2.2.1 Chaves de Operação em Carga.....	10
2.2.2 Manutenção Preditiva e Preventiva.....	11
2.2.3 Vida Útil Econômica	13
2.3 Disjuntor	13
2.3.1 Manutenção Preditiva e Preventiva.....	14
2.3.2 Vida Útil Econômica	17
2.4 Transformador.....	18
2.4.1 Manutenção Preditiva e Preventiva.....	19
2.4.2 Vida Útil Econômica	20
2.5 Subestação Unitária.....	22
2.5.1 Arranjo de Barra.....	24
2.5.2 Equipamentos de Manobra	25
2.5.3 Sistema de Medição	27
2.5.4 Sistema de Proteção	28
2.5.5 Manutenção Preditiva e Preventiva.....	30
2.5.6 Vida Útil Econômica	32
3 EQUIPAMENTOS DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO	33
3.1 Banco de Capacitores.....	33
3.1.1 Ligação dos Capacitores em Bancos.....	33
3.1.2 Dimensionamento dos Bancos.....	34
3.1.3 Manutenção Preventiva e Corretiva	38

3.1.4 Vida Útil Econômica	39
3.2 Compensador de Reativos.....	39
3.2.1 Formas de Compensação de Potência Reativa	40
3.2.2 Manutenção Preventiva e Corretiva	45
3.2.3 Vida Útil Econômica	46
3.3 Condutor	47
3.3.1 Características dos Condutores	47
3.3.2 Características Construtivas.....	48
3.3.3 Vida Útil Econômica	50
3.4 Estruturas.....	50
3.4.1 Características	52
3.4.2 Manutenção Preditiva e Preventiva.....	55
3.4.3 Manutenção Corretiva.....	57
3.4.4 Vida Útil Econômica	57
3.5 Reatores	57
3.5.1 Características Gerais.....	59
3.5.2 Características Construtivas.....	60
3.5.3 Manutenção Preditiva e Preventiva.....	63
3.5.4 Manutenção Corretiva.....	64
3.5.5 Vida Útil Econômica	64
4 METODOLOGIA DE ANÁLISE TÉCNICA-ECONÔMICA.....	65
4.1 Compensação em Derivação.....	65
4.2 Compensação Série	72
4.3 Custo Anual das Perdas de Transmissão	79
4.3.1 Perda por Efeito Joule	79
4.3.2 Benefícios Diretos na Repotencialização de Linhas de Transmissão.....	82
4.4 Análise Econômica da Substituição de Equipamentos.....	84
4.4.1 Convenções	84
4.4.2 Definições	85
4.4.3 Determinação do Valor Presente dado um Valor Futuro	85
4.4.4 Determinação do Valor Presente dado uma Anuidade.....	86
4.4.5 Dados de Entrada	86
4.4.6 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade para Equipamentos.....	87
4.4.7 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade para Sistemas	91
5 FERRAMENTA COMPUTACIONAL	96

5.1 Iniciando o Uso	97
5.1.1 Abrindo uma Nova Análise	97
5.1.2 Abrindo uma Análise Existente.....	98
5.1.3 Salvando uma Análise Existente	98
5.2 Desenvolvendo uma Análise	99
5.3 Análise de Equipamentos do Sistema Elétrico	104
5.4 Análises Técnicas.....	110
5.4.1 Flecha de Cabo	110
5.4.2 Parâmetros Elétricos das Linhas	112
5.4.3 Compensação Série	115
5.4.4 Compensação Shunt.....	118
5.5 Análise Geral	120
6 TESTES E RESULTADOS.....	122
6.1 Opções Gerais	123
6.2 Análise Técnica das Linhas de Transmissão	123
6.3 Análise do Auto-Transformador AT1	128
6.4 Analisando o Capacitor Shunt.....	129
6.5 Analisando as Linhas de Transmissão.....	131
6.6 Analisando a Subestação	132
6.7 Análise Final.....	133
CONCLUSÕES	138
Bibliografia.....	141

RESUMO

Com o crescente aumento de demanda associado com as novas regras de comércio de energia a ampliação e gerenciamento da capacidade do sistema elétrico têm-se tornado um agravante para este novo cenário energético.

Dentro desse contexto há a necessidade de estudos mais eficientes que englobam viabilidades financeiras, para o fornecimento de resultados mais precisos e realistas aos parâmetros encontrados nesta nova realidade.

Com isso foi desenvolvida uma metodologia de análise automática que verifica a viabilidade de repotencialização e troca de classe de tensão de sistemas elétricos. Este método deverá verificar as vantagens e desvantagens técnico-econômicas desta transformação, levando-se em consideração, entre outras, a integração das características físicas dos elementos de transmissão de energia, seu envelhecimento, sua carga futura a atender, seu regime de funcionamento e seu percurso.

Com essa nova ferramenta é possível elaborar estudos de cenários de expansão do sistema, identificando pontos de melhoria da continuidade de serviços, redução de perdas e custos, melhorar a utilização da capacidade de transmissão do sistema, isto tudo do ponto de vista técnico-econômico.

Due to demand growing associated to new rules of energy commerce the expansion and management of the electrical system's capacity have become a problem for this new energy scene.

In this context there is the necessity of more efficient studies considering financial variables, so it is possible to get more necessary and realistic results to the parameters found in this new reality.

Therefore a methodology of automatic analysis was developed that verifies the viability of a retrofit and transformation of electrical systems' voltage class. This method will verify the advantages and technician-economic disadvantages of this transformation, leading in consideration, among others, the integration of the physical characteristics of the elements of energy transmission, its aging, its future load, its operation characteristics and its topology.

This new tool makes possible to elaborate studies of system expansion scenes, identifying points of services continuity improvement, reduction of losses and costs, to improve the use of system transmission capacity, all these features under a technician-economic point of view.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

Com o crescimento natural do Sistema Elétrico Brasileiro, verificado através de um aumento sistemático da demanda e do consumo da Energia Elétrica (EE), observado principalmente nos grandes centros urbanos e nas regiões onde se concentram uma maior atividade industrial, cresceu também, conseqüentemente, a complexidade para a administração, supervisão e controle no atendimento a essas demandas [1].

A necessidade crescente de expansão dos sistemas de geração e distribuição, associada ao novo cenário do mercado energético, tem-se transformado em um novo desafio para o desenvolvimento de soluções que estão focadas neste contexto.

Para o sistema de transmissão, a expansão de sua capacidade é feita pela criação direta de novas linhas acopladas ao sistema sobrecarregado já existente. Já a repotenciação das linhas existente não é tão comum, sendo até evitado por muitos por não ser viável ou parecer anti-econômico de ser realizado. É interessante salientar que tal expansão deve-se focar os demais elementos associados ao sistema de transmissão, como subestações, compensações da linha e outros elementos.

O novo ambiente que o sistema elétrico de potência se encontra, causa algum desconforto para a utilização de métodos analíticos antiquados que ainda são utilizados, surge então a necessidade de se desenvolver novos estudos enfocando estes novos parâmetros, técnicos e econômicos. São poucos, ou quase inexistentes, as ferramentas de diagnóstico econômico que englobam este tipo de solução.

O desenvolvimento de uma ferramenta que simplifique esta análise, e ainda possa agregar estudos técnicos com a união de todas as análises econômicas

associadas, além de uma análise econômica global, seria capaz a prover resultados coerentes ao cenário do setor elétrico atual.

1.2 Vida Útil e Taxas de Depreciação

A limitação da vida útil é devida basicamente às causas físicas e funcionais, atuando em conjunto e dificultando a separação dos seus efeitos. A primeira se refere ao uso, o desgaste natural e a ação dos elementos da natureza, enquanto que para as causas funcionais tem-se a inadequação e o obsolescimento.

No passado, quando a velocidade do progresso tecnológico não era tão acentuada, as causas físicas prevaleciam sobre as funcionais, assim um estudo estatístico poderia, com certa consistência, estimar a vida útil dos bens. Atualmente as duas causas devem ser analisadas em conjunto resultando numa vida útil econômica. Um certo equipamento, mesmo possuindo condições físicas para continuar funcionando pode, sob este enfoque, ser colocado fora de operação por ser economicamente inviável sua permanência na planta industrial.

O Decreto nº 82.962, de 29 de dezembro de 1978, estabeleceu o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e as taxas anuais de depreciação então empregadas. Em 1995, o então DNAEE constituiu um grupo de trabalho, composto por engenheiros e contadores, com a finalidade de reexaminar os percentuais das taxas então utilizadas e propor as alterações necessárias a adequação às características do acervo físico do setor elétrico. O resultado deste trabalho culminou com a edição da Resolução ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, apresentando uma tabela constando as Unidades de Cadastro e suas respectivas taxas anuais de depreciação.

Sabe-se que vários fatores influenciam a vida útil dos equipamentos como, por exemplo, os fabricantes, no que se refere a qualidade e os usuários, quanto a forma de utilização dos mesmos. Além destes tem-se as condições de uso dos bens, em função da dimensão e da diversidade climática existente no país, onde há lugares úmidos, quentes e litorâneos, fatores que podem influenciar na vida útil dos bens e instalações empregados no Setor Elétrico, podendo requerer taxas de

depreciação diferenciadas. Neste trabalho, será utilizada uma taxa média de depreciação para cada equipamento.

1.3 Objetivos

Desenvolver uma metodologia de análise técnica-econômica que permita mensurar a viabilidade da transformação da classe de tensão de sistemas elétricos. Esta metodologia deve verificar as vantagens e as desvantagens técnico-econômicas dessa transformação, levando-se em consideração, entre outras, as características físicas da linha de transmissão, sua integração no sistema de transmissão de energia, seu envelhecimento, a carga futura que irá atender, seu regime de funcionamento e o seu percurso.

E ainda, será desenvolvida uma ferramenta computacional que permita a referida análise para qualquer topologia de sistema, e integre as duas vertentes da metodologia proposta em um só aplicativo.

1.4 Organização da Dissertação

Essa dissertação está organizada conforme apresentado abaixo:

Nos capítulos 2 e 3 serão discutidos os conceitos fundamentais dos equipamentos encontrados em subestações elétricas e em sistemas de transmissão. Nesse estudo serão considerados os fatores que influenciam na vida útil desses equipamentos e que constituem os parâmetros para a análise proposta.

No capítulo 4 serão introduzidas algumas metodologias técnicas importantes, bem como os métodos de análise econômica empregado, que estão diretamente relacionados com a análise da transformação da classe de tensão de sistemas elétricos.

Em seguida, no capítulo 5 será detalhada a implementação computacional do aplicativo para análise técnica-econômica da transformação da classe de tensão de sistemas elétricos.

Por fim, no capítulo 6 serão elaborados alguns testes para comprovação da eficácia da metodologia proposta. E finalmente, no capítulo 7 são traçadas algumas conclusões da implementação proposta.

2.1 Barramento

O barramento é um arranjo utilizado dentro de subestações visando facilitar o acoplamento entre equipamentos, como parâmetros, linhas de transmissão e transformadores. Em função da complexidade exigida para o dimensionamento da barra, a escolha do tipo de arranjo de barramento [7].

A região do barramento em uma subestação inclui os seguintes itens:

- Condutivos de barramento
- Isoladores suportes de barramento
- Conexões entre o barramento e o equipamento de transmissão
- Seccionadores de barramento
- Caixa de vácuo de interruptores de barramento e os dispositivos
- Disjuntores: incluindo o mecanismo de barramento de disjunção de acionamento das barras
- Componentes como limitadores de potência para barras reais, alguns vezes conectados ao barramento

2 EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS

Para que se possa efetuar a transformação de um sistema elétrico, cada equipamento deve ser estudado individualmente ou montado um módulo básico com alguns equipamentos existentes. Neste capítulo serão apresentados os equipamentos que fazem parte de uma subestação, dividindo-os por tipo e apresentando, principalmente, a sua vida útil.

2.1 Barramento

O barramento é um arranjo utilizado dentro de subestações visando fazer o acoplamento entre equipamentos, como por exemplo, linhas de transmissão e transformadores. Em função da confiabilidade exigida para o atendimento da carga, é selecionado o tipo de arranjos do barramento [2].

A região do barramento em uma subestação inclui os seguintes itens:

- Condutores do barramento;
- Isoladores suportes do barramento;
- Conexões entre o barramento e o seccionador do barramento;
- Seccionador do barramento;
- Conexões entre as seccionadoras de barramento e os disjuntores;
- Disjuntores, incluindo seccionamento do barramento ou disjuntor de acoplamento das barras;
- Componentes como transformadores de potencial, pára-raios, reatores, algumas vezes conectados ao barramento.

2.1.1 Características dos Barramentos

Os barramentos são empregados principalmente em subestações de sistemas elétricos objetivando a realização de manobras de cargas, dentro do layout destas subestações, os equipamentos elétricos deverão possuir no layout os seguintes requisitos básicos: separação espacial, zoneamento para manutenção, disposição das fases do barramento, separação elétrica, segurança da zona do barramento [43].

Na separação espacial, existem distâncias que governam o espaçamento entre componentes e as fases do barramento, são elas:

- Distância para a terra: entre as partes energizadas e as estruturas aterradas;
- Distância entre fases: entre as partes energizadas das diferentes fases;
- Distância de separação: entre as partes energizadas e o limite da zona de manutenção. Estes limites pode ser a terra ou a plataforma onde a equipe de manutenção trabalha.

A Tabela 1 apresenta a separação mínima para as instalações externas do tipo aberta para uso em sistemas efetivamente aterrados [3].

Tabela 1 – Separação mínima para instalações externas [ABNT]

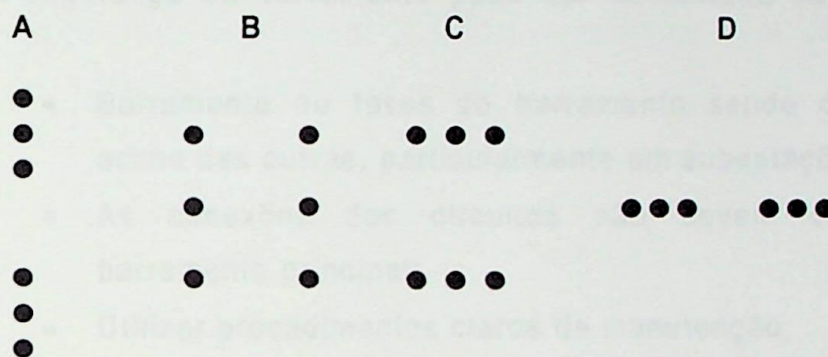
Teste de Impulso – Valor de pico [kV]	Tensão nominal [kV]	Separação mínima para a terra [mm]	Separação mínima entre fases no ar [mm]
450	110	863	989
550	132	1086	1219
650	165	1270	1473
900	220	1779	2057
1050	275	2082	2388

Já a Tabela 2 apresenta as distâncias mínimas de separação de segurança entre equipamentos para permitir que as atividades de inspeção, limpeza, e manutenção sejam executadas.

Tabela 2 – Separação mínima entre equipamentos [ABNT]

Tensão nominal [kV]	Separação mínima de qualquer ponto do equipamento energizado para o mais próximo condutor energizado [m]
Até 15	2,59
88	3,20
132	3,50
275	4,57

No zoneamento para manutenção dos equipamentos deverão ser isolados e fisicamente separados dos equipamentos vizinhos energizados. A disposição dos condutores do barramento pode ser de várias maneiras, a Figura 1 apresenta estas maneiras para o barramento duplo.

**Figura 1 – Disposição das fases do barramento**

Em subestações externas, o arranjo D é preferido em relação aos arranjos A, B, e C pelas seguintes razões:

- Um colapso em um barramento ou fase não coloca em perigo o outro barramento ou fase;
- Nos arranjos arranjos A e C é difícil separar as duas zonas de manutenção dos barramentos e proporcionar um acesso independente para os dois barramentos.

A proteção do barramento em subestações internas, devidos aos agentes atmosféricos e outros perigos, acompanhados, nos casos de algumas subestações celulares, com segregação física, torna os arranjos A, B e C mais convenientes.

2.1.2 Segurança na Região do Barramento

As estatísticas das faltas mostram que as faltas nos barramentos são bastante raras. Suas conseqüências são tão sérias que todas as precauções possíveis deveriam ser tomadas para evitá-las.

Os efeitos das faltas nos barramentos são menos sérios nas subestações com barramento em anel e com um e meio disjuntores, as precauções são mais necessárias nas subestações com barramento singelo, de transferência e no barramento duplo.

A segurança do barramento pode ser aumentada com as seguintes providências:

- Barramento ou fases do barramento sendo colocados umas acima das outras, particularmente em subestações externas;
- As conexões dos circuitos não devem cruzar sobre o barramento principal;
- Utilizar procedimentos claros de manutenção;
- Boa facilidade para inspeção de todos os equipamentos;
- Exclusão da região do barramento, o máximo possível, de itens como transformadores de potencial, pára-raios, e chaves de aterramento.

Com relação à manutenção dos barramentos, tem-se para a manutenção preventiva, a verificação da resistência de contato e nos casos de barramentos isolados com gás SF₆, verificar se não há vazamentos do gás. Caso não sejam realizadas estas manutenções preventivas torna-se necessário a realização da manutenção corretiva que seria a substituição dos condutores do barramento.

2.1.3 Vida Útil Econômica

A vida útil dos barramentos de energia elétrica é afetada, principalmente pelo nível de carregamento, pois uma sobrecarga acima dos valores recomendados pelo fabricante [ABNT] poderá ocasionar alterações nas propriedades do condutor.

Quando a carga não possui um comportamento constante ao longo do dia, possuindo picos de consumo, estes condutores deverão ser muito bem dimensionado para não prejudicar na vida útil do condutor, devido ao aumento da corrente e por consequência, o aumento da temperatura.

Um dos ensaios que pode ser realizado para verificação da vida útil dos condutores é o ensaio de tração, visando medir a tensão de ruptura dos condutores e conectores. Nesses ensaios são observados os valores de alongamento e tensão de ruptura. A vida útil do condutor do barramento será em função da perda de resistência mecânica, que é um fator de envelhecimento do mesmo.

Pode-se afirmar que a vida útil dos barramentos é da ordem de 35 anos, sendo que este valor poderá ser alterado segundo as condições de operação que ele estiver submetido durante sua vida útil.

2.2 Chaves

As chaves devem ter uma suportabilidade entre terminais às solicitações dielétricas de forma que o pessoal de campo possa executar o serviço de manutenção em condições adequadas de segurança.

Na seleção e adequada utilização das chaves em sistemas de alta-tensão, devem ser observadas as características do sistema em que elas serão aplicadas e a função que devem desempenhar.

As chaves podem ser classificadas de acordo com suas características e funções que desempenham nas subestações de alta tensão [4]:

- Seccionadoras: não podem operar em carga; servem para contornar ("by-pass") e isolar equipamentos, como disjuntores e capacitores série, para a execução de manutenção ou por necessidade operativa e manobrar circuitos entre os barramentos de uma subestação;

- Chaves de terra: servem para aterrar componentes do sistema em manutenção ou linhas de transmissão, barramentos ou bancos de capacitores em derivação;
- Chaves de operação em carga: servem para abrir e/ou fechar determinados circuitos em carga e manobrar bancos de reatores e de capacitores;
- Chaves de aterramento rápido: necessitam de tempos de fechamento extremamente rápidos, exigindo quase sempre acionamento por explosivos; servem para aterrar determinados componentes energizados, normalmente com o objetivo de provocar uma falta intencional na rede, de forma a sensibilizar os sistemas de proteção.

A principal norma técnica brasileira relacionada é:

- NBR6935 – Seccionador, chaves de terra e aterramento rápido (01/1985): Fixa condições exigíveis e ensaios referentes a seccionadores, chaves de terra e de aterramento rápido a serem utilizados em instalações internas e externas, para tensões acima de 1000 V e à frequência industrial, bem como a seus dispositivos de operação e seus equipamentos auxiliares.

2.2.1 Chaves de Operação em Carga

A chave de operação em carga é utilizada na substituição do disjuntor em operações de interrupção ou de restabelecimento de correntes significativas como, por exemplo, nos chaveamentos de grandes bancos de capacitores, de reatores ou de filtros de harmônicos em subestações conversoras de corrente.

A decisão de utilização deste tipo de chave deve ser baseada em considerações técnicas e econômicas [5]:

- Avaliação da capacidade de interrupção da chave para a corrente nominal capacitiva ou indutiva correspondente à potência do banco, ou de limitação da corrente de inrush durante a energização do banco. Estas chaves não são utilizadas para as correntes de falta nos bancos;

- Comparação do custo da chave de operação em carga em relação ao custo do disjuntor.

As chaves de operação em carga são constituídas basicamente de um seccionador com dispositivos de interrupção de corrente e, eventualmente, com dispositivos de limitação de corrente (resistores) no fechamento. O número de unidades de interrupção em série, da mesma forma que nos disjuntores, depende da corrente a ser interrompida e dos requisitos de tensão de restabelecimento transitória.

A seqüência de operação destas chaves na abertura consiste inicialmente na interrupção da corrente pela unidade de interrupção e posterior abertura da lâmina principal. Seqüência de fechamento da chave: fechamento de contatos da unidade de interrupção e posterior fechamento a alta velocidade da lâmina principal.

A manutenção destas chaves é mais simples e rápida que a de disjuntores, bastando a substituição da unidade de interrupção (SF_6). Se os critérios de segurança de manutenção o permitirem, a reposição da unidade de interrupção poderá ser realizada simplesmente com a abertura da lâmina principal da chave. Caso contrário, haverá a necessidade de um seccionador ou de um elo removível para isolar a chave de operação em carga antes da manutenção.

A chave de operação em carga é normalmente projetada para uma freqüência de operação (abertura/fechamento) de duas ou mais vezes por dia. Algumas concessionárias americanas especificam 5000 operações antes da reposição de qualquer componente da chave, sendo que há algumas que citam 10000 operações.

2.2.2 Manutenção Preditiva e Preventiva

A periodicidade da manutenção preventiva é função, principalmente, de suas condições de operação: tipo de circuito a ser chaveado, freqüência com que são operados, intensidade das correntes interrompidas, etc.; bem como de outros fatores secundários, tais como condições climáticas, histórico do equipamentos, etc.

De uma maneira geral, a manutenção preventiva dos equipamentos de manobra verifica a integridade de seus três componentes fundamentais:

- O sistema de isolamento;
- A parte condutora nas chaves;
- O mecanismo de acionamento.

As principais tarefas de manutenção com o equipamento energizado são:

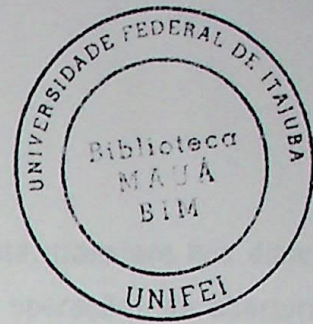
- Verificação de trincas nos isoladores de porcelana;
- Corrosão em componentes;
- Desalinhamento entre lâminas móveis de seccionadores na posição aberta.

Este tipo de manutenção pode ser realizado como um procedimento da rotina de trabalho dos responsáveis pela operação das subestações.

A manutenção preventiva inclui, além das inspeções externas realizadas com o equipamento energizado, outras atividades que também têm função de assegurar a operação satisfatória e contínua dos equipamentos. Existem ensaios cujos resultados auxiliam na avaliação do estado ou comportamento de um componente ou de um conjunto de componentes sujeitos a desgaste.

Estes procedimentos requerem que o equipamento esteja desenergizado, indisponível para o sistema no qual está instalado. Os principais ensaios de manutenção são:

- Ensaio de isolamento;
- Ensaio de resistência de contato;
- Verificação dos tempos de operação;
- Ajustes e lubrificação do mecanismo de acionamento e verificações gerais.



2.2.3 Vida Útil Econômica

Hoje em dia, já se dispõe de métodos bastante eficientes na detecção de falhas e na solução das mesmas, o que vem colaborar em muito com a realização de manutenções preventivas.

Como as chaves geralmente operam quando há uma corrente insignificante passando por seus terminais, com exceção da chave de operação em carga, este equipamento terá sua vida útil beneficiada pelo fato de não estar operando sob condições de grandes arcos elétricos que contribuem para o maior desgaste do mesmo.

Levando isso em consideração, juntamente com o rápido desenvolvimento de equipamentos de medição muito mais precisos e eficientes, pode-se estimar uma vida útil econômica de 30 anos para as chaves aplicadas no sistema de transmissão.

2.3 Disjuntor

De acordo com a definição apresentada nas normas técnicas atuais, ABNT/NBR7118/92, disjuntores são equipamentos eletromecânicos de manobras, que se destinam à realização de chaveamentos em redes elétricas, os quais podem ser realizados nas operações de abertura ou de fechamento de um ponto qualquer da rede, de forma segura, sem se danificar térmica ou fisicamente qualquer de suas partes componentes, em qualquer que seja a condição operativa em que a rede se encontre, ou que esta lhe imponha [4].

Essa é uma definição bem aberta, sendo que essas condições podem ser, por exemplo, abertura ou fechamento em operação com carga nominal, ou abertura ou fechamento em condições de curto-circuito, ou operação de fechamento em oposição de fases, aberturas de pequenas correntes indutivas ou capacitivas as quais em geral provocam grandes sobretensões, etc. [6]

Uma definição aberta e genérica como esta, transfere aos disjuntores uma responsabilidade operativa enorme, uma vez que, operações de abertura e/ou fechamento de circuitos considerando suas condições operativas iguais às nominais, aparentemente não é de se esperar maiores solicitações na câmara de interrupção e conseqüentemente, grandes esforços impostos ao equipamento em questão. [44]

Entretanto, por outro lado, operações como as de interrupção das correntes de curtos-circuitos terminais, abertura de pequenas correntes indutivas ou capacitivas, faltas quilométricas, fechamentos em regimes de oposição de fases, etc., acabam por impor aos disjuntores, regimes especiais de trabalho, transferindo-lhe grandes esforços elétricos, térmicos e mecânicos em suas partes componentes, originando assim, a razão de ser de sua necessária robustez construtiva [7].

As principais normas técnicas brasileiras relacionadas são:

- NBR7118 – Disjuntores de alta-tensão (09/1994): Fixa características exigíveis dos disjuntores de corrente alternada, para interior e exterior, projetados para sistemas de tensões acima de 1000 V e frequências industriais iguais ou inferiores a 60 Hz e para operação nas condições de serviço;
- NBR7102 – Ensaio sintéticos em disjuntores de alta tensão (12/1981): Fixa métodos de ensaios sintéticos para disjuntores de corrente alternada de alta e extra-alta tensão;
- NBR7034 – Materiais isolantes elétricos – Classificação térmica (12/1981): Designa classes e temperatura dos materiais isolantes elétricos utilizados em máquinas, aparelhos e equipamentos elétricos com base na temperatura máxima que podem suportar em condições normais de operação durante a sua vida útil.

2.3.1 Manutenção Preditiva e Preventiva

As novas técnicas preditivas que estão sendo introduzidas como auxílio nas manutenções preventivas são:

- Monitoramento do percurso do contato principal;
- Monitoramento da corrente interrompida;

- Monitoramento de entrada e saída de comandos.

Para cada tecnologia de disjuntor há um conjunto de serviços de manutenção preventiva realizado.

Disjuntores a Óleo

Os principais problemas relacionados com os disjuntores a óleo são [8]:

- Queima do óleo e conseqüente redução da capacidade dielétrica, provocada pela presença do arco voltaico, nas interrupções, principalmente as de altas correntes de curto;
- Limitação natural do número de manobras, com altas correntes de interrupção, pelo motivo anterior;
- Tecnologia superada técnica e economicamente pelo uso do gás SF₆;
- Microfissuras nas câmaras e nas borrachas de vedação das flanges, em decorrência das altas temperaturas verificadas no interior das mesmas;
- Válvulas de alívio de pressão pós-operação, com eventuais travamentos, podendo provocar explosões de câmaras;
- Perda expressiva da capacidade isolante do óleo em função de umidade, gases, fuligens no interior da câmara.

A freqüência de manutenções preventivas em disjuntores a óleo, é recomendada a cada 5 anos para os de MT ou de 10.000 operações sob condição de chaveamento nominal.

Já para disjuntores de AT, o próprio catálogo desses disjuntores a óleo, PVO, para instalações de 72,5 a 145 kV, menciona um número de operações, que varia em função da intensidade de corrente a ser interrompida, por exemplo:

- Para chaveamentos envolvendo a corrente nominal, especifica-se em mais de 2500 operações;

- Para correntes de curto-circuito, de intensidade em torno de 30 a 50% da capacidade nominal do mesmo, especifica-se em até 25 operações;
- Para curto máximo, especifica-se em 8 operações apenas, recomendando-se a partir daí, que sejam trocados o óleo da câmara (60 litros), e o conjunto de contatos principais do mesmo.

Em contrapartida, esse tipo de disjuntor admite com facilidade a manutenção com reposição de partes, sem maiores dificuldades operacionais.

Disjuntores a Gás SF₆

Segundo um dos fabricantes clássicos desses disjuntores a SF₆, a Merlin Gerin, ela apenas menciona em termos de manutenção, que esta é muito econômica, seus componentes e contatos, têm vida útil muito longa, e a frequência dessas manutenções é de intervalos longos (na mesma ordem de grandeza que a dos disjuntores a óleo, isto é, para a preventiva, a cada 2 ou 3 anos, e a preditiva, em função do regime de trabalho) [9, 10, 11 e 12].

Disjuntores a Ar Comprimido

As manutenções devem estar atentas aos valores monitorados dessas elevadas pressões do ar comprimido nos seus containeres, as quais são da ordem de 20 a 30 atm de pressão.

Disjuntores a Vácuo

Do ponto de vista de manutenção, portanto, apenas as inspeções de rotina, observando as sinalizações da pressão de vácuo presente na câmara. Essa sinalização em alguns disjuntores é mecânica.

2.3.2 Vida Útil Econômica

Os fabricantes em geral, não expressam claramente a vida útil desses equipamentos construída com essa ou aquela tecnologia, o que nos leva a deduzir, que esta é sem dúvida, uma função das condições de trabalho do mesmo, do local instalado e suas respectivas características elétricas presentes, tais como: níveis de curto, natureza dos chaveamentos, frequência das operações, estados e condições de manutenção.

Verifica-se que disjuntores que atuam em sistemas típicos de alta tensão (ou seja, tensões iguais ou superiores a 230 kV), não são solicitados a atuar com muita frequência, como os de mais baixa tensão. Isto faz com que as manutenções de grande porte desses equipamentos não necessitem ocorrer constantemente.

Por outro lado, disjuntores de tensões mais baixas tendem a atuar mais vezes, pois as condições operativas desses sistemas assim o determinam. Podem-se aqui determinar ainda duas faixas, uma para disjuntores de média tensão, abrangendo desde circuitos de 69 kV até 138 kV, e outra para sistemas com tensões inferiores a 69 kV.

Com base nestas considerações, percebe-se que a vida útil é função de uma utilização correta e de uma manutenção adequada, itens sem os quais fica impossível se estabelecer qualquer parâmetro para a vida útil de um equipamento.

Tomando-se isto por base e levando-se em consideração a experiência de diversas concessionárias do setor elétrico brasileiro pode-se chegar a Tabela 3 de vida útil para efeito de cálculo de depreciação abaixo:

Tabela 3 – Vida útil por classe de tensão

Classe de Tensão	Faixa de Vida Útil
$U < 69 \text{ kV}$	20 a 25 anos
$69 \leq U \leq 138 \text{ kV}$	25 a 30 anos
$U > 138 \text{ kV}$	35 a 40 anos (para SF ₆) 30 a 35 anos (para outros tipos)

É importante salientar que estes valores estabelecem faixas médias de vida útil, segundo os processos de utilização e de manutenção vigentes no país, e também pelos agentes agressores normais existentes. Sendo que pode-se estimar genericamente uma vida útil econômica de 30 anos para disjuntores de qualquer tipo.

Finalmente, pode-se associar razões que levam as concessionárias a determinar o final da vida útil de um disjuntor. Para tensões inferiores a 69 kV, o principal motivo de troca dos disjuntores é o seu desgaste, devido ao número de operações que ele é submetido. Em média tensão (valores entre 69 kV e 138 kV), tem-se a elevação da potência de curto-circuito, devido a novas interligações, que extrapolam sua capacidade operativa. Por fim, para tensões elevadas (maiores que 138 kV), as substituições ocorrem, normalmente, por final da vida útil dos componentes do disjuntor, por falta de peças de reposição ou por obsolescência da tecnologia.

2.4 Transformador

Os transformadores de força são equipamentos elétricos que, por indução eletromagnética, transforma tensão e corrente alternada entre dois ou mais conjuntos de espiras (enrolamentos), com a mesma frequência e, geralmente, com valores diferentes de tensão e corrente. Os transformadores são dimensionados para funcionarem sob determinadas condições de carga e temperatura dos enrolamentos acima da temperatura ambiente [13].

A temperatura ambiente é um fator para a limitação da capacidade de carga do transformador de força, pois com esta temperatura se determina a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. São classificados em duas categorias de acordo com a sua potência nominal (P) - categoria I para P menor ou igual a 10MVA e categoria II para P maior que 10MVA [14].

Os transformadores, usualmente, operam em um ciclo de carga que se repete a cada 24 horas. Este ciclo de carga pode ser constante ou poderá ter um ou

mais picos durante o período. Assim, os transformadores de força são dimensionados para operar sob as seguintes condições normais [15]:

- Altitude de até 1000 metros;
- Temperatura máxima do meio de resfriamento; de 40°C e média diária não superior a 30°C para o resfriamento a ar;
- Temperatura máxima do meio de resfriamento; de 30°C e média diária não superior a 25°C para o resfriamento a água.

Para as condições especiais de funcionamento, estes transformadores exigem uma construção especial e/ou revisão de alguns valores nominais, instalação e deverão ser levadas ao conhecimento do fabricante.

2.4.1 Manutenção Preditiva e Preventiva

A manutenção nos transformadores de força deverão ser realizadas nos seguintes períodos [16]:

- Inspeções periódicas, através de registros operacionais obtidos com as leituras dos instrumentos indicadores. Sendo recomendável a leitura diária dos indicadores de temperatura, de nível de óleo, da carga e da tensão do transformador. Deve se passar nas subestações o termovisor para detectar pontos de aquecimento anormal, principalmente nos conectores.
- Semestralmente deve-se verificar visualmente os seguintes equipamentos do transformador:
 - Buchas;
 - Tanque e radiadores;
 - Conservador;
 - Controle de aquecimento;
 - Sistema de ventilação;
 - Sistema de circulação de óleo;
 - Dispositivo purificador e secador de ar;
 - Dispositivo de alívio de pressão;
 - Relé de gás e de pressão;
 - Comutadores de derivação;
 - Caixa de terminais da fiação de controle e proteção;

- o Ligações externas.

Anualmente deve-se realizar uma inspeção do líquido isolante, através da retirada de amostras e comparar os resultados com os valores do ano anterior. Deve-se realizar também uma análise dos gases dissolvidos no óleo isolante [17].

A cada três anos devem-se realizar os seguintes ensaios de isolamento: fator de potência do transformador e das buchas; isolamento com corrente contínua do transformador. Durante este período de desligamento deverá ser realizados os testes de funcionamento dos dispositivos de controle, proteção e resfriamento do transformador [18].

2.4.2 Vida Útil Econômica

Um transformador é constituído de diversos materiais isolantes, tendo como principais materiais o papel e o óleo. Os óleos isolantes são produzidos a partir de óleos crus de base naftênica ou parafínica, e quando utilizado em transformadores executa dupla função: como fluido responsável pela refrigeração do equipamento, diminuindo as perdas elétricas do equipamento e contribuindo com o prolongamento da vida útil do transformador ao fazer com que esse opere em temperaturas menores, e como líquido isolante elétrico (dielétrico) [19].

Controlar as condições físico-químicas do óleo isolante bem como os subprodutos existentes em sua composição, gases e furanos, durante a vida de um transformador de força, é uma boa técnica de acompanhamento das condições operativas deste transformador.

O processo de envelhecimento de um transformador está diretamente relacionado com a resistência mecânica do papel isolante de sua isolação sólida, sendo o componente que tem a capacidade de se deteriorar ou perder suas qualidades mecânicas, sem no entanto perder suas características dielétricas.

Os fatores que mais influenciam na perda de qualidade e degradação do papel são: umidade, temperatura e agentes oxidantes, fatores estes que se apresentam normalmente durante a operação dos transformadores e que causam o

aparecimento de glucose livre devido ao seccionamento da cadeia da celulose na ligação glicosídica. Na degradação térmica, além da glucose livre são formados: água, óxidos de carbono (CO e CO₂) e ácidos orgânicos.

Na degradação hidrolítica, catalisada pela presença de um ácido, ocorre a quebra das ligações glicosídicas da cadeia de celulose, formando glucose livre. A água em presença dos compostos ácidos formados pela oxidação dos hidrocarbonetos do óleo mineral isolante, participará da degradação do papel isolante.

Na degradação oxidativa são formados ácidos, aldeídos e água. Quando a oxidação envolve os carbonos 2 e 3, abre-se a estrutura do anel de glucose, formando CO, CO₂ e H₂. As modificações enfraquecem as ligações glicosídicas, contribuindo para a cisão da cadeia da celulose, com a formação de glucose livre. Outros produtos formados na degradação da celulose são os furanos, ao contrário da glucose, são solúveis no óleo mineral e detectáveis neste líquido dielétrico.

Durante a operação do transformador, à medida que o papel vai envelhecendo, há um decréscimo de suas propriedades mecânicas, relacionando a uma diminuição do Grau de Polimerização (GP) do papel. O fim-de-vida do papel como isolante é considerado quando retém de 40 a 50% dos valores originais de suas propriedades mecânicas, o que corresponde à uma faixa de valores de GP de 100 à 250. A dificuldade de determinação do final-de-vida de um isolamento nos equipamentos em operação a partir da determinação do GP, está na dificuldade apresentada na preparação de corpos de prova, isto é, existe a necessidade de interromper a operação do equipamento, drenar o óleo mineral isolante, colher amostras do local de maior temperatura do enrolamento celulósico, e reparar esse ponto.

Finalmente, pode-se afirmar que a vida útil dos transformadores de força hoje instalados nas concessionárias é da ordem de 30 anos, sendo que este valor poderá ser bastante modificado segundo as condições de manutenção e de operação que ele estiver submetido durante sua vida útil.

2.5 Subestação Unitária

Segundo a norma NBR5460, a subestação elétrica constitui parte de um sistema de potência, concentrada em um dado local, compreendendo primordialmente as extremidades de linhas de transmissão e/ou de distribuição, com os respectivos dispositivos de manobra, controle e proteção, incluindo as obras civis e estruturas de montagem, podendo incluir também transformadores, equipamentos conversores e/ou outros equipamentos.

Logo, as subestações elétricas atendem às necessidades de transformação, controle e distribuição da energia elétrica, podendo ser divididas nas seguintes categorias [20]:

- Subestação Transformadora: subestação que modifica o nível de tensão da energia elétrica, entre a entrada e saída, podendo ser: abaixadora, quando o nível da tensão de saída é menor que a de entrada, ou elevadora, quando o nível da tensão de saída é maior que a de entrada;
- Subestação Conversora: subestação que converte energia elétrica de uma forma a outra, podendo ser: conversora de corrente, quando converte energia elétrica de corrente alternada para corrente contínua e vice-versa, ou conversora de frequência, quando converte energia elétrica em corrente alternada com uma frequência para energia elétrica em corrente alternada com outra frequência;
- Subestação de Manobra: subestação destinada a modificar a configuração de um sistema elétrico, mediante manobras de linhas de transmissão, se esta incluir reguladores de tensão, então é chamada de subestação de manobra reguladora;
- Subestação de Distribuição: subestação abaixadora que alimenta um sistema de distribuição de energia elétrica;
- Subestação de Transmissão: subestação transformadora na qual entram e saem linhas de transmissão.

Dentro da subestação elétrica, existem inúmeras maneiras de se promover às ligações entre os vários componentes que a compõe, estas ligações elétricas definem o arranjo, ou topologia, da subestação.

Sendo assim as características operativas de uma subestação são definidas pelos equipamentos de manobra e pelo seu arranjo de barra. Cada arranjo possui suas vantagens e desvantagens, sendo que cada um deles é mais adequado a um certo tipo de aplicação [21].

Os equipamentos de manobra, chaves e disjuntores, permitem que conexões e/ou desconexões sejam feitas entre os vários componentes de um sistema elétrico, sendo que sua importância também se evidencia quando da necessidade de ações corretivas sob falta.

As subestações devem ter suas ações e comandos coordenados a partir de programas e filosofias de operação, em conformidade com as informações coletadas pelos sistemas de medição e proteção.

Os sistemas de medição e proteção são de fundamental importância na análise das ações que devem ser tomadas durante a operação e o restabelecimento das subestações elétricas [22].

As principais normas técnicas brasileiras relacionadas são:

- NBR11191 – Subestações de distribuição tipo I-69-34,5 ou 13,8 kV, até 5 MVA e 34,5 kV, 13,8 kV até 3,75 MVA - Diagramas unifilares e arranjos de subestações (11/1989): Padroniza diagramas unifilares e arranjos de subestações de distribuição tipo I;
- NBR9523 – Subestações de distribuição (06/1995): Classifica subestações de distribuição de concessionárias de energia elétrica, levando em conta seus projetos, arranjos típicos, configurações elétricas, tipos de carga, potências instaladas e tensões nominais;
- NBR5460 – Sistemas elétricos de potência – Terminologia (04/1992): Define termos relacionados com sistemas elétricos

de potência, explorados por concessionários de serviços públicos de energia elétrica, sob os pontos de vista de: geração de energia elétrica, especialmente em usinas hidrelétricas e usinas termelétricas a vapor; transmissão e distribuição de energia elétrica; operação e manutenção dos sistemas.

As principais características das subestações, bem como os principais equipamentos elétricos encontrados em uma subestação, serão apresentadas a seguir.

2.5.1 Arranjo de Barra

O esquema elétrico ou arranjo de uma subestação é definido a partir do nível de confiabilidade desejado, ou seja, do objetivo de se manter o compromisso de fornecimento de energia elétrica aos consumidores [20 e 21].

Os principais fatores que influenciam na escolha do arranjo de barra são:

- A possibilidade de divisão da rede, por exemplo, para reduzir a potência de curto-circuito;
- A sensibilidade e reação dos consumidores em caso de interrupção do fornecimento de energia;
- A influência mútua dos consumidores em caso de flutuações de tensão;
- Segurança do sistema elétrico, de equipamentos e de pessoas;
- Facilidade de manutenção [23].

Os principais arranjos de barra são:

Barra Simples

Os esquemas de barra simples são aqueles em que a interligação dos circuitos da subestação somente pode ser feita em uma única barra. Esse esquema é

de todos o de menor custo, sendo também o mais limitado em termos operativos, pois todos os circuitos operam em paralelo.

Barra Principal e de Transferência

Quando uma subestação possui, além de uma barra principal, uma barra para auxiliar as manobras necessárias a liberação de disjuntores para a manutenção, tem-se a configuração denominada barra principal e de transferência.

Neste tipo de arranjo embora a subestação possua fisicamente duas barras, do ponto de vista operacional continua sendo um esquema de barra simples, já que a barra de transferência não pode ser usada para interligar circuitos, sendo operacionalmente apenas um prolongamento da barra principal. E ainda, este esquema possui um disjuntor de transferência entre as duas barras, que assume qualquer um dos circuitos cujo disjuntor esteja em manutenção.

Barra Dupla

Os esquemas de barra dupla são aqueles nos quais a subestação tem o barramento composto por duas barras, às quais podem ser ligados alternativamente todos os circuitos da subestação.

Podem-se usar simultaneamente as duas barras e fazer diversas combinações dos circuitos entre si. E ainda, este tipo de arranjo possui um disjuntor de acoplamento ligado entre a barra 1 e a barra 2, que funciona como disjuntor de transferência.

Normalmente o arranjo de barra dupla aplica-se a interligações importantes onde não se pode sacrificar a segurança do sistema elétrico.

2.5.2 Equipamentos de Manobra

Os principais equipamentos de manobra são:

Chaves

As chaves podem ser classificadas de acordo com suas características e funções que desempenham nas subestações de alta tensão:

- Seccionadoras: não podem operar em carga; servem para contornar (baipassar) e isolar equipamentos, como disjuntores e capacitores série, para a execução de manutenção ou por necessidade operativa e manobrar circuitos entre os barramentos de uma subestação;
- Chaves de terra: servem para aterrar componentes do sistema em manutenção ou linhas de transmissão, barramentos ou bancos de capacitores em derivação;
- Chaves de operação em carga: servem para abrir e/ou fechar determinados circuitos em carga e manobrar bancos de reatores e de capacitores;
- Chaves de aterramento rápido: necessitam de tempos de fechamento extremamente rápidos, exigindo quase sempre acionamento por explosivos; servem para aterrar determinados componentes energizados, normalmente com o objetivo de provocar uma falta intencional na rede, de forma a sensibilizar os sistemas de proteção [4].

Disjuntores

A principal função dos disjuntores é a interrupção de correntes de falta tão rapidamente quanto o possível, de forma a limitar a um mínimo os possíveis danos causados aos equipamentos pelos curtos-circuitos.

Além das correntes de falta, o disjuntor deve ser capaz de interromper correntes normais de carga, correntes de magnetização de transformadores e reatores, e as correntes capacitivas de bancos de capacitores e de linhas em vazio. E ainda, o disjuntor deve ser capaz de fechar circuitos elétricos não só durante condições normais de carga como na presença de curtos-circuitos [4].

2.5.3 Sistema de Medição

A aplicação de equipamentos de medição em sistemas elétricos tem como objetivo permitir a observação e o registro das grandezas elétricas e não-elétricas, fornecendo elementos necessários à operação do sistema. E ainda, possibilita a atuação preventiva e corretiva a fim de garantir o fornecimento de energia aos consumidores com a qualidade adequada [24].

As medidas elétricas em uma subestação devem, portanto, existir em qualidade e quantidade suficientes às necessidades da subestação a ser supervisionada, viabilizando o acesso aos dados necessários à sua operação e à correção de suas falhas.

As principais grandezas observadas para a operação de uma subestação são:

- Tensão: contribui para permitir a operação de equipamentos e instalações; observar e respeitar as restrições de isolamento impostas pelos equipamentos da subestação; fornecer dados para o ajuste e atuação dos equipamentos de controle de tensão e compensação de reativo.
- Corrente: contribui para permitir a operação de equipamentos e instalações; permitir o controle do carregamento de equipamentos face às suas restrições operativas;
- Fator de potência: contribui para avaliar as condições operativas do sistema elétrico; permitir o gerenciamento da carga; identificar a necessidade de compensação de reativos;
- Frequência: contribui para fornecer dados para o ajuste e atuação dos equipamentos; permitir o restabelecimento de partes do sistema desligadas pelo sistema de alívio de cargas [25].

Os medidores e relés de proteção das subestações são atuados por tensões e correntes supridas por transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC). A função dos TP e TC é transformar as correntes e tensões do sistema de

potência em magnitudes menores, e fornecer isolamento galvânica entre o sistema de potência e os relés de proteção e instrumentos de medição.

Transformadores de Corrente

Os transformadores de corrente têm o seu enrolamento primário ligado em série com o circuito de alta tensão. A impedância do TC, vista do lado do enrolamento primário, é desprezível, comparada com a do sistema ao qual estará instalado, mesmo que se leve em conta a carga que se coloca no secundário. Desta forma a corrente que circulará no primário dos transformadores de corrente é ditada pelo circuito de potência, ou circuito primário [4].

Transformadores de Potencial

Os transformadores de potencial têm a finalidade de isolar o circuito de baixa tensão (secundário) do circuito de alta tensão (primário), e ainda de reproduzir os efeitos transitórios e de regime permanente do circuito de alta tensão o mais fielmente possível no circuito de baixa tensão [4].

2.5.4 Sistema de Proteção

Os sistemas elétricos defrontam-se com perturbações e anomalias de funcionamento que prejudicam a qualidade do serviço e as próprias instalações elétricas, sendo assim a aplicação de equipamentos de proteção objetiva assegurar, o melhor possível, a continuidade de alimentação dos usuários e salvaguardar o material e instalações da rede [26].

No cumprimento dessas missões a proteção deve tanto alertar os operadores em caso de perigo não imediato, como retirar de serviço a instalação se há, por exemplo, um curto-circuito que arriscaria danificar um equipamento ou afetar toda rede [24].

Nos estudos de proteção de um sistema elétrico, devem ser examinados três aspectos importantes:

- Operação normal do sistema;

- Prevenção contra falhas elétricas;
- Limitação dos defeitos devidos às falhas.

A proteção por meio de relés vem contribuir com o terceiro aspecto, e tem como função principal promover uma rápida retirada de serviço de um elemento do sistema quando esse sofre um curto-circuito, ou quando ele começa a operar de modo anormal que possa causar danos ou, de outro modo, interferir com a correta operação do resto do sistema. E ainda, tem como função secundária promover a indicação da localização e do tipo de defeito.

Os relés de proteção são constituídos por um elemento sensor, ou detector, um elemento comparador e de um elemento de controle, são dispositivos por meio dos quais um equipamento elétrico é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento ou do circuito em que ele está ligado, ou em outro equipamento ou circuito associado.

Na Tabela 4 são apresentados os principais relés encontrados em subestações:

Tabela 4 – Principais relés encontrados em subestações

ASA	Relé de ...
21	Distância
25	Verificação de sincronismo
26	Temperatura do óleo
27	Subtensão
32	direcional de potência
49	Temperatura do enrolamento
50	Sobrecorrente instantâneo
51	Sobrecorrente temporizado
59	Sobretensão
62	Relé de Tempo
63	Gás
64	Proteção de terra
67	Direcional de sobrecorrente CA
78	Proteção contra falta de sincronismo
79	Religamento CA
81	Freqüência
87	Proteção diferencial

Esses relés supervisionam constantemente grandezas dos sistemas elétricos, tais como: tensão, corrente, frequência, etc., e grandezas inerentes aos próprios equipamentos, por exemplo: temperatura, etc.

2.5.5 Manutenção Preditiva e Preventiva

A manutenção preditiva é uma atividade de inspeção, controle e ensaio, realizada em um item, sem indisponibilidade operativa, com o objetivo de se prever/estimar o ponto ótimo para a intervenção da manutenção preventiva não-sistemática.

As técnicas de manutenção aplicadas às subestações elétricas são de acordo com o equipamento inspecionado, abaixo serão comentados os principais equipamentos inspecionados nas subestações [27]:

Transformadores de Potência

As principais técnicas de manutenção preditiva aplicada aos transformadores de potência:

- Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante, os gases mais significativos produzidos pela decomposição do óleo são o hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2), sendo que a quantidade desses gases está relacionada com os defeitos internos;
- Ensaio físico-químicos do óleo isolante: teor de água, rigidez dielétrica, tensão interfacial, fator de perdas e acidez, sendo que cada ensaio está associado a defeitos internos.

Os principais serviços de manutenção preventiva são:

- Inspeção detalhada nos circuitos de controle e fiação, vazamentos em buchas, válvulas e tubulações;
- Manutenção no comutador de TAP sob carga do transformador;
- Verificação do correto funcionamento do niveostato, incluindo simulação de alarme para nível mínimo.

Disjuntores

As novas técnicas de manutenção preditiva que estão sendo introduzidas como auxílio nas manutenções preventivas são:

- Monitoramento do percurso do contato principal;
- Monitoramento da corrente interrompida;
- Monitoramento de entrada e saída de comandos.

Os principais serviços de manutenção preventiva são:

- Isolamento CC;
- Resistência de contato;
- Limpeza e lubrificação do mecanismo de comando;
- Simulação da atuação das proteções.

Pára-Raios

A principal técnica de manutenção preditiva aplicada aos pára-raios é a inspeção por termografia, e os principais serviços de manutenção preventiva são:

- Isolamento CC;
- Fator de potência;
- Funcionamento dos contadores de descargas;
- Isolamento CC das bases isoladas;
- Inspeção completa.

Transformadores de Potencial e de Corrente

Os principais serviços de manutenção preventiva são:

- Isolamento CC dos enrolamentos primários e secundários;
- Fator de potência do enrolamento primário;
- Limpeza e reaperto dos terminais primários e secundários;
- Substituição da sílica-gel, se houver;
- Inspeção completa.

Sistemas de Proteção

Basicamente, os dispositivos de proteção apresentam dois modos de falha: falha em operar na presença de uma demanda operacional e operação desnecessária na ausência de demanda operacional.

A manutenção preventiva desses equipamentos depende do tipo de tecnologia utilizada e geralmente envolve a aferição e calibração dos mesmos, com periodicidade que varia de dois a quatro anos.

2.5.6 Vida Útil Econômica

Hoje em dia, já se dispõe de sistemas de automação aplicados em subestações elétricas o que vem contribuir com o processo de medição e verificação da atuação das proteções e alarmes das subestações.

E ainda, estão sendo desenvolvidos diversos trabalhos utilizando técnicas de inteligência artificial e reconhecimento de padrões que vêm contribuir com o diagnóstico de falhas ocorridas em subestações elétricas, e até na correção das mesmas.

Portanto para se ter uma boa estimativa da vida útil de uma subestação tem que ser levado em consideração, o desenvolvimento de equipamentos de medição muito mais precisos e eficientes, e os diversos equipamentos que se encontram na subestação. Pode-se estimar uma vida útil econômica de 28 anos para uma subestação elétrica.

3 EQUIPAMENTOS DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

De forma similar aos estudos desenvolvidos no capítulo anterior, neste serão estudados os equipamentos existentes no sistema de transmissão, também, dividindo-os por tipo e apresentando, principalmente, a sua vida útil.

3.1 Banco de Capacitores

Capacitores são equipamentos largamente usados em sistemas de potência. Apesar de simples, possuem grande influência no sistema, gerando perturbações e transitórios que acabam afetando o funcionamento e operação de outros equipamentos do sistema [28].

Por outro lado, as próprias condições do sistema afetam sobremaneira o funcionamento dos capacitores, tornando-se um fator determinante na vida útil dos mesmos. Quando ligados em bancos, alguns pontos de ordem técnica e econômica devem ser levados em conta para um projeto adequado.

Particularmente para os bancos de transmissão, devido às próprias características do sistema como alta tensão, é necessário um estudo mais detalhado, com o uso de equipamentos mais robustos, com características e projetos especiais.

3.1.1 Ligação dos Capacitores em Bancos

Podem-se destacar duas configurações normalmente usadas.

Estrela Isolada

Aplicada para sistemas com neutro aterrado ou isolado (Figura 2).

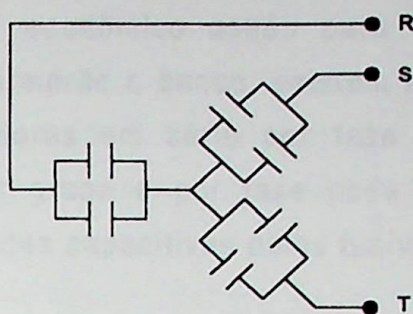


Figura 2 – Estrela isolada

Como não há ligação a terra, as correntes de terceira harmônica não têm influência. Por outro lado, devido à eliminação de unidades capacitivas pelos fusíveis correspondentes ou por ocasião de manobras no banco, o potencial de neutro pode flutuar até a tensão de fase. Neste caso, deve-se isolar o banco para a tensão de fase.

Dupla Estrela Isolada

Utilizada em bancos de grande capacidade, tendo as mesmas características de uma única estrela isolada (Figura 3).

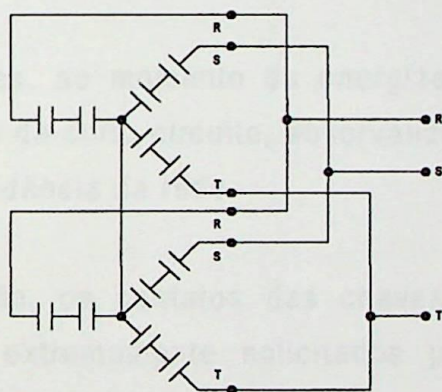


Figura 3 – Dupla estrela isolada

3.1.2 Dimensionamento dos Bancos

Independente do nível de tensão do sistema, a potência reativa de projeto irá determinar a potência total de um banco de capacitores. Contudo, alguns pontos devem ser considerados para a determinação do arranjo e do número de unidades capacitivas que irão formar o banco. Para bancos de transmissão, as unidades capacitivas usadas serão sempre monofásicas.

Além do fator econômico usado para a determinação da potência nominal das unidades que formarão o banco, existem alguns aspectos técnicos. Um número reduzido de capacitores em série por fase ou um número pequeno de capacitores em paralelo por grupo e por fase pode implicar sobretensões, caso ocorra a eliminação de unidades capacitivas pelos fusíveis correspondentes.

Para cada configuração, o número mínimo de capacitores em paralelo por grupo e por fase é diferente, bem como as tensões e correntes resultantes.

Para qualquer arranjo, quando ocorrer um defeito no interior de um capacitor ligado em paralelo a um determinado grupo, a energia armazenada das unidades remanescentes será descarregada no capacitor defeituoso. Portanto, o número de unidades capacitivas será limitado de modo que a energia transferida não ultrapasse a energia máxima permitida.

Existe ainda a limitação da quantidade de potência capacitiva que se pode manobrar, a fim de não permitir uma elevação de tensão superior a 10%.

Equipamentos de Manobra dos Bancos

Os capacitores, no momento da energização, apresentam-se para o sistema como uma condição de curto-circuito, absorvendo uma elevada corrente, que é limitada apenas pela impedância da rede.

Nesta situação, os contatos das chaves de manobra, ao ligar um capacitor ou banco, são extremamente solicitados pela corrente inicial. Estas chaves, portanto, devem ser dimensionadas para correntes bem superiores à sua capacidade nominal. O fechamento dos contatos das chaves deve ser simultâneo para as três fases, a fim de se evitar a formação de arco elétrico, extremamente danosa para a vida útil dos contatos.

A NBR 5060/77 estabelece que os equipamentos de manobra, controle e proteção devem ser projetados para suportar permanentemente uma corrente igual a 1,3 vez a corrente dada, para uma tensão senoidal de valor eficaz igual à tensão nominal, na frequência nominal [29].

No momento da desenergização de um banco de capacitores de transmissão, os terminais de fonte de um equipamento de manobra estão submetidos à tensão do sistema, enquanto os terminais de carga (lado do capacitor) ficam submetidos à tensão resultante da carga armazenada pelo capacitor.

Desse modo, os equipamentos de manobra mais indicados são os seguintes:

- Disjuntores a SF₆: praticamente não permitem a re-ignição do arco, tendo ainda a capacidade de absorver a energia gerada pelo mesmo, não permitindo danos no equipamento.
- Disjuntores a Vácuo: capazes de interromper correntes capacitivas independentemente do seu valor.
- Disjuntores a Óleo: devem-se especificar certas características como a inserção temporária de um resistor série em cada pólo do disjuntor para restringir a re-ignição do arco.
- Chaves a Óleo: algumas usam o mesmo princípio de inserção de um resistor, porém não podem operar na condição de curto-circuito.

Outros elementos

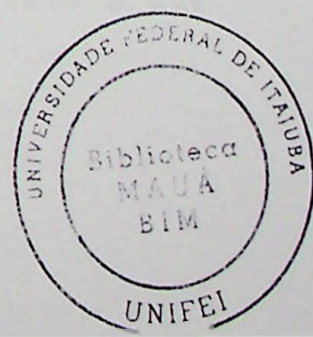
a) Transitórios em Bancos de Capacitores

A operação de bancos de capacitores gera sobrecorrentes e sobretensões que podem causar danos tanto na própria unidade capacitiva como em outros equipamentos ligados ao sistema.

b) Sobrecorrentes

São as correntes resultantes da energização do banco e as correntes de contribuição durante os processos de curto-circuito no sistema ou no próprio banco.

c) Corrente de Energização



Quando se energiza um capacitor ou banco, surge uma elevada corrente transitória de alta frequência e pequena constante de tempo que depende dos seguintes fatores:

- Capacitância do circuito;
- Indutância do circuito;
- Tensão residual dos capacitores no momento de sua energização;
- Valor da tensão senoidal no momento da ligação do banco.

d) Sobretensões

Podem surgir principalmente devido a desenergização do banco – operação de manobra, pois quando a corrente no capacitor zera, a tensão entre seus terminais será mantida. No semiciclo seguinte da tensão da rede, os terminais do disjuntor estarão sujeitos a uma tensão duas vezes a tensão da rede, caracterizando a sobretensão.

Outro fator importante deve-se a descargas atmosféricas, que atingem os sistemas aéreos através de indução ou, em menor proporção, diretamente. Neste caso, o banco deve ter uma potência mínima para ser considerado auto-protegido.

e) Proteção de Capacitores

Para se evitar danos às unidades capacitivas ou limitar seus efeitos devido a perturbações do sistema, deve-se instalar equipamentos de proteção. As perturbações mais comuns são as sobretensões e os curto-circuitos.

f) Condições de Operação

Os capacitores devem ser adequados para trabalhar na posição vertical em altitudes não superiores a 1000m e em temperaturas ambientes máximas durante o ano de 35° C para capacitores de categoria de temperatura de 50° C, e de 30 e 20° C para as categorias respectivas de 45 e 40° C.

3.1.3 Manutenção Preventiva e Corretiva

Para um melhor desempenho e aumento de durabilidade dos bancos de capacitores, é necessário estabelecer um cuidadoso programa de manutenção preventiva. A periodicidade é variável, mas a priori ficaria em torno de um ano.

De um modo geral, devem ser inspecionados os seguintes itens [30]:

- Conexões, verificando visualmente as condições das mesmas;
- Fusíveis, observando se não há a existência de fusíveis queimados no circuito;
- Barramentos e isoladores, verificando a existência de sinais de trincas no caso dos isoladores;
- Contatores e chaves, para verificar a condição de operação dos mesmos;
- Capacitores, realizando-se algumas medições como de capacitância e perdas para verificar as condições de operação dos mesmos ou detectar alguma eventual falha no equipamento.

A manutenção corretiva concentra-se basicamente na troca de fusíveis queimados e pequenos reparos mecânicos. Pequenos vazamentos ou buchas trincadas em unidades capacitivas, por exemplo, podem ser reparados pelo fabricante.

Particularmente para os bancos de capacitores de transmissão, antes de qualquer reparo ou inspeção, deve-se sempre desenergizar o circuito, aguardando ao menos uns 10 minutos para que a carga do capacitor seja descarregada, aterrando-se então o banco através da chave de aterramento. Os níveis de tensão e a carga acumulada do banco podem com toda certeza causar sérios acidentes tanto para o próprio banco como também, e principalmente, para a integridade física do operador, caso as devidas normas de segurança não sejam seguidas.

3.1.4 Vida Útil Econômica

Os bancos de capacitores instalados em sistemas de transmissão operam em condições mais severas devido à própria característica do sistema. O projeto desses bancos, portanto, exige uma especificação mais detalhada dos equipamentos que compõem o banco.

Para as unidades capacitivas, em particular, a tecnologia e os materiais empregados na fabricação das mesmas, como isolantes, devem possuir características especiais que visam uma maior precisão e segurança do equipamento.

A proteção é outro ponto importante que deve ser cuidadosamente estudado para efetivamente evitar problemas como sobretensões e sobrecorrentes decorrentes das condições operativas do sistema e do próprio banco, uma vez que estes problemas afetam drasticamente a vida útil de um banco de capacitores. Levando-se em consideração tais aspectos, a vida útil econômica dos bancos de capacitores de transmissão pode ser estimada como sendo de 20 anos.

3.2 Compensador de Reativos

Um sistema interligado é composto, basicamente, da geração, transmissão e distribuição de potência que englobam as linhas de transmissão, cabos, transformadores, equipamentos de manobra, etc., e dos consumidores que correspondem às cargas do sistema elétrico.

A transmissão e distribuição têm a função de interligar a geração aos consumidores. Como as cargas absorvem tanto potência ativa e reativa, o sistema de transmissão comporta-se de forma não ideal.

No caso de transmissão de potência, tanto nas linhas de transmissão, quanto nos transformadores e cabos, há perdas de potência ativa e necessidade de potência reativa - indutiva ou capacitiva, a qual, em parte, deve ser compensada de modo a equilibrar o balanço de potência reativa.

O sistema de transmissão também reage dinamicamente às variações do equilíbrio de potência ativa e reativa. Tanto o excesso quanto a falta de potência reativa têm grande influência sobre a tensão da rede, bem como sobre o seu perfil. Grandes diferenças de tensão em diferentes pontos da rede têm efeitos sobre o fluxo de carga e podem sobrecarregar as linhas ou cabos acima da sua capacidade térmica. O equilíbrio de potência reativa, nesse caso, pode ser atingido através da compensação adicional de potência reativa no sistema interligado [31].

3.2.1 Formas de Compensação de Potência Reativa

A compensação de potência reativa pode ser realizada pela compensação série e paralela, além da própria potência reativa do gerador.

Compensação paralela

Compensação paralela é aquela na qual a compensação de potência reativa realiza-se através de unidades reguladas ou chaveadas, ligadas em paralelo com o sistema de transmissão em determinados pontos da rede.

Usualmente utiliza-se a compensação chaveada – reatores, banco de capacitores ou filtros, com equipamentos de manobra convencionais, de modo a atingir os seguintes objetivos:

- Solução econômica;
- Diminuição de fluxos de potência reativa indesejáveis no sistema de transmissão e conseqüente diminuição das perdas de transmissão;
- Manutenção da potência de transmissão definida no contrato, considerando-se o balanço de potência reativa;
- Compensação direta de instalações retificadoras, como sistemas de transmissão em corrente contínua, e redes de cabos.

Por outro lado, a compensação regulada tem a vantagem de possibilitar uma rápida regulação dinâmica, mantendo-se o balanço de potência

reativa dentro de um limite estreito. Os sistemas usados são os compensadores síncronos rotativos ou os compensadores estáticos (CE).

O compensador síncrono nada mais é do que uma máquina síncrona com características de operação especiais. Através do controle da excitação, pode-se colocar o compensador para operar como fonte de reativo para o sistema – sobre excitado, ou como sorvedouro de reativo do sistema – sub excitado. Para maiores detalhes, ver o artigo “Gerador”.

Na Figura 4 é apresentado um esquema unifilar básico de um compensador estático para instalação em sistemas de alta tensão.

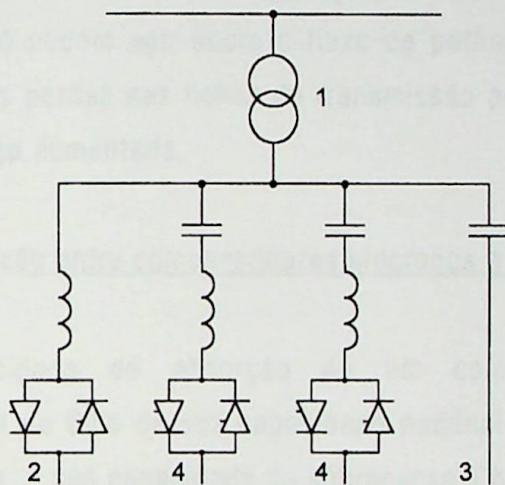


Figura 4 – Esquema unifilar básico de um compensador estático

O sistema é composto por ramos de Reatores Regulados por Tiristores (RRT) e ramos de Capacitores Chaveados a Tiristores (CCT), que permitem variar continuamente a potência reativa indutiva ou ligar (desligar) a potência reativa capacitiva instalada, respectivamente. Os harmônicos gerados são absorvidos por filtros instalados em paralelo com o ramo RRT. A potência é transferida através do transformador.

O compensador estático desempenha, principalmente, as seguintes funções:

- Regulação de tensão;
- Regulação de potência reativa;
- Limitação de sobretensões a frequência industrial;

- Melhoria da estabilidade;
- Amortecimento de oscilações de potência.

Funções suplementares da compensação estática, tais como:

- Influência sobre o fluxo de potência reativa na rede;
- Aumento da capacidade de transmissão das linhas;
- Redução da instabilidade de tensão;
- Influência na carga através de mudanças na tensão de alimentação;
- Amortecimento de ressonâncias subsíncronas.

Influenciam diretamente na operação do sistema elétrico, pois através da regulação de tensão podem agir sobre o fluxo de potência reativa em sistemas malhados. Com isso, as perdas nas linhas de transmissão podem ser minimizadas e sua capacidade de carga aumentada.

Comparação entre compensadores síncronos e estáticos

A capacidade de absorção de um compensador síncrono é, normalmente, da ordem de 60% da sua capacidade nominal de geração. Da mesma forma que os geradores, a sua capacidade de sobrecarga é bastante razoável.

Os compensadores estáticos se tornaram grandes competidores dos compensadores síncronos, principalmente em relação ao custo. O compensador síncrono ainda encontra espaço em aplicações onde é importante elevar o nível de curto-circuito, como, por exemplo, junto a estações inversoras de HVDC.

Características dos compensadores estáticos que podem ser consideradas como vantagem:

- Menor custo;
- Menores perdas;
- Menor manutenção;
- Maior confiabilidade (acima de 96% de disponibilidade contra 90% do compensador síncrono);
- Tempo de resposta mais rápido;

- Controle trifásico ou monofásico;
- Ausência de inércia;
- Impossibilidade de se auto-excitar.

Características que podem ser consideradas como desvantagem:

- A capacidade máxima de geração de reativo é proporcional ao quadrado da tensão e, portanto, pode ser reduzida em tensões baixas;
- A maioria dos esquemas de compensadores estáticos gera harmônico.

A não contribuição para a potência de curto-circuito pode ser considerada vantagem ou desvantagem, dependendo do caso.

Compensação série

A compensação série é feita com a instalação de elementos de potência reativa em série na linha de transmissão.

Essencialmente são utilizados capacitores série cujas funções são:

- Redução da queda de tensão na linha em condições de operação;
- Aumento da capacidade de carga das linhas de transmissão;
- Influência sobre os fluxos de potência em linhas ou redes em paralelo;
- Redução das oscilações de tensão dentro de certos limites no caso de variação de potência;
- Diminuição do ângulo de transmissão e conseqüente aumento da estabilidade da transmissão.

Na Figura 5 é apresentado o esquema unifilar básico de uma instalação de compensação série.

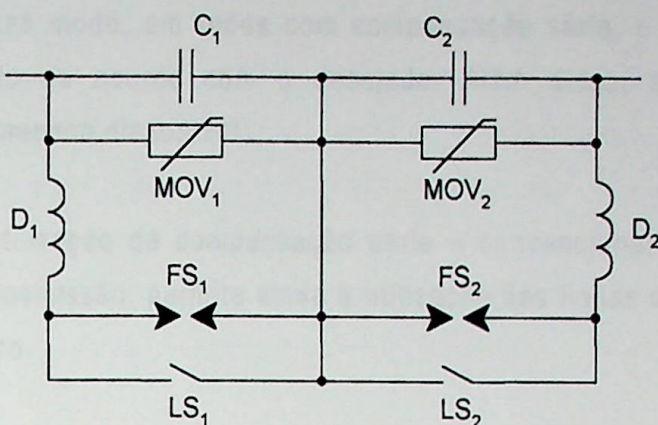


Figura 5 - Compensação série convencional

O banco série completo é formado por bancos parciais C_i ligados em série. Através de um disjuntor em paralelo (LS), cada banco parcial pode ser curto-circuitado, permitindo assim a compensação da linha em diversos estágios.

De acordo com o grau de compensação usado e na ocorrência de uma falta, podem surgir correntes de curto-circuito muito superiores àquelas que apareciam caso não houvesse compensação, causando elevadas quedas de tensão nos capacitores série. Neste caso, os gaps (FS) ou pára-raios (MOV) em paralelo servem justamente para proteger os bancos parciais.

Outro arranjo possível é mostrado na Figura 6.

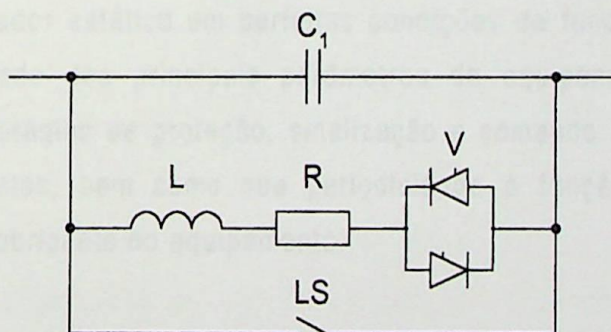


Figura 6 - Compensação série avançada

Neste caso, os gaps e pára-raios são substituídos por um ramo RRT, sendo que os tiristores assumem a capacidade de controle rápido do gap. Com um dimensionamento adequado, uma instalação de compensação série pode ser regulada dentro de limites definidos.

Desse modo, em redes com compensação série, o fluxo de potência pode ser ajustado de acordo com o desejado. Além disso, a proteção contra sobretensões permanece disponível.

A utilização da compensação série – convencional ou avançada, em um sistema de transmissão, permite ainda a utilização das linhas de transmissão até o seu limite térmico.

3.2.2 Manutenção Preventiva e Corretiva

Os compensadores reativos abrangem uma ampla gama de equipamentos detalhadamente apresentados nos respectivos artigos, como capacitores, reatores e mesmo os compensadores síncronos que não passam de uma máquina síncrona operando sob condições especiais. Portanto, será dada ênfase à manutenção preventiva aplicada aos compensadores estáticos, cujo principal componente é a chave estática.

Para se efetuar a manutenção preventiva o técnico responsável deve ter plenos conhecimentos da função dos vários estágios que compõem o compensador estático e também o princípio de funcionamento de todos os circuitos de cada estágio, de modo a poder atuar nos pontos de ajuste corretos, quando for necessário reconduzir o equipamento às suas condições normais. Assim, para manter o compensador estático em perfeitas condições de funcionamento, deve-se controlar a qualidade dos principais parâmetros do equipamento, bem como o desempenho dos estágios de proteção, sinalização e comando. Os tipos de testes, verificações e ajustes, bem como sua periodicidade é função da confiabilidade estabelecida pelo fabricante do equipamento.

De uma forma geral, pode-se seguir os seguintes procedimentos:

- Inspeção visual;
- Teste de Lâmpadas;
- Tensão de saída;
- Limpeza interna e externa;
- Testes de operação, de confiabilidade, de desempenho e de sistema.

A qualificação do técnico responsável pela recuperação do compensador estático deve ser a mesma adotada para o responsável pela manutenção preventiva. Deste modo tanto o conhecimento técnico sobre o equipamento e as suas características dentro do sistema, como a interpretação correta do instrumental de teste, dos medidores do compensador estático e a interpretação de sinalização, são requisitos indispensáveis ao técnico responsável pela recuperação das falhas do compensador estático.

Considerando-se a importância do compensador estático no sistema para o controle da potência reativa os procedimentos para manutenção corretiva podem ser classificados em dois grupos:

- Recuperação do sistema;
- Recuperação do equipamento.

Na recuperação do sistema, a interferência no equipamento visa repor as condições de funcionamento do compensador estático como um todo com a máxima rapidez possível. Este tipo de interferência se caracteriza pela substituição completa de um módulo de circuito, onde foi detectado o defeito, por outro em perfeitas condições de funcionamento. A recuperação do módulo defeituoso pode ser feita posteriormente. Quando o defeito constatado no equipamento não implica em risco para o sistema, a recuperação do compensador estático é feita pela substituição direta do componente defeituoso. Isto caracteriza uma recuperação do equipamento.

3.2.3 Vida Útil Econômica

Conforme visto, várias são as possibilidades de equipamentos e circuitos para a compensação de reativos. Enquanto os compensadores síncronos possuem características de máquinas rotativas, os compensadores estáticos, como o próprio nome diz, são formados por componentes estáticos.

Conseqüentemente, as práticas de manutenção variam significativamente de um tipo de equipamento para o outro, bem como as características construtivas e operativas. Considerando-se esses aspectos, pode-se estimar a vida útil econômica dos compensadores de reativos em 30 anos.

3.3 Condutor

A primeira linha de transmissão de que se tem registro no Brasil foi construída por volta de 1883, na cidade de Diamantina, para transportar a energia produzida em uma usina hidroelétrica, constituídas por duas rodas d'água e dois dínamos Gramme, a uma distância de 2 km, para acionar bombas hidráulicas em uma mina de diamantes [32].

A partir disso as linhas de transmissão começaram a transportar blocos de energia cada vez maiores, com altos níveis de tensão e distâncias longas. Para realizar este transporte de energia elétrica foi desenvolvido ao longo do tempo os condutores elétricos de transmissão para as diferentes necessidades.

Esta transmissão de energia elétrica poderá ser realizada utilizando se tecnologia da corrente alternada ou então a transmissão em corrente contínua. A tecnologia a ser adotada vai depender da quantidade de potência a ser transportada, sendo que a tecnologia de transmissão de energia em corrente contínua será viável para tensões extra elevadas, longas distâncias ou para realizar a interligação de sistemas de corrente alternada com frequências diferentes.

3.3.1 Características dos Condutores

Os condutores empregados em linhas aéreas de transmissão são constituídos por cabos. Estes são obtidos pelo encordoamento de fios metálicos, onde sobre um fio de seção transversal circular são enrolados em forma espiral outros fios envolvendo-o, formando camadas. O sentido de enrolamento de cada uma das camadas é sempre oposto ao da camada anterior, e a camada externa é torcida para a direita. Os fios podem ser de mesmo diâmetro, caso mais comum, ou podem possuir diâmetros diferentes em camadas diferentes. Podem ser de metais diferentes, desde que compatíveis eletroliticamente entre si.

Os cabos são especificados pelo seu diâmetro nominal, a área de seção transversal nominal e número de fios componentes, pelos metais ou ligas com que são confeccionados [33].

A unidade de área adotada para definir a seção transversal dos condutores é o Circular Mil (CM), que corresponde à área de um círculo cujo diâmetro é de um milésimo de polegada, ou seja, $0,506707 \cdot 10^{-3}$ [mm²], pode-se utilizar também a ABNT com unidade de mm².

Na escolha dos condutores das linhas de transmissão deve-se levar em consideração as propriedades elétricas, físicas, mecânicas, químicas e térmicas.

As propriedades elétricas estão relacionadas com a resistividade ou condutibilidade, fator que determina as perdas por efeito Joule quando um condutor é percorrido por uma corrente elétrica. Esta condutividade é afetada pelo grau de pureza e pela temperatura, sendo que quanto mais puro o material menor será a sua resistividade, e quanto maior a temperatura a resistividade também irá aumentar.

As propriedades físicas estão relacionadas com o seu peso específico e suas propriedades térmicas (dilatação térmica e dilatação térmica linear ou alongamento térmico).

As propriedades mecânicas estão associadas com: a resistência mecânica (capacidade de resistir aos chamados esforços simples, isto é, tração e compressão), elasticidade, ductibilidade, dureza, tenacidade e maleabilidade [34].

As propriedades químicas estão relacionadas com sua estabilidade em serviço no meio em que será utilizado. Esta estabilidade poderá ser afetada pela corrosão, que é a deterioração e a perda de um material devido a um ataque químico, podendo-se dar por corrosão por dissolução ou oxidação eletroquímica. [?]

3.3.2 Características Construtivas

O cobre, apesar de sua elevada condutividade elétrica, vem sendo cada vez menos utilizado em linhas aéreas de transmissão, principalmente por razões de ordem econômica.

Hoje o alumínio é inteiramente dominante na fabricação de condutores para linhas aéreas de transmissão, tanto em sua forma pura, como em ligas com

outros elementos ou associados com condutores de aço. A seguir são apresentadas as características dos condutores elétricos de transmissão fabricados com alumínio:

Condutividade, é cerca de 64% do condutor de cobre, porém, o alumínio devido ao seu baixo peso específico, possui o dobro da condutividade do cobre para uma mesma unidade de peso de ambos os materiais.

Resistência mecânica, é praticamente a metade do condutor de cobre, este problema pode ser resolvido utilizando condutores com liga de alumínio ou através de associação com o aço, resultando nos condutores de alumínio com alma de aço.

Resistência de corrosão, tanto os fios de alumínio, como os de ligas, ao serem resfriados no final do processo de trefilação sofrem um processo de oxidação que recobre os fios com um filme bastante duro e estável, protegendo o fio contra futuras agressões externas.

A seguir são descritos os tipos de condutores de alumínio existentes no mercado [35].

Os cabos de alumínio são confeccionados com fios de alumínio de pureza de 99,45% e tempera dura. Sua condutividade é de 61% IACS (Padrão Internacional de Cobre Recozido = 100). Estes cabos são mais utilizados em redes de distribuição de energia.

Os cabos de alumínio com alma de aço, são cabos idealizados para suprir a falta de resistência mecânica a tração dos cabos de alumínio. Em torno de uma "alma" constituída por um ou mais fios de aço galvanizado, são enrolados uma ou mais camadas de fios de alumínio. Nos cálculos elétricos considera-se que os fios de aço não participam na condução de corrente elétrica, ficando a sua função restrita aos esforços mecânicos.

Cabos com ligas de alumínio: Visando aumentar a resistência mecânica à tração e a estabilidade química do alumínio recorre-se à adição de

diversos elementos de liga como ferro, cobre, silício, manganês, magnésio, etc. Estes cabos possuem uma condutividade na faixa de 57 a 59,5 IACS.

3.3.3 Vida Útil Econômica

O aumento progressivo das tensões das linhas de transmissão de energia elétrica foi uma decorrência natural da necessidade de se transportar economicamente e também sob condições técnicas satisfatórias, potências cada vez maiores a distâncias igualmente crescentes, principalmente no Brasil, onde a geração é predominantemente hidráulica, localizados longe dos pontos de carga.

Caso o transporte desta energia seja realizado fora dos padrões recomendados pelos fabricantes de condutores, irá ocorrer uma redução na vida útil do mesmo, causado principalmente quando a linha operar em sobrecarga. Esta operação irá resultar num aumento da corrente e como conseqüência, alterações nas características mecânicas do condutor da linha de transmissão, e também um aumento no valor das perdas de energia.

Pode-se afirmar que a vida útil dos condutores de transmissão é da ordem de 30 anos, sendo que este valor poderá ser alterado segundo as condições de operação que ele estiver submetido durante sua vida útil.

3.4 Estruturas

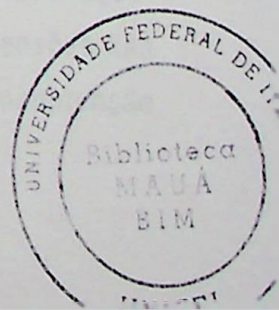
As estruturas consistem os elementos de sustentação dos cabos das linhas de transmissão, que são responsáveis pelo transporte de energia elétrica da geração à região de consumo. Elas são responsáveis pela formação do corpo de uma linha de transmissão, de modo que sua suportabilidade a todos os fenômenos naturais, tanto mecânicos quanto elétricos, garanta uma operação confiável ao sistema [36].

As formas das estruturas são determinadas principalmente pela tensão nominal de exercício e pelas sobrecargas previstas. Como fatores secundários têm-se as flechas, a forma de sustentação, e o diâmetro dos condutores. Em função

desses elementos é possível fixar a forma de determinar as distâncias entre condutores, a altura de seus pontos de suspensão, e a distância deste ao aterramento da estrutura.

As principais normas técnicas brasileiras relacionadas são:

- NBR5422 – Projetos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica (02/1985): Fixa princípios básicos no qual devem ser projetadas as linhas aéreas, de modo a garantir níveis mínimos de segurança, e perturbações em instalações próximas.
- NBR8850 – Execução de suportes metálicos treliçados para linhas de transmissão (05/1985): Fixa condições básicas para cálculo, projeto e fabricação de suportes metálicos treliçados, destinados às linhas aéreas de transmissão de energia elétrica.
- NBR8842 – Suportes metálicos treliçados para linhas de transmissão – Resistência ao carregamento (04/1985): Prescreve método para verificação da resistência ao carregamento em suportes metálicos treliçados para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica.
- NBR8853 – Porca sextavada de segurança para estruturas metálicas de linha de transmissão e subestações (08/1982): Padroniza dimensões e características mecânicas e de superfícies das porcas sextavadas de segurança.
- NBR7095 – Ferragens eletrotécnicas para linhas de transmissão e subestações de alta tensão (12/1981): fixa as condições exigíveis das ferragens eletrotécnicas, utilizadas em linhas e subestações.
- NBR7876 – Linhas e equipamentos de alta tensão – Medição de radiointerferência na faixa de 0,15 à 30 MHz (04/1983): Prescreve métodos de ensaios necessários para a realização de medições de tensão e de intensidade de campo de radiointerferência em equipamentos de alta tensão e linhas, na faixa de frequência de 0,15 à 30 MHz.



3.4.1 Características

Materiais Para Estruturas

Os materiais usuais na fabricação das estruturas das linhas de transmissão são a madeira, o concreto e os metais. Para cada tipo de material, há formas construtivas diferentes, podendo ser utilizadas com graus de segurança equivalentes, desde que retratem as condições que serão encontradas em serviço.

a) Madeira

Quando empregada em linhas de transmissão, possui características especiais, que são capazes de satisfazer as exigências peculiares do serviço, que são:

- Elevada resistência mecânica flexão: as peças de madeira utilizadas não devem ser excessivamente volumosas e devem resistir a esforços elevados;
- Boa resistência às intempéries: as peças estruturais de madeira, quando expostas ao tempo, não devem se fender ou trincar;
- Indeflexibilidade com o decorrer do tempo: as peças devem suportar torções e encurtamentos desiguais em suas fibras;
- Boa resistência a microorganismo: a madeira deve apresentar resistência ao ataque de fungos e bactérias.

No Brasil, há madeiras capazes de satisfazer as condições previstas, como a aroeira, candeia e massaranduba, mas devida às pressões ecológicas são cada dia mais raro a sua utilização.

b) Concreto Armado

O emprego das estruturas de concreto armado deve-se aos aço-carbono de alto ponto de escoamento, que permite uma redução das dimensões das peças, reduzindo seus custos, aumentando a durabilidade, diminuindo a manutenção e melhorando o transporte e a instalação do equipamento.

A armação convencional é a que melhor se adapta para as estruturas de linha de transmissão, e em sua fabricação são empregados os processos de centrifugação e vibração.

Pelo processo de centrifugação de alta velocidade, obtêm-se peças de seção circular oca. O movimento rotativo em torno do eixo provoca a eliminação do excesso d'água, reduzindo, portanto, a porosidade do concreto. As peças assim obtidas são de boa qualidade, de elevada resistência e bem delgadas. São, porém, bastante flexíveis requerendo cuidados especiais em seu manejo, a fim de evitar fendas capilares, através das quais a água pode penetrar e atacar a armação.

A fabricação pelo processo de vibração, também chamado de convencional, possui técnica simples. Através desse processo, podem-se obter peças de características excelentes, em geral mais rígidas e ligeiramente mais espessas pra uma mesma resistência que as peças centrifugas . Para esse processo, a dosagem de argamassa e a quantidade dos agregados são menos críticas que no processo anterior.

c) Estruturas Metálicas

São construídas normalmente de aço-carbono normais ou de alta resistência revestidos com zinco (aço galvanizado), em perfilados ou tubos, podendo ser obtidas as mais variadas formas e dimensões. Dada à versatilidade do aço como material de construção, podem ser fabricadas em grandes séries. Sendo compostas de peças relativamente pequenas e leves, podem ser transportadas com bastante facilidade a qualquer ponto, para sua montagem local [37].

Quando se tem um melhor entendimento do jogo de forças envolvidas, podem-se obter grandes reduções de peso e conseqüentemente reduções de custo. Devem ser protegidas contra a oxidação.

Funções das Estruturas

As estruturas, além de sua função geral de suporte dos condutores, possuem também funções subsidiárias, cuja influência é marcante em seu

dimensionamento. Essas funções relacionam-se ao tipo de carga que devem suportar.

- Estrutura de suspensão: São estruturas adequadas para suportar todos os tipos de esforços em condições de operação. São os tipos de estruturas mais utilizadas;
- Estrutura de ancoragem: São estruturas de fim de linha com reforço adicional, pois estas devem ser pontos de sustentação para todo o conjunto de torres;
- Estrutura para ângulo: São estruturas adequadas para mudança de direção das linhas;
- Estrutura de derivação: São adequadas para fazer uma derivação, sem haver necessidade de interrupção ou seccionamento em um dado ponto.

Resistência das Estruturas

Devido às solicitações sofridas pode-se considerar uma estrutura como uma viga vertical engastada no solo, com cargas verticais e cargas horizontais transversais concentradas em sua parte superior. As cargas horizontais, que provocam momentos elevados devem ser analisadas cuidadosamente. Desta maneira decorre a classificação em dois grupos, quanto ao seu comportamento perante essas cargas.

a) Estruturas Autoportantes

São estruturas que transmite todos os esforços diretamente para as fundações, comportando-se como vigas engastadas verdadeiras, com elevados momentos fletores junto à linha de solo.

As estruturas autoportantes podem ser:

- Estruturas rígidas: São dimensionadas para resistir aos esforços normais e sobrecargas, sem deformações elásticas perceptíveis, e às cargas excepcionais com deformações elásticas de menor importância. São simétricas em ambas as

direções, com dimensões relativamente grandes, e construídas em estruturas metálicas treliçadas;

- Estruturas flexíveis: Resistem apenas às cargas normais e sem deformações perceptíveis, resistindo às sobrecargas e esforços excepcionais com deformações elásticas consideráveis. São simétricas em ambas as direções;
- Estruturas mistas ou semi-rígidas: São rígidas em uma direção e flexíveis na outra.

b) Estruturas Estaiadas

São geralmente estruturas flexíveis ou mistas enrijecidas por tirantes ou estais. Os tirantes absorvem partes dos esforços horizontais, transmitindo-os diretamente ao solo através de âncoras. Outra parte dos esforços é transmitida axialmente pela estrutura. Os tirantes são, em geral, construídos com cabos de aço galvanizados.

3.4.2 Manutenção Preditiva e Preventiva

Manutenção Devido a Esforços Mecânicos

Com relação aos esforços mecânicos sofridos pelas estruturas, a manutenção preditiva é feita através da inspeção visual das peças da estrutura. Está é realmente necessária quando as estruturas sofrerem a ação de ventos fortes, ou o rompimento de cabos. Estes intempéries podem comprometer as estruturas de todo um conjunto de torres.

Manutenção Devido a Corrosão

Independente do material utilizado, seja este aço, concreto ou madeira, todas as estruturas estão sujeitas à degradação através da corrosão. Para as estruturas da torre que sofrem apenas o ataque da atmosfera a ação da corrosão é satisfatoriamente impedida. Em ambientes mais ríspidos é necessária a aplicação da pintura de manutenção no caso das estruturas metálicas e da aplicação de fungicidas nas estruturas de madeira [38].

O ponto crítico de atuação da corrosão é o solo, pois este cria todo um conjunto de condições favoráveis. Há vários métodos de manutenção preditiva utilizados:

a) Método Visual

É o acompanhamento do processo de corrosão através de medidas de perda de peso ou profundidade de pite (perfuração em pontos discretos). Nas condições reais de aplicação do material é sem dúvida a forma mais precisa e confiável de avaliar a agressividade de um solo e o real estágio de corrosão no qual se encontra a fundação de uma torre, porém é um método muito trabalhoso, pois é necessário escavar o solo junto aos montantes que compõe a fundação das torres de transmissão atingindo profundidades de 3,5m ou mais, dependendo da altura da torre sendo que para isso, o número de trabalhadores é elevado e a mecanização é um sistema pouco utilizado nestas tarefas, devido aos locais apresentarem dificuldades nos acessos para um trabalho mecanizado ao longo das linhas de transmissão do sistema elétrico.

b) Método de Medição devido à Corrosão

Baseia-se na medição do potencial através do voltímetro, entre o montante de fundação da torre de transmissão e um eletrodo de referência constituído de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO_4), onde os valores medidos são associados ao estado de corrosão da fundação [39].

Como indicação geral para o setor elétrico, onde normalmente as estruturas são de aço carbono zincado, verifica-se que os valores potenciais, medidos com relação ao eletrodo Cu/CuSO_4 , variam desde $-0,4\text{V}$ até $-1,1\text{V}$, dependendo do estado físico do revestimento de zinco e das condições do solo. Valores fora desta faixa ou flutuações nas leituras são indicações seguras da presença de correntes de interferência. Potenciais positivos são extremamente nocivos para a estrutura metálica, uma vez que indicam a existência de corrente diretamente para o solo, ou seja, que a estrutura encontra-se funcionando como anodo da célula eletrolítica, sofrendo corrosão severa.

Portanto a técnica de medição do potencial de corrosão tem a finalidade de verificar o estado físico da estrutura metálica enterrada quanto à existência ou não de um processo de corrosão acentuado, isto é, se a estrutura está corroída ou não, para este objetivo a medição deve ser feita após o isolamento dos pára-raios, e a desconexão do sistema de aterramento [40].

3.4.3 Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva consiste na troca de uma peça ou de todo o conjunto da estrutura, quando esta não atende mais as devidas condições operativas.

Do caso das estruturas da linha de transmissão as manutenções podem comprometer seriamente o abastecimento de energia. Devido a este fator deve se dar maior ênfase às manutenções preventivas e preditivas.

3.4.4 Vida Útil Econômica

Em geral, não há especificação da vida útil das estruturas, no qual se subentende que esta é função do ambiente que estão submetidos, como: as condições de vento, de solo e até de vandalismo.

Se todas as intempéries consideradas forem observadas no dimensionamento das linhas, e com a atual tecnologia que tem a capacidade de produzir elementos mais resistentes a esforços mecânicos e elétricos pode-se estimar uma vida útil econômica por volta de 50 anos para as estruturas da linha de transmissão.

3.5 Reatores

Os reatores de potência é um equipamento elétrico destinado a introduzir no sistema elétrico de potência uma impedância com características de reatância indutiva.

Estes reatores possuem as seguintes definições e aplicações:

- Reator de derivação, destinado a ser ligado entre fases, ou entre fase e neutro ou entre fase e terra, num sistema de potência, normalmente para compensação da corrente capacitiva do sistema;
- Reator série, destinado a ser ligado em série num sistema de potência, seja para limitação de corrente nos casos de falta no sistema ou para distribuição de carga em circuitos paralelos, quando ligados em série com bancos de capacitores, o reator irá limitar a corrente inrush, quando este reator for conectado em série com bancos de capacitores de uma linha de transmissão, este irá melhorar a regulação da tensão, reduzir o nível de flicker e também aumentar a capacidade de transmissão da linha;
- Reator monofásico de aterramento de neutro, destinado a ser ligado entre o neutro de um equipamento elétrico e a terra, com o objetivo de limitar as correntes da falta para a terra;
- Reator de supressão de arco, é um reator de aterramento de neutro dimensionado para compensação da corrente capacitiva durante uma falta para a terra, este reator é utilizado em aterramento ressonante ou de alta impedância, conhecido também como "Bobina de Petersen";
- Reator trifásico de aterramento, é um reator de características adequadas para constituir um neutro artificial num sistema trifásico sem neutro, podendo ser denominado de transformadores de aterramento;
- Reator de alisamento, utilizados em sistemas de corrente contínua visando reduzir as tensões harmônicas e também reduzir o nível da corrente no caso de ocorrência de uma falta;
- Reator shunt, destinado para compensar as características capacitivas de linhas de transmissão longas, neste caso, são conectados no enrolamento terciário do transformador de alta tensão;
- Reator para filtro de harmônicos, destinadas a reduzir, bloquear ou prover um caminho de baixa impedância para as

correntes harmônicas produzidas pelas cargas não lineares existentes no sistema elétrico. Estas correntes harmônicas causam uma série de problemas, tais como, aumento das perdas, mau funcionamento dos sistemas de controle, elevado nível de corrente de neutro. Para a construção destes filtros, os reatores são associados a capacitores e, ocasionalmente, a resistores.

3.5.1 Características Gerais

Os reatores de potência são dimensionados para funcionar sob as seguintes condições normais [41]:

- Altitude de até 1000 metros;
- Temperatura máxima do meio de resfriamento; de 40°C e média diária não superior a 30°C para o resfriamento a ar;
- Temperatura máxima do meio de resfriamento; de 30°C e média diária não superior a 25°C para o resfriamento a água.

Para as condições especiais de funcionamento, estes transformadores exigem uma construção especial e/ou revisão de alguns valores nominais, instalação e deverão ser levadas ao conhecimento do fabricante. A seguir são listados alguns exemplos de condições especiais:

- Instalação em altitude superior a 1000 metros;
- Exposição a umidade excessiva, atmosfera salina, gases ou fumaças prejudiciais;
- Sujeitas a vibrações excessivas;
- Funcionamento em regime ou freqüências não usuais ou com forma de onda distorcidas ou assimétricas.

Os reatores projetados para altitudes de até 1000 metros poderão ser instalados em instalações com altitudes superiores, desde que a isolação seja coerente com o nível de isolamento do reator pois com o aumento da altitude há um abaixamento da rigidez dielétrica do ar.

3.5.2 Características Construtivas

Um reator com núcleo de ar poderá ter duas tecnologias de construção: encapsulado ou aberto, conforme descrito a seguir:

- Aberto, o enrolamento do reator consiste em um ou mais perfis extrudados de alumínio de seção retangular. Cada espira é separada por espaçadores de fibra de vidro e o enrolamento completo é fixo por meio de tirantes conforme apresentado na Figura 7.

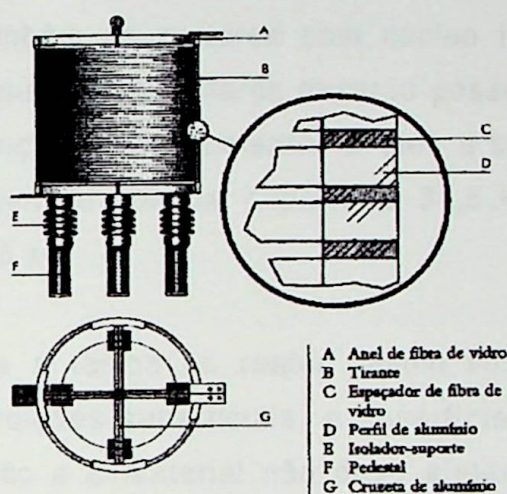


Figura 7 – Reator com núcleo de ar aberto

- Encapsulado, o enrolamento do reator consiste em vários condutores de alumínio ou cobre conectados em paralelo, onde cada condutor possui um isolamento de filme de poliéster e imobilizados mecanicamente por encapsulamentos de fibra de vidro, conforme a Figura 8.

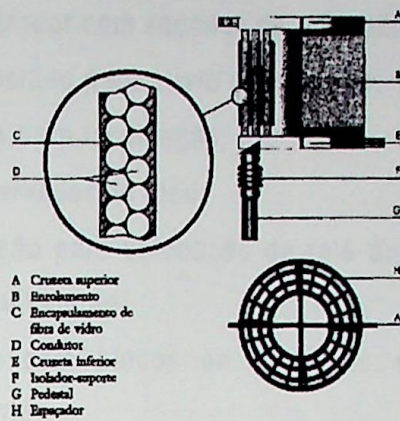


Figura 8 – Reator com núcleo de ar encapsulado

Existem também os reatores com núcleo imersos em óleo isolante, descrito a seguir, sendo que estes reatores deverão possuir um regime de inspeção periódico devido à presença do óleo isolante. O óleo a ser utilizado deverá ser do tipo A (parafínico) para tensão nominal superior a 34,5 kV e do tipo B (naftênico) para tensão inferior a 34,5 kV.

O tanque e a tampa do reator devem ser de chapas de aço, não poderá apresentar imperfeições superficiais, a superfície interna deve receber um tratamento contra corrosão e o material não deve afetar o óleo, nem por ele ser afetado.

Os radiadores deverão utilizar chapas com no mínimo 1,2 mm de espessura e tubos com no mínimo 1,6 mm de espessura [41].

As juntas de vedação devem ser feitas de elastômero resistente à ação do óleo aquecido à temperatura de 105°C, à ação da umidade e dos raios solares.

As buchas deverão possuir um nível de isolamento de valor igual ou superior ao nível de isolamento dos enrolamentos a que estão ligadas, deverão suportar os ensaios dielétricos a que são submetidos os reatores.

Deverão possuir no mínimo os seguintes acessórios para reatores com potência nominal superior a 5 MVA:

- Provisão para instalação de termômetro para óleo;

- Respirador com secador de ar (quando houver conservador);
- Dispositivo para alívio de pressão;
- Meios para locomoção;
- Conservador de óleo;
- Provisão para colocação de relé detector de gás tipo Buchholz ou equivalente;
- Caixa com blocos de terminais para ligação de cabos de controle;
- Relé detector de gás tipo Buchholz ou equivalente;
- Indicador de temperatura do enrolamento;
- Válvulas de retenção do óleo;
- Meios de ligação para filtro.

O óleo mineral é utilizado nos equipamentos elétricos que necessitem de um meio com elevada resistência de isolamento, como é o caso dos reatores. A fonte primária de produção do óleo mineral é o petróleo. O óleo mineral isolante para que seja utilizado para este fim tem de ser observado algumas características físicas como: ponto de fulgor, ponto de fluidez, densidade, viscosidade, ponto de anilina tensão interfacial, e principalmente a sua solubilidade em água.

As características elétricas que devem ser observadas no óleo isolante são:

- Rigidez dielétrica: É medida pelo valor da tensão alternada para qual ocorre a descarga disruptiva na camada de óleo que está entre dois eletrodos em forma de disco, conforme recomendado pela ASTM, método D877;
- Fator de potência: É medido como sendo o cosseno do ângulo de fase ou seno do ângulo de perdas do mesmo. Este valor aumenta na medida em que ocorre a deterioração do óleo isolante. Esta mediada revela a intensidade da corrente que flui através do óleo à medida que aumenta a sua contaminação.

3.5.3 Manutenção Preditiva e Preventiva

Conceituando a manutenção como sendo toda ação realizada em um equipamento, estrutura ou sistema que se esteja controlando, conservando ou restaurando, a fim de que o mesmo permaneça em funcionamento ou retorne a suas funções primitivas. Estas atividades de manutenção em equipamentos elétricos são classificadas conforme a natureza dos trabalhos a serem executados e os objetivos a serem alcançados, que são: manutenção corretiva, preventiva e preditiva.

A manutenção preventiva é caracterizada pela intervenção no equipamento prevendo a falha ou defeito, podendo ser realizada de forma rotineira, com tempos de intervalo de execução conforme a característica e o comportamento do equipamento a sofrer a manutenção, e atividades previamente conhecidas, com o intuito de detectar prováveis falhas ou defeitos, ainda que incipientes.

A manutenção preditiva, é toda ação periódica de controle realizada em um equipamento visando as condições para determinação do melhor momento de intervir, a fim de que o mesmo continue cumprindo com suas funções, minimizando as intervenções corretivas, de preferência com o equipamento em condições normais de operação, minimizando também os custos da manutenção.

A manutenção preditiva permite reajustar as previsões de manutenção corretiva a efetuar, acompanhando-se a tendência evolutiva do funcionamento e estimar o tempo pelo qual é possível utilizá-lo antes da possível avaria. Portanto, para esse tipo de manutenção é necessária a monitoração dos estados da condição de um equipamento.

Para os reatores de potência com núcleo imerso em óleo isolante devem-se realizar os seguintes itens durante a inspeção periódica [42]:

- Verificação da inexistência de fissuras, lascas ou sujeiras nas buchas e danos externos no tanque ou acessórios;
- Estado dos terminais e ligações;
- Possíveis vazamentos;
- Indícios de corrosão;
- Verificação de ruídos anormais de origem mecânica ou elétrica;

- Verificação do aterramento e sistema de proteção;
- Verificação do nível de óleo isolante;
- Realizar o ensaio de resistência de isolamento e também retirar uma amostra do líquido isolante para análise em laboratório;
- Verificação dos sistemas de resfriamento e proteção.

3.5.4 Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva caracteriza-se pela intervenção no equipamento após ser constatado o defeito ou falha, conforme o nome indica, procedendo ao reparo ou correção do defeito, normalmente realizada com o equipamento desligado. (depende com manutenção Linha Viva)

3.5.5 Vida Útil Econômica

Finalmente, pode-se afirmar que a vida útil dos reatores de potência instalados no sistema elétrico é da ordem de 30 anos, sendo que este valor poderá ser modificado segundo as condições de manutenção e de operação que ele estiver submetido durante sua vida útil.

4 METODOLOGIA DE ANÁLISE TÉCNICA-ECONÔMICA

Nesse capítulo serão apresentadas as principais metodologias de análise técnica e econômica aplicadas ao estudo proposto, essas metodologias são capazes de auferir os benefícios da transformação da classe de tensão de sistemas elétricos.

4.1 Compensação em Derivação

Empregando-se reatores indutivos para compensar as reatâncias capacitivas naturais de linha, procura-se principalmente, neutralizar o Efeito Ferranti, que é o aumento da tensão no receptor com relação à tensão no transmissor, com a ligação de reatores indutivos com indutância variável conforme mostra o circuito unifilar representado na Figura 9:

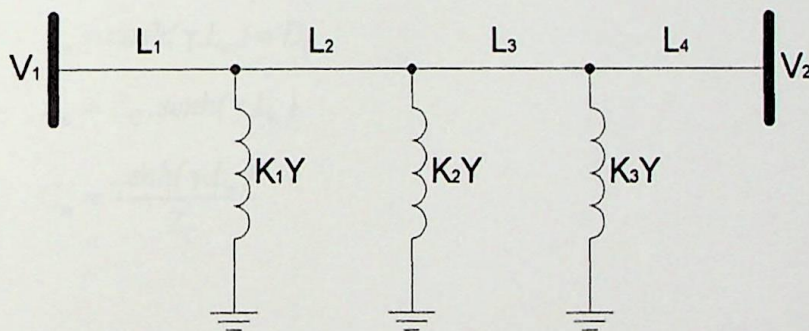


Figura 9 – Diagrama unifilar de compensação em derivação

Têm-se as seguintes características da linha previamente calculadas:

- Impedância Característica da linha:

$$Z_c = \sqrt{\frac{\dot{Z}}{\dot{Y}}} = \sqrt{\frac{R_0 + jX_0}{jY_0}} \quad [\Omega]$$

onde: R_0 é a resistência da fase em $[\Omega/\text{km}]$;
 X_0 é a reatância indutiva da fase em $[\Omega/\text{km}]$;
 Y_0 é a susceptância capacitiva da fase em $[\text{S}/\text{km}]$.

- Comprimento de onda:

$$\gamma = \sqrt{(R_0 + jX_0)jY_0} \quad [1/\text{km}]$$

Como considera-se que a linha opera a vazio ($I_2 = 0$), então:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \Rightarrow A_T = \frac{V_1}{V_2}$$

O quadripolo total da linha será obtido fazendo-se:

$$\begin{bmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ K_1 Y & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ K_2 Y & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ K_3 Y & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_4 & B_4 \\ C_4 & D_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix} \quad (i)$$

onde: $A_n = \cosh(\gamma.L_n) = D_n$

$$B_n = Z_C \cdot \sinh(\gamma.L_n)$$

$$C_n = \frac{\sinh(\gamma.L_n)}{Z_C}$$

Se $L_n = 0$ então:

$$\begin{bmatrix} A_n & B_n \\ C_n & D_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Resolvendo a equação (i) obtém-se:

$$\begin{bmatrix} A_1 + B_1 K_1 Y & B_1 \\ C_1 + D_1 K_1 Y & D_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ K_2 Y & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ K_3 Y & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_4 & B_4 \\ C_4 & D_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_1 A_2 + A_2 B_1 K_1 Y + B_1 C_2 & A_1 B_2 + B_1 B_2 K_1 Y + B_1 D_2 \\ A_2 C_1 + A_2 D_1 K_1 Y + C_2 D_1 & B_2 C_1 + B_2 D_1 K_1 Y + D_1 D_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ K_2 Y & 1 \end{bmatrix} \dots = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix}$$

Resultando em

$$M_1 \cdot M_2 = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix}$$

onde,

$$M_1 = \left[\begin{array}{l|l} A_1 A_2 + A_2 B_1 K_1 Y + B_1 C_2 + & A_1 B_2 + B_1 B_2 K_1 Y + B_1 D_2 \\ A_1 B_2 K_2 Y + B_1 B_2 K_1 K_2 Y^2 + B_1 D_2 K_2 Y & \\ \hline A_2 C_1 + A_2 D_1 K_1 Y + C_2 D_1 + & B_2 C_1 + B_2 D_1 K_1 Y + D_1 D_2 \\ B_2 C_1 K_2 Y + B_2 D_1 K_1 K_2 Y^2 + D_1 D_2 K_2 Y & \end{array} \right]$$

$$M_2 = \begin{bmatrix} A_3 A_4 + A_4 B_3 K_3 Y + B_3 C_4 & A_3 B_4 + B_3 B_4 K_3 Y + B_3 D_4 \\ A_4 C_3 + A_4 D_3 K_3 Y + C_4 D_3 & B_4 C_3 + B_4 D_3 K_3 Y + D_3 D_4 \end{bmatrix}$$

Logo,

$$A_T = (A_1 A_2 + A_2 B_1 K_1 Y + B_1 C_2 + A_1 B_2 K_2 Y + B_1 B_2 K_1 K_2 Y^2 + B_1 D_2 K_2 Y) \cdot (A_3 A_4 + A_4 B_3 K_3 Y + B_3 C_4) + (A_1 B_2 + B_1 B_2 K_1 Y + B_1 D_2) \cdot (A_4 C_3 + A_4 D_3 K_3 Y + C_4 D_3)$$

Considerando uma equação da forma:

$$MY^3 + NY^2 + QY + P = A_T \quad (\text{ii})$$

Tem-se:

$$M = A_4 B_1 B_2 B_3 K_1 K_2 K_3$$

$$N = A_3 A_4 B_1 B_2 K_1 K_2 + A_2 A_4 B_1 B_3 K_1 K_3 + A_1 A_4 B_2 B_3 K_2 K_3 + A_4 B_1 B_3 D_2 K_2 K_3 + \\ B_1 B_2 B_3 C_4 K_1 K_2 + A_4 B_1 B_2 D_3 K_1 K_3$$

$$Q = A_2 A_3 A_4 B_1 K_1 + A_1 A_3 A_4 B_2 K_2 + A_3 A_4 B_1 D_2 K_2 + A_1 A_2 A_4 B_3 K_3 + A_4 B_1 B_3 C_2 K_3 + \\ A_2 B_1 B_3 C_4 K_1 + A_1 B_2 B_3 C_4 K_2 + B_1 B_3 C_4 D_2 K_2 + A_4 B_1 B_2 C_3 K_1 + A_1 A_4 B_2 D_3 K_3 + \\ A_4 B_1 D_2 D_3 K_3 + B_1 B_2 C_4 D_3 K_1$$

$$P = A_1 A_2 A_3 A_4 + A_3 A_4 B_1 C_2 + A_1 A_2 B_3 C_4 + B_1 B_3 C_2 C_4 + A_1 A_4 B_2 C_3 + A_4 B_1 C_3 D_2 + \\ A_1 B_2 C_4 D_3 + B_1 C_4 D_2 D_3$$

Admitindo que:

$$Y = Y_1 + jY_2$$

$$M = M_1 + jM_2$$

$$N = N_1 + jN_2$$

$$Q = Q_1 + jQ_2$$

$$P = P_1 + jP_2$$

$$A_T = A_{T_1} + jA_{T_2}$$

Pode-se reescrever a equação (ii) da seguinte maneira:

$$M.(Y_1 + jY_2)^3 + N.(Y_1 + jY_2)^2 + Q.(Y_1 + jY_2) + P = A_T$$

Fazendo,

$$(Y_1 + jY_2)^2 = Y_1^2 + 2jY_1Y_2 - Y_2^2 = (Y_1^2 - Y_2^2) + j(2Y_1Y_2)$$

$$(Y_1 + jY_2)^3 = Y_1^3 + 2jY_1^2Y_2 - Y_1Y_2^2 + jY_1^2Y_2 - 2Y_1Y_2^2 - jY_2^3 = (Y_1^3 - 3Y_1Y_2^2) + j(3Y_1^2Y_2 - Y_2^3)$$

Tem-se então a seguinte equação:

$$(M_1 + jM_2) \left[(Y_1^3 - 3Y_1Y_2^2) + j(3Y_1^2Y_2 - Y_2^3) \right] + (N_1 + jN_2) \left[(Y_1^2 - Y_2^2) + j(2Y_1Y_2) \right] + \\ (Q_1 + jQ_2)(Y_1 + jY_2) + (P_1 + jP_2) = (A_{T_1} + jA_{T_2})$$

Separando essa equação em duas, uma para parte real, e outra para a parte imaginária, tem-se:

$$M_1 Y_1^3 - 3M_1 Y_1 Y_2^2 - 3M_2 Y_1^2 Y_2 + M_2 Y_2^3 + N_1 Y_1^2 - N_1 Y_2^2 - 2N_2 Y_1 Y_2 + Q_1 Y_1 - Q_2 Y_2 + P_1 = A_{T_1}$$

$$3M_1 Y_1^2 Y_2 - M_1 Y_2^3 + M_2 Y_1^3 - 3M_2 Y_1 Y_2^2 + 2N_1 Y_1 Y_2 + N_2 Y_1^2 - N_2 Y_2^2 + Q_1 Y_2 + Q_2 Y_1 + P_2 = A_{T_2}$$

Aplicando o Método de Newton-Raphson para resolução da equação, defini-se as duas seguintes equações (A):

$$L = M_1 Y_1^3 - 3M_1 Y_1 Y_2^2 - 3M_2 Y_1^2 Y_2 + M_2 Y_2^3 + N_1 Y_1^2 - N_1 Y_2^2 - 2N_2 Y_1 Y_2 + Q_1 Y_1 - Q_2 Y_2 + P_1 - A_{T_1}$$

$$S = 3M_1 Y_1^2 Y_2 - M_1 Y_2^3 + M_2 Y_1^3 - 3M_2 Y_1 Y_2^2 + 2N_1 Y_1 Y_2 + N_2 Y_1^2 - N_2 Y_2^2 + Q_1 Y_2 + Q_2 Y_1 + P_2 - A_{T_2}$$

E suas derivadas (B):

$$\frac{\partial L}{\partial Y_1} = 3M_1 Y_1^2 - 3M_1 Y_2^2 - 6M_2 Y_1 Y_2 + 2N_1 Y_1 - 2N_2 Y_2 + Q_1 = T_1$$

$$\frac{\partial L}{\partial Y_2} = -6M_1 Y_1 Y_2 - 3M_2 Y_1^2 + 3M_2 Y_2^2 - 2N_1 Y_2 - 2N_2 Y_1 - Q_2 = T_2$$

$$\frac{\partial S}{\partial Y_1} = 6M_1 Y_1 Y_2 + 3M_2 Y_1^2 - 3M_2 Y_2^2 + 2N_1 Y_2 + 2N_2 Y_1 + Q_2 = U_1$$

$$\frac{\partial S}{\partial Y_2} = 3M_1 Y_1^2 - 3M_1 Y_2^2 - 6M_2 Y_1 Y_2 + 2N_1 Y_1 - 2N_2 Y_2 + Q_1 = U_2$$

Assim temos que $Y_{1n} = Y_1 + h_1$ e $Y_{2n} = Y_2 + h_2$, onde:

$$T_1 h_1 + T_2 h_2 = -L \Rightarrow h_1 = \frac{-T_2 h_2 - L}{T_1} \quad (\text{iii})$$

$$U_1 h_1 + U_2 h_2 = -S \quad (\text{iv})$$

Substituindo (iii) em (iv), obtém-se:

$$U_1 \left(\frac{-T_2 h_2 - L}{T_1} \right) + U_2 h_2 = -S$$

Portanto,

$$h_2 = \frac{-S + \left(\frac{L U_1}{T_1} \right)}{U_2 - \left(\frac{U_1 T_2}{T_1} \right)}$$

Com h_1 e h_2 , calcula-se Y_{1N} e Y_{2N} , então retorna-se aos sistemas de equações (A) e (B) para uma nova iteração, esse procedimento se repete até que h_1 e h_2 atendam a um critério de parada.

O valor de saída é Y_2 que representa a reatância indutiva do compensador, então as capacidades trifásicas dos reatores indutivos a serem serão calculadas por:

$$Q_L = U_L^2 \cdot Y_2 \quad [\text{MVar}]$$

onde: U_L é a tensão nominal de linha, entre fases [kV]

Na Figura 10 é apresentado o fluxograma do programa implementado:

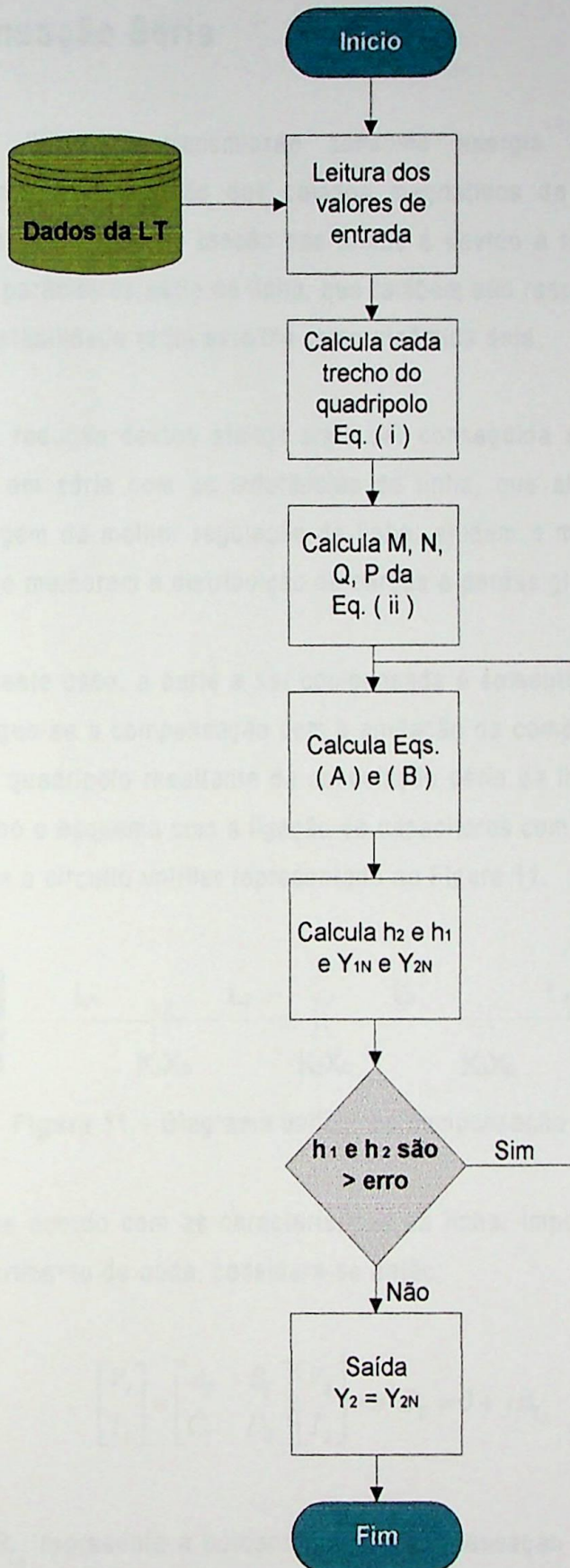


Figura 10 – Fluxograma de compensação em derivação implementado

4.2 Compensação Série

A linha de transmissão consome energia reativa indutiva do alimentador para a manutenção dos campos magnéticos da linha, essa energia perdida na forma de queda de tensão nas linhas é devido à reatância indutiva e a resistência dos parâmetros série da linha, que também são responsáveis pelo ângulo de potência e estabilidade tanto estática como dinâmica dela.

A redução destes efeitos pode ser conseguida através da instalação de capacitores em série com as indutâncias da linha, que além disso traz, entre outras, a vantagem da melhor regulação da linha, ajudam a manter o equilíbrio da energia reativa e melhoram a distribuição de cargas e perdas globais no sistema.

Neste caso, a parte a ser compensada é somente aquela da reatância indutiva, consegue-se a compensação com a anulação da componente imaginária da constante B do quadripolo resultante da associação série da linha com capacitores. Foi implementado o esquema com a ligação de capacitores com capacitância variável conforme mostra o circuito unifilar representado na Figura 11:

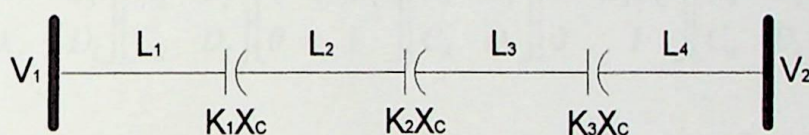


Figura 11 – Diagrama unifilar de compensação série

De acordo com as características da linha, impedância característica da linha e comprimento de onda, considera-se então:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \Rightarrow B_T = 0 + jB_{T_2}$$

onde: B_{T_2} representa a porcentagem de compensação que o usuário deseja analisar.

O quadripolo total da linha será obtido fazendo-se:

$$\begin{bmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & K_1 X_C \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & K_2 X_C \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & K_3 X_C \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_4 & B_4 \\ C_4 & D_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix} \quad (i)$$

onde: $A_n = \cosh(\gamma.L_n) = D_n$

$$B_n = Z_C \cdot \sinh(\gamma.L_n)$$

$$C_n = \frac{\sinh(\gamma.L_n)}{Z_C}$$

Se $L_n = 0$ então:

$$\begin{bmatrix} A_n & B_n \\ C_n & D_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Resolvendo a equação (i) obtém-se:

$$\begin{bmatrix} A_1 & A_1 K_1 X_C + B_1 \\ C_1 & D_1 K_1 X_C + D_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & K_2 X_C \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & K_3 X_C \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_4 & B_4 \\ C_4 & D_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A_1 A_2 + A_1 C_2 K_1 X_C + B_1 C_2 & A_1 B_2 + A_1 D_2 K_1 X_C + B_1 D_2 \\ A_2 C_1 + C_2 D_1 K_1 X_C + C_2 D_1 & B_2 C_1 + D_1 D_2 K_1 X_C + D_1 D_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & K_2 X_C \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \dots = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix}$$

Resultando em

$$M_1 \cdot M_2 = \begin{bmatrix} A_T & B_T \\ C_T & D_T \end{bmatrix}$$

onde,

$$M_1 = \left[\begin{array}{c|c} A_1A_2 + A_1C_2K_1X_C + B_1C_2 & A_1B_2 + A_1D_2K_1X_C + B_1D_2 + \\ & A_1A_2K_2X_C + A_1C_2K_1K_2X_C^2 + B_1C_2K_2X_C \\ \hline A_2C_1 + C_2D_1K_1X_C + C_2D_1 & B_2C_1 + D_1D_2K_1X_C + D_1D_2 + \\ & A_2C_1K_2X_C + C_2D_1K_1K_2X_C^2 + C_2D_1K_2X_C \end{array} \right]$$

$$M_2 = \left[\begin{array}{cc} A_3A_4 + A_3C_4K_3X_C + B_3C_4 & A_3B_4 + A_3D_4K_3X_C + B_3D_4 \\ A_4C_3 + C_4D_3K_3X_C + C_4D_3 & B_4C_3 + D_3D_4K_3X_C + D_3D_4 \end{array} \right]$$

Logo,

$$B_T = (A_1B_2 + A_1D_2K_1X_C + B_1D_2 + A_1A_2K_2X_C + A_1C_2K_1K_2X_C^2 + B_1C_2K_2X_C) \cdot (B_4C_3 + D_3D_4K_3X_C + D_3D_4) + (A_1A_2 + A_1C_2K_1X_C + B_1C_2) \cdot (A_3B_4 + A_3D_4K_3X_C + B_3D_4)$$

Considerando uma equação da forma:

$$MX_C^3 + NX_C^2 + QX_C + P = B_T \quad (\text{ii})$$

Tem-se:

$$M = A_1C_2D_3D_4K_1K_2K_3$$

$$N = A_1A_3C_2D_4K_1K_3 + A_1B_4C_2C_3K_1K_2 + A_1C_2D_3D_4K_1K_2 + A_1A_2D_3D_4K_2K_3 + B_1C_2D_3D_4K_2K_3 + A_1D_2D_3D_4K_1K_3$$

$$Q = A_1A_2A_3D_4K_3 + A_3B_1C_2D_4K_3 + A_1A_3B_4C_2K_1 + A_1B_3C_2D_4K_1 + A_1A_2B_4C_3K_2 + A_1A_2D_3D_4K_2 + B_1B_4C_2C_3K_2 + B_1C_2D_3D_4K_2 + A_1B_4C_3D_2K_1 + A_1D_2D_3D_4K_1 + A_1B_2D_3D_4K_3 + B_1D_2D_3D_4K_3$$

$$P = A_1A_2A_3B_4 + A_1A_2B_3D_4 + A_3B_1B_4C_2 + B_1B_3C_2D_4 + A_1B_2B_4C_3 + A_1B_2D_3D_4 + B_1B_4C_3D_2 + B_1D_2D_3D_4$$

Admitindo que:

$$X_C = X_{C_1} + jX_{C_2}$$

$$M = M_1 + jM_2$$

$$N = N_1 + jN_2$$

$$Q = Q_1 + jQ_2$$

$$P = P_1 + jP_2$$

$$B_T = B_{T_1} + jB_{T_2}$$

Pode-se reescrever a equação (ii) da seguinte maneira:

$$M.(X_{C_1} + jX_{C_2})^3 + N.(X_{C_1} + jX_{C_2})^2 + Q.(X_{C_1} + jX_{C_2}) + P = B_T$$

Fazendo,

$$\begin{aligned}(X_{C_1} + jX_{C_2})^2 &= X_{C_1}^2 + 2jX_{C_1}X_{C_2} - X_{C_2}^2 = (X_{C_1}^2 - X_{C_2}^2) + j(2X_{C_1}X_{C_2}) \\(X_{C_1} + jX_{C_2})^3 &= X_{C_1}^3 + 2jX_{C_1}^2X_{C_2} - X_{C_1}X_{C_2}^2 + jX_{C_1}^2X_{C_2} - 2X_{C_1}X_{C_2}^2 - jX_{C_2}^3 \\ &= (X_{C_1}^3 - 3X_{C_1}X_{C_2}^2) + j(3X_{C_1}^2X_{C_2} - X_{C_2}^3)\end{aligned}$$

Tem-se então a seguinte equação:

$$\begin{aligned}(M_1 + jM_2) \left[(X_{C_1}^3 - 3X_{C_1}X_{C_2}^2) + j(3X_{C_1}^2X_{C_2} - X_{C_2}^3) \right] + (N_1 + jN_2) \\ \left[(X_{C_1}^2 - X_{C_2}^2) + j(2X_{C_1}X_{C_2}) \right] + (Q_1 + jQ_2)(X_{C_1} + jX_{C_2}) + (P_1 + jP_2) = (B_{T_1} + jB_{T_2})\end{aligned}$$

Separando essa equação em duas, uma para parte real, e outra para a parte imaginária, tem-se:

$$\begin{aligned}M_1X_{C_1}^3 - 3M_1X_{C_1}X_{C_2}^2 - 3M_2X_{C_1}^2X_{C_2} + M_2X_{C_2}^3 + N_1X_{C_1}^2 - N_1X_{C_2}^2 - 2N_2X_{C_1}X_{C_2} \\ + Q_1X_{C_1} - Q_2X_{C_2} + P_1 = B_{T_1}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}3M_1X_{C_1}^2X_{C_2} - M_1X_{C_2}^3 + M_2X_{C_1}^3 - 3M_2X_{C_1}X_{C_2}^2 + 2N_1X_{C_1}X_{C_2} + N_2X_{C_1}^2 - N_2X_{C_2}^2 \\ + Q_1X_{C_2} + Q_2X_{C_1} + P_2 = B_{T_2}\end{aligned}$$

Aplicando novamente o Método de Newton-Raphson conforme apresentado no item anterior, obtém-se:

$$L = M_1 X_{C_1}^3 - 3M_1 X_{C_1} X_{C_2}^2 - 3M_2 X_{C_1}^2 X_{C_2} + M_2 X_{C_2}^3 + N_1 X_{C_1}^2 - N_1 X_{C_2}^2 - 2N_2 X_{C_1} X_{C_2} + Q_1 X_{C_1} - Q_2 X_{C_2} + P_1 - B_{T_1}$$

$$S = 3M_1 X_{C_1}^2 X_{C_2} - M_1 X_{C_2}^3 + M_2 X_{C_1}^3 - 3M_2 X_{C_1} X_{C_2}^2 + 2N_1 X_{C_1} X_{C_2} + N_2 X_{C_1}^2 - N_2 X_{C_2}^2 + Q_1 X_{C_2} + Q_2 X_{C_1} + P_2 - B_{T_2}$$

E suas derivadas (B):

$$\frac{\partial L}{\partial X_{C_1}} = 3M_1 X_{C_1}^2 - 3M_1 X_{C_2}^2 - 6M_2 X_{C_1} X_{C_2} + 2N_1 X_{C_1} - 2N_2 X_{C_2} + Q_1 = T_1$$

$$\frac{\partial L}{\partial X_{C_2}} = -6M_1 X_{C_1} X_{C_2} - 3M_2 X_{C_1}^2 + 3M_2 X_{C_2}^2 - 2N_1 X_{C_2} - 2N_2 X_{C_1} - Q_2 = T_2$$

$$\frac{\partial S}{\partial X_{C_1}} = 6M_1 X_{C_1} X_{C_2} + 3M_2 X_{C_1}^2 - 3M_2 X_{C_2}^2 + 2N_1 X_{C_2} + 2N_2 X_{C_1} + Q_2 = U_1$$

$$\frac{\partial S}{\partial X_{C_2}} = 3M_1 X_{C_1}^2 - 3M_1 X_{C_2}^2 - 6M_2 X_{C_1} X_{C_2} + 2N_1 X_{C_1} - 2N_2 X_{C_2} + Q_1 = U_2$$

Assim temos que $X_{C_{1N}} = X_{C_1} + h_1$ e $X_{C_{2N}} = X_{C_2} + h_2$, onde:

$$T_1 h_1 + T_2 h_2 = -L \Rightarrow h_1 = \frac{-T_2 h_2 - L}{T_1} \quad (\text{iii})$$

$$U_1 h_1 + U_2 h_2 = -S \quad (\text{iv})$$

Substituindo (iii) em (iv), obtém-se:

$$U_1 \left(\frac{-T_2 h_2 - L}{T_1} \right) + U_2 h_2 = -S$$

Portanto,

$$h_2 = \frac{-S + \left(\frac{L U_1}{T_1} \right)}{U_2 - \left(\frac{U_1 T_2}{T_1} \right)}$$

Com h_1 e h_2 , calcula-se $X_{C_{1N}}$ e $X_{C_{2N}}$, então retorna-se aos sistemas de equações (A) e (B) para uma nova iteração, esse procedimento se repete até que h_1 e h_2 atendam a um critério de parada.

O valor de saída é X_{C_2} , que representa a reatância capacitiva do compensador, então as capacidades trifásicas dos capacitores a serem serão calculadas por:

$$Q_C = \frac{U_L^2}{X_{C_2}} \text{ [MVar]}$$

onde: U_L é a tensão nominal de linha, entre fases [kV]

Na Figura 12 é apresentado o fluxograma do programa implementado:

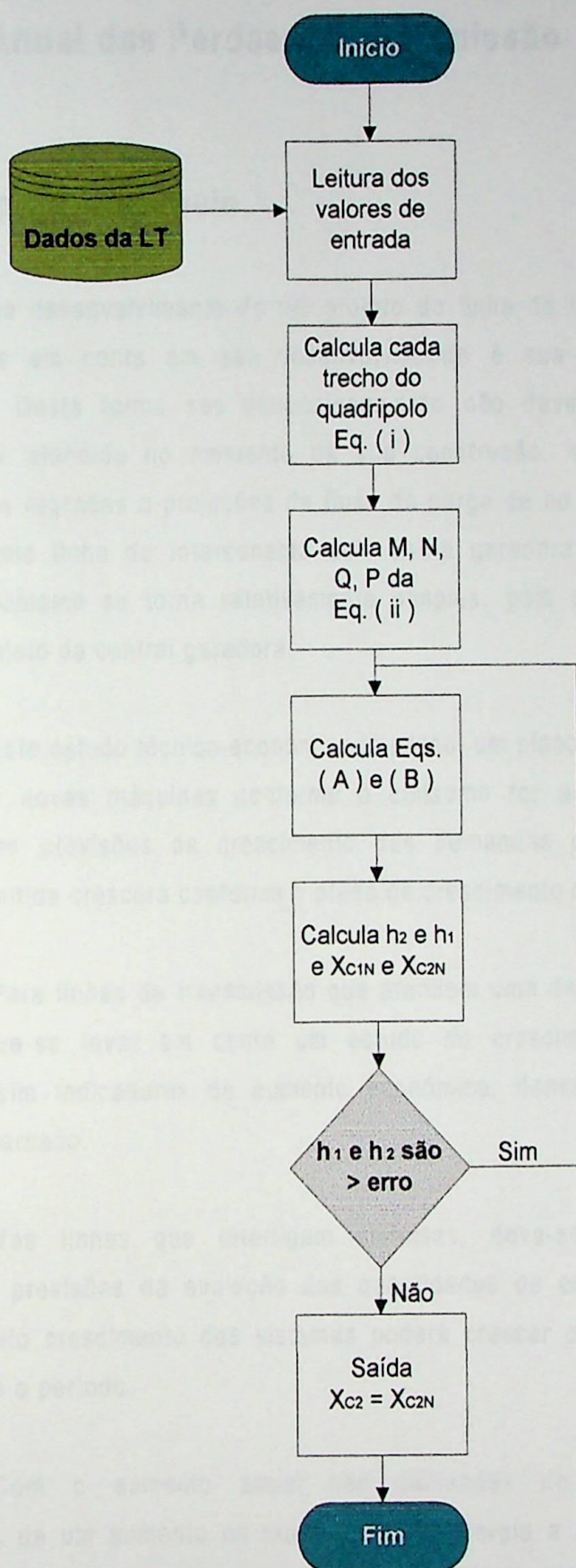


Figura 12 – Fluxograma de compensação série implementado

4.3 Custo Anual das Perdas de Transmissão

4.3.1 Perda por Efeito Joule

No desenvolvimento de um projeto de linha de transmissão, um dos fatores levados em conta em seu desenvolvimento é sua longa vida útil de funcionamento. Desta forma seu dimensionamento não deve atender apenas à demanda a ser atendida no momento de sua construção, mas também futuras previsões, estas regradas a projeções de fluxo de carga de no mínimo 10 anos. Ao se tratar de uma linha de interconecta uma usina geradora com um centro de consumo, o problema se torna relativamente simples, pois esse estudo já está presente ao projeto da central geradora.

Este estudo técnico-econômico já possui um plano inicial de instalação progressiva de novas máquinas conforme o consumo for aumentando, baseado geralmente, nas previsões de crescimento das demandas do sistema. Logo a potência transmitida crescerá conforme o plano de crescimento da central geradora.

Para linhas de transmissão que atendem uma determinada região, ao projetá-las deve-se levar em conta um estudo de crescimento de demandas, verificando assim indicadores de aumento econômico, densidade demográfica e expansão de mercado.

Nas linhas que interligam sistemas, deve-se observar o obter informações e previsões da evolução das quantidades de energia trocadas, que influenciado pelo crescimento dos sistemas poderá crescer ou reduzir o fluxo de carga conforme o período.

Com o aumento anual nas demandas de energia, seguidas, evidentemente, de um aumento na quantidade de energia a ser transmitida, essa variação deverá ser considerada nos estudos econômicos, pois estes não precisam ser realizados nem para a potência inicial, nem para a potência final máxima, mas para um valor intermediário. Esse valor mediano deve ser obtido a partir da curva de crescimento de demandas, conforme Figura 13.

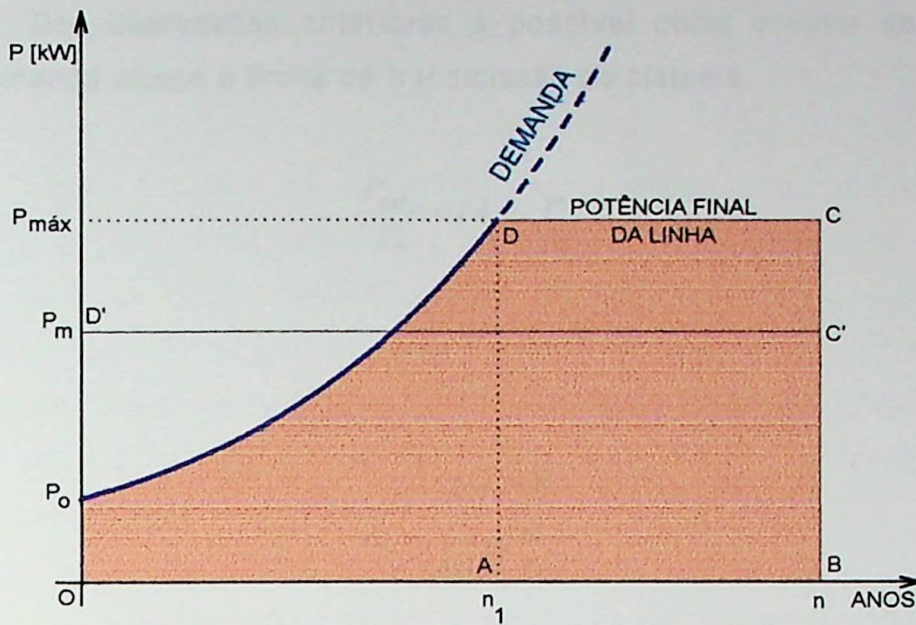


Figura 13 – Crescimento da demanda a ser transmitida

A área em destaque representa a energia total transmitida em n anos pelo sistema de transmissão analisado, à qual corresponde a área retangular (OABC'D') é formada pela potência média transmitida, cuja ordenada é P_m [kW]. Assim, é como o sistema operasse durante o período de n anos com uma potência constante P_m [kW] transmitindo, nesse mesmo período, a mesma quantidade de energia E [kWh].

$$E = P_0 + \int_0^{n_1} p(n).dn + \int_{n_1}^n P_{máx}.dn = P_m \cdot n$$

Se for considerada uma taxa de crescimento anual da demanda definida como t , em n_1 anos ela será igual a:

$$P_{máx} = P_0(1+t)^{n_1} = p(n)$$

onde: $P_{máx}$ – valor máximo da potência possível de ser transmitida ao final de n_1 anos;
 P_0 – potência transmitida inicialmente na entrada de funcionamento da linha;
 t – taxa de crescimento da demanda.

Das expressões anteriores é possível obter o valor de n_1 , período quando a demanda atinge o limite de transmissão do sistema.

$$\frac{P_{máx}}{P_0} = (1+t)^{n_1}$$

logo,

$$n_1 = \frac{Ln \frac{P_{máx}}{P_0}}{Ln(1+t)}$$

Com isso a potência perdida com o efeito Joule dos cabos pode ser representada utilizando a potência média transmitida (P_m [kW]) durante a vida útil do equipamento (n anos).

$$\Delta P_m = 3.I_m^2.R = 3.\left[\frac{P_m}{\sqrt{3}.U.\cos\phi}\right]^2.R \quad (\text{Exp.X})$$

considerando o ano com 8760 horas, a energia perdida em média por ano será de:

$$E_m = 3.8760.R.\left[\frac{P_m}{\sqrt{3}.U.\cos\phi}\right]^2 [kWh/ano]$$

Nessas expressões, FP é o fator de potência no receptor da linha. A resistência R [ohm] é referente aos condutores de fase considerando o efeito pelicular em corrente alternada e na devida temperatura de funcionamento.

A adoção de um fator de carga para a análise permite um estudo mais apurado considerando-se assim não uniformidade da demanda dos consumidores presentes no sistema. Com os registros de um dia típico para os consumidores, instante a instante, é possível obter um diagrama de carga diário. Com isso é possível obter o fator de carga diário pela relação entre a demanda média diária e o

maior valor de demanda requerida. Lembrando, é claro, que este fator diário variará de dia para dia e de mês para mês.

Logo o fator de carga é uma característica de cada sistema, determinada pelo comportamento dos consumidores a ela interligados quanto ao consumo de energia, como a capacidade do sistema em atender suas demandas. Sendo uma grandeza variante com o tempo, dificulta a previsão em longo prazo. Com isso, o fator de carga se torna atrelado às classes de consumidores atendidas, utilizando assim valores já conhecidos, e dependentes das atividades e regime sazonal que cada consumidor desempenha.

Em estudos econômicos é normalmente adotado o fator de carga anual, que em geral é menor que o fator de carga de dia típico, porém mais uniforme que os demais tipos. Assim a nova expressão de cálculo de energia anual perdida fica sendo:

$$E_m = 3.8760.R.FC. \left[\frac{P_m [kW]}{\sqrt{3}.U.\cos\phi} \right]^2 [kWh/ano]$$

4.3.2 Benefícios Diretos na Repotencialização de Linhas de Transmissão

Em uma análise de perdas envolvendo os custos que as mesmas causam sobre o sistema, é importante definir metas de redução desses fatores encontrando soluções economicamente viáveis que englobam todos os elementos envolvidos.

Talvez a parte mais crítica do estudo econômico é que, quanto maior for o valor atribuído ao preço da energia gasta em perdas, maiores serão as bitolas dos condutores empregados e, portanto, maiores os investimentos necessários para sua construção. Investimentos estes ligados aos montantes gastos em custos dos condutores e estruturas de apoio, como também os elementos indispensáveis para a manutenção da tensão, como reatores e bancos capacitivos para suprir a energia reativa requerida no sistema.

Os benefícios diretos devem, contudo, serem apresentados relevando os valores obtidos na troca de condutores. É possível entender que essa troca resultará em diversos outros investimentos a serem considerados e somados ao conjunto total de custos da obra, não levados em consideração neste tópico.

A troca dos condutores teria como melhoria direta às perdas pelo efeito Joule. Tais perdas analisadas no tópico anterior favorecem a obtenção de valores típicos para os benefícios através apenas entre a variação da energia perdida para os dois condutores, como mostrado abaixo:

$$E_{\text{beneficio}} = \Delta E_{\text{atual}} - \Delta E_{\text{proposto}}$$

Simplificando as expressões têm-se:

$$E_{\text{benef.}} = 3.8760.(R_{\text{atual}} - R_{\text{proposto}}).FC.\left[\frac{P_m[kW]}{\sqrt{3}.U.\cos\phi}\right]^2 [kWh/ano]$$

Associando as tarifas empregadas na transmissão é obtido o valor monetário do benefício atingido com a troca de condutores. A nova expressão utilizando os custos da energia transmitida pode ser apresentada como:

$$CE = E_{\text{benef.}}.CM.10^{-3} [R\$/ano]$$

Sendo $E_{\text{benef.}}$ a energia beneficiada com a troca em kWh/ano e CM o custo do consumo médio mensal do MWh no período de um ano da tarifa de transmissão empregada.

O custo médio mensal do consumo é um fator de simplificação já se levando em consideração as variações de preço durante a ponta e a fora de ponta, além dos períodos sazonais secos e úmidos. As variações do consumo durante os meses é posta de lado, e os benefícios tornam-se uniformes durante o ano, pois essas variações são pequenas e podem ser ignoradas na maioria dos casos.

O custo médio mensal pode ser expresso inserindo-se pesos de duração às respectivas tarifas de ponta e sazonais para a obtenção do valor médio no período de um ano, como mostrado na expressão abaixo.

$$CM = \frac{7 \cdot \frac{21.CFPS + 3.CNPS}{24} + 5 \cdot \frac{21.CFPU + 3.CNPU}{24}}{12} [R\$/MWh]$$

sendo: CFPS – Tarifa de consumo fora de ponta seca;
 CNPS – Tarifa de consumo na ponta seca;
 CFPU – Tarifa de consumo fora de ponta úmida;
 CNPU – Tarifa de consumo na ponta úmida.

4.4 Análise Econômica da Substituição de Equipamentos

A análise econômica neste projeto poderá ser realizada tanto para cada equipamento específico como para o projeto como um todo e deverá se basear nas ferramentas usuais da engenharia econômica: valor presente líquido, taxa interna de retorno e tempo de retorno. O usuário terá a opção de, ao iniciar a análise econômica, selecionar quais os módulos de interesse e, dentro destes, quais os equipamentos considerados para a análise.

A seguir apresenta-se o equacionamento básico para o cálculo dos indicadores de viabilidade, os dados necessários para a realização da análise econômica, a aplicação da metodologia para os módulos e para o projeto e a saída de dados sugerida.

4.4.1 Convenções

Os símbolos utilizados neste trabalho possuem o seguinte significado:

- i – Taxa de juros anual;
- n – Período de capitalização;
- P – Valor presente, ou seja, quantia existente (ou equivalente) no período inicial;

- F – Valor futuro, ou seja, quantia existente (ou equivalente) em um período posterior ao período inicial;
- A – Valor de uma série uniforme de pagamentos.

4.4.2 Definições

Taxa Mínima de Atratividade (TMA) – Valor mínimo que a rentabilidade de um dado empreendimento deve alcançar para que este projeto seja viável do ponto de vista do empreendedor. Projetos que apresentem indicadores de viabilidade positivos mas que não forneçam esta taxa mínima de retorno não são considerados aplicações interessantes.

Valor Presente Líquido (VPL) – Valor que o balanço de um projeto teria se todos seus custos e benefícios fossem trazidos para o momento inicial, ou seja, se fosse calculado o valor presente de cada uma das parcelas que compõem o fluxo de caixa deste projeto ao longo de sua vida útil.

Taxa Interna de Retorno (TIR) – É a taxa de juros que teoricamente tornaria nulo o valor presente líquido de um dado investimento. É comparado à taxa mínima de atratividade para determinar a viabilidade do projeto.

Tempo de Retorno (TR) – É o valor que expressa em quanto tempo teria-se de volta o valor investido no projeto. Pode ser descontado, quando se considera a taxa de juros, ou não-descontado, quando não se considera o efeito da taxa de juros. O método não-descontado, apesar de possuir uma série de restrições à sua utilização, é um dos métodos mais difundidos.

4.4.3 Determinação do Valor Presente dado um Valor Futuro

Para trazer para o valor presente um dado valor futuro deve-se utilizar a fórmula:

$$P = F \frac{1}{(1+i)^n}$$

4.4.4 Determinação do Valor Presente dado uma Anuidade

Para trazer para o presente uma dada série de valores uniforme A deve-se utilizar a fórmula:

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} = A \cdot FVP$$

onde: FVP é o Fator de Valor Presente.

4.4.5 Dados de Entrada

Os dados de entrada para a realização da análise econômica do programa são divididos em dois grupos: dados gerais e dados por módulo. Os dados gerais são:

- Taxa de juros anual (i);
- Taxa Mínima de Atratividade anual (TMA);
- Período de análise em anos (n).

Nos dados gerais deve haver ainda uma opção para o usuário escolher se deve ser considerada a vida útil dos equipamentos após o prazo de análise até o final de sua vida útil. Por exemplo, se a vida útil de um equipamento for de dez anos e o prazo de análise for de sete anos, o usuário pode determinar se o valor associado ao motor nos três últimos anos de sua vida útil deve aparecer como valor residual ao final do sétimo ano. É importante ressaltar que este valor não tem nenhuma relação com o valor residual do equipamento após sua vida útil.

Nos dados por módulo, as informações necessárias são as seguintes:

- Investimento (I_p);
- Vida útil (nu);
- Valor residual do equipamento substituído (VRs);
- Valor residual do equipamento proposto ao final de sua vida útil (VRu);
- Custo de manutenção (C_m).

É importante ressaltar que os custos de manutenção não deve incluir os custos de operação.

4.4.6 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade para Equipamentos

A metodologia apresentada a seguir serve para todos os tipos de equipamentos. Para essa análise existem três possibilidades:

Prazo de análise igual à vida útil

O cálculo dos indicadores baseia-se no fluxo de caixa típico apresentado na Figura 14. Neste caso, $n = nu$.

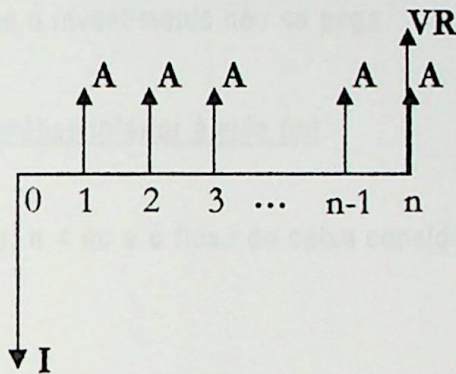


Figura 14 – Fluxo de caixa para prazo de análise igual à vida útil

O investimento deste fluxo de caixa é dado pela diferença entre o investimento no projeto (I_p) e o valor residual do equipamento a ser substituído (VRs).

O valor da série uniforme A é dado pela diferença entre a economia gerada pelo projeto (E) e os custos de manutenção (C_m). Este cálculo deverá ser realizado para um período de um ano.

O valor residual neste caso é o valor residual do equipamento proposto ao final da vida útil (VRu). Neste caso, o valor presente líquido é dado por:

$$VPL = -I + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + VRu \frac{1}{(1+i)^n}$$

A taxa interna de retorno é a taxa de juros para a qual o VPL é nulo. Assim, a TIR é a solução em i para a equação abaixo:

$$-I + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + VRu \frac{1}{(1+i)^n} = 0$$

O tempo de retorno é dado por:

$$TR = -\frac{\ln\left(1 - i \frac{I}{A}\right)}{\ln(1+i)}$$

Se o tempo de retorno encontrado for superior à vida útil do equipamento significa que o investimento não se paga.

Prazo de análise inferior à vida útil

Neste caso, $n < nu$ e o fluxo de caixa considerado é o apresentado na Figura 15:

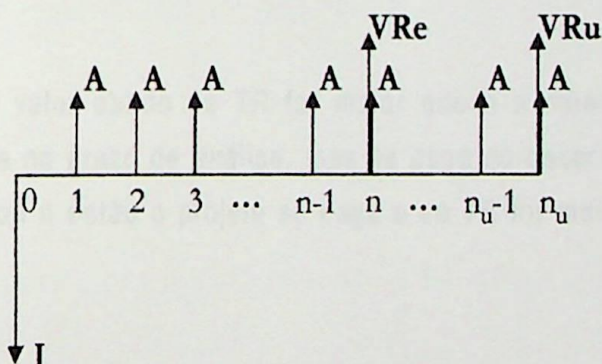


Figura 15 – Fluxo de caixa para prazo de análise inferior à vida útil

Os valores de I , A e VRu são determinados da mesma forma como no caso anterior. O valor residual do equipamento ao final do período de análise é calculado, de maneira simplificada, como:

$$VRe = I \frac{nu - n}{nu}$$

Optou-se por utilizar esta aproximação para o cálculo deste valor residual em função de sua simplicidade e para evitar modificações estruturais no programa, como a necessidade de acrescentar um banco de dados sobre valores de depreciação.

Assim sendo, o VPL é calculado como:

$$VPL = -I + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + \left(VRe + VRu \frac{I}{(1+i)^{m-n}} \right) \frac{I}{(1+i)^n}$$

Novamente, a TIR é dada pelo valor de i quando VPL é zero.

$$-I + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + \left(VRe + VRu \frac{I}{(1+i)^{m-n}} \right) \frac{I}{(1+i)^n} = 0$$

O tempo de retorno é dado por:

$$TR = -\frac{\ln\left(1 - i \frac{I}{A}\right)}{\ln(1+i)}$$

Se o valor obtido de TR for maior que n e menor que nu , então o projeto não se paga no prazo de análise, mas se paga no decorrer de sua vida útil. Se TR for menor que n então o projeto se paga e se TR for maior que nu o projeto não se paga.

Prazo de análise superior à vida útil

Neste caso $n > nu$ e o fluxo de caixa considerado é apresentado na Figura 16.

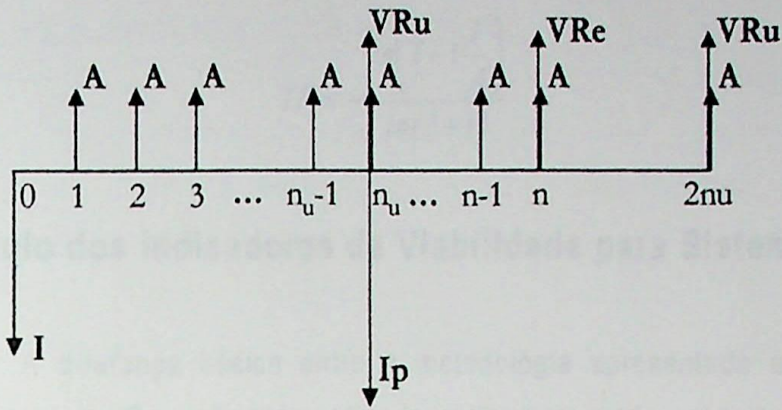


Figura 16 – Fluxo de caixa para prazo de análise superior à vida útil

Como o prazo de análise é superior à vida útil, será necessário novamente realizar o investimento. É preciso fazer uma análise para verificar quantas vezes o valor do prazo de análise é maior que a vida útil. Note que o valor de I_p é diferente de I . O cálculo do VPL é realizado conforme a fórmula abaixo, onde x é o número de vezes que n excede nu , ou seja, é a parte inteira da razão n/nu quando $n \neq nu$. Se $n = nu$, então $x = 0$.

$$VPL = -I - \sum_{k=1}^x (I_p - VRu) \frac{1}{(1+i)^{k \cdot nu}} + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + \left(VRe + VRu \frac{1}{(1+i)^{(x+1)nu - n}} \right) \frac{1}{(1+i)^n}$$

Neste caso, VRe é dado por:

$$VRe = I \frac{(x+1)nu - n}{nu}$$

Assim como nos casos anteriores, a TIR é calculada encontrando-se o valor de i que torna o VPL nulo.

$$-I - \sum_{k=1}^x (I_p - VRu) \frac{1}{(1+i)^{k \cdot nu}} + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + \left(VRe + VRu \frac{1}{(1+i)^{(x+1)nu - n}} \right) \frac{1}{(1+i)^n} = 0$$

O tempo de retorno é calculado como mostrado anteriormente. Para considerar que o investimento se paga, o valor do TR deve ser menor que nu . Se o investimento não se pagar durante a vida útil, ele conseqüentemente não se paga no prazo de análise.

$$TR = -\frac{\ln\left(1 - i\frac{I}{A}\right)}{\ln(1+i)}$$

4.4.7 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade para Sistemas

A diferença básica entre a metodologia apresentada a seguir e a anterior é que nesta são realizados vários investimentos, cada um com uma vida útil diferente. Desta forma, não se aplica mais à análise a comparação entre prazo de análise e vida útil.

Cada módulo irá contribuir com o seu fluxo de caixa próprio para compor o fluxo de caixa do projeto. Assim, o fluxo de caixa do projeto incorporando todos os módulos será composto das seguintes parcelas descritas a seguir:

Investimento inicial

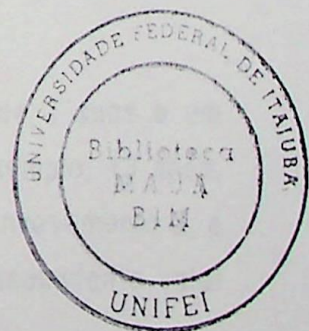
O investimento inicial do projeto (I) será a soma dos investimentos iniciais de cada projeto j (I_{p_j}) subtraído dos valores residuais dos equipamentos a serem substituídos (VR_{s_j}).

$$I = \sum_{k=1}^j (I_{p_j} - VR_{s_j})$$

Anuidade

O valor da série uniforme (A) que representa a economia advinda da implantação do projeto é dada pela economia gerada em cada módulo (E_j) subtraído do custo de manutenção de cada módulo (C_{m_j}).

$$A = \sum_{k=1}^j (E_j - C_{m_j})$$



Investimentos no decorrer do projeto

Como o prazo de análise pode ser maior que a vida útil de alguns equipamentos, ao longo do fluxo de caixa novos investimentos deverão ser realizados para ser atingido o prazo de análise.

Valor residual devido a diferença entre o prazo de análise e a vida útil de cada equipamento

Devido ao fato de serem analisados vários equipamentos com vidas úteis diferentes, ao fim do prazo de análise podem haver equipamentos que ainda poderiam ser utilizados e teriam, assim, um valor econômico residual.

Valor residual no fim da vida útil do equipamento

Da mesma forma, como o prazo de análise pode ser maior que a vida útil em alguns casos, o valor residual destes equipamentos ao fim de sua vida útil deve ser considerado.

O fluxo de caixa resultante terá a seguinte aparência exemplificada na Figura 17.

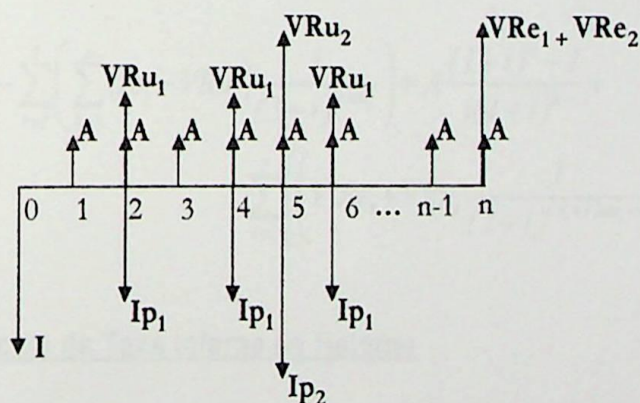


Figura 17 – Fluxo de caixa para um sistema

Neste caso, haveria um equipamento com vida útil de 2 anos e um outro com vida útil de 5 anos. Se o prazo de análise fosse, por exemplo, 13 anos, neste intervalo teria ocorrido 6 vezes o investimento 1 e 2 vezes o investimento 2, e no fluxo de caixa haveria, para cada novo investimento, um correspondente valor

residual ao final da vida útil para cada equipamento. No último período dos 13 anos, haveria um valor residual resultante da diferença entre o prazo de análise e a vida útil associado a um período de um ano para o investimento 1 e de 3 anos para o investimento 2.

Para definir o valor de VRe (valor residual devido à diferença entre o prazo de análise e a vida útil) é necessário definir o parâmetro x como mostrado anteriormente, ou seja, x é a parte inteira da razão entre o prazo de análise e a vida útil. Assim, para cada projeto j teria-se o seguinte valor de VRe:

$$\text{Se } nu_j < n \text{ ou } nu_j > n, \text{ então } VRe_j = I_j \frac{(x_j + 1)nu_j - n}{nu_j}$$

$$\text{Se } nu = n, \text{ então } VRe = 0$$

É importante ressaltar que a utilização ou não do parâmetro VRe nos cálculos apresentados a seguir é feita pela opção do usuário na entrada de dados.

Cálculo do Valor Presente Líquido

O valor presente líquido é dado por:

$$VPL = -I - \sum_{t=1}^j \left(\sum_{k=1}^x (Ip_t - VRu_t) \frac{I}{(1+i)^{k \cdot nu_t}} \right) + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + \sum_{t=1}^j \left[\left(VRe_t + VRu_t \frac{I}{(1+i)^{(x+1)nu_t - n}} \right) \frac{I}{(1+i)^n} \right]$$

Cálculo da Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno é o valor de i que verifica a expressão abaixo (Figura 18).

$$-I - \sum_{t=1}^j \left(\sum_{k=1}^x (Ip_t - VRu_t) \frac{1}{(1+i)^{k \cdot m_t}} \right) + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + \sum_{t=1}^j \left[\left(V Re_t + VRu_t \frac{1}{(1+i)^{(x+1)m_t - n}} \right) \frac{1}{(1+i)^n} \right] = 0$$

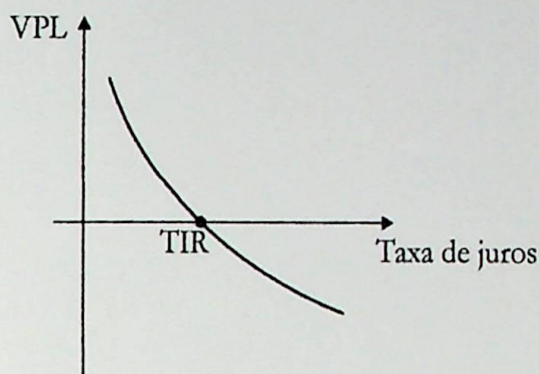


Figura 18 - Cálculo da taxa interna de retorno

Cálculo do Tempo de Retorno

O tempo de retorno, neste caso, será determinado pelo valor de n que zera a expressão abaixo (Figura 19). Deve ser calculado assim como a TIR, com valor inicial de 0,1 e com incrementos de 0,1.

$$-I - \sum_{t=1}^j \left(\sum_{k=1}^x (Ip_t - VRu_t) \frac{1}{(1+i)^{k \cdot m_t}} \right) + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} + \sum_{t=1}^j \left[\left(V Re_t + VRu_t \frac{1}{(1+i)^{(x+1)m_t - n}} \right) \frac{1}{(1+i)^n} \right] = 0$$

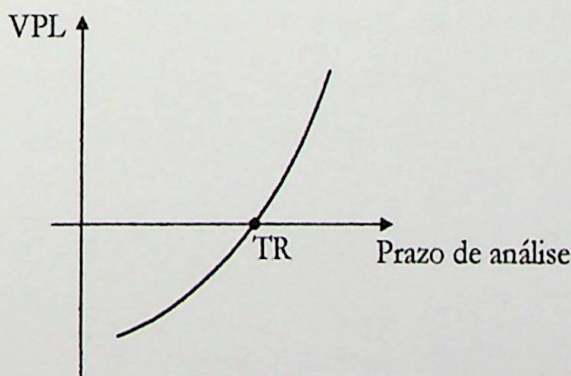


Figura 19 - Cálculo do tempo de retorno

Em ambos os casos, deve-se considerar um valor superior para a variação dos parâmetros.

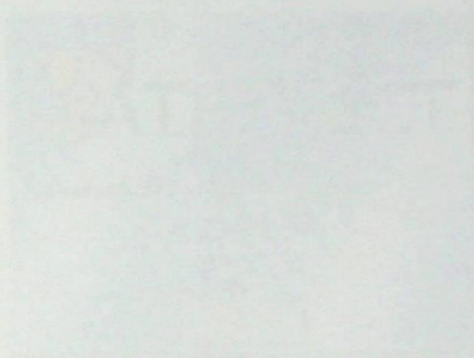


Figura 20 - Tela de abertura do "ATC"

A janela principal do programa "ATC" está apresentada na Figura 21. Nesta tela há um menu de opções, uma área de mensagens e uma barra de status.

As opções "Abrir", "Salvar", "Imprimir", "F1" e "F2" são as seguintes:

- "Abrir" - Abre uma nova lista para análise.
- "Salvar" - Salva a lista existente.
- "Imprimir" - Salva a lista existente.
- "F1" e "F2" - Fecha o programa.

No menu "Ajuda" há as seguintes opções "Ajuda" e "Sobre" que são as seguintes:

- "Ajuda" - Ajuda o usuário de como utilizar o programa.
- "Sobre" - Apresenta as informações sobre o desenvolvimento do programa.

5 FERRAMENTA COMPUTACIONAL

Na Figura 20 é apresentada a tela de abertura da ferramenta computacional intitulada "ATETraCT", desenvolvida para realizar a análise técnico-econômica da transformação da classe de tensão de sistemas elétricos.



Figura 20 – Tela de abertura do "ATETraCT"

A janela principal do programa "ATETraCT" está apresentada da Figura 21. Nela tem-se um menu, uma barra de ferramentas, uma área de exploração dos itens sistema em análise e uma área de trabalho.

No menu "Arquivo" tem-se as opções: "Novo", "Abrir", "Salvar" e "Sair", que tem as seguintes funções:

- "Novo" – Abre uma nova linha para análise;
- "Abrir" – Abre uma linha existente para análise;
- "Salvar" – Salva a linha existente;
- "Sair" – Fecha o programa.

No menu "Ajuda" têm-se as seguintes opções: "Tópicos" e "Sobre" que tem as seguintes funções:

- "Tópicos" – Abre o sistema de ajuda do programa mostrando o seu conteúdo;
- "Sobre" – Apresenta os dados sobre a equipe de desenvolvimento do programa.

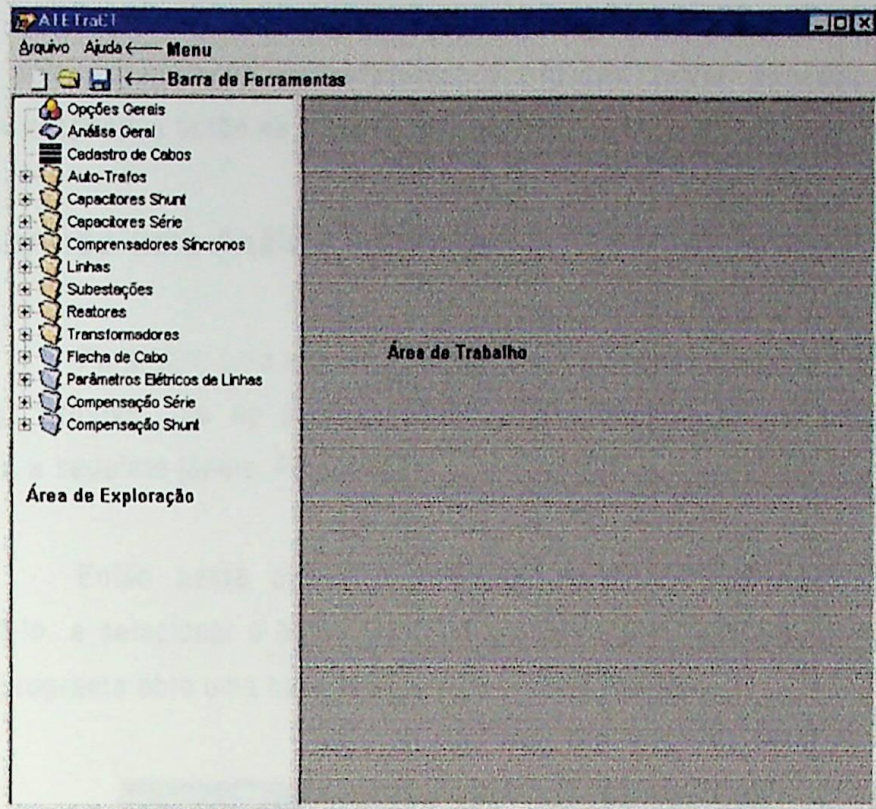


Figura 21 – Janela Principal do “ATETraCT”

Além do menu, o usuário ainda conta com uma barra de ferramentas com três botões que possuem a seguinte funcionalidade:

- “Novo” – Abre uma nova linha para análise;
- “Abrir” – Abre uma linha existente para análise;
- “Salvar” – Salva a linha existente.

5.1 Iniciando o Uso

5.1.1 Abrindo uma Nova Análise

Para abrir uma nova análise o usuário deve clicar na opção “Novo” no menu “Arquivo”, ou no seu respectivo botão na barra de ferramentas, que a análise automaticamente será aberta na área de trabalho. O programa sempre é iniciado com uma nova análise para o usuário.

Após o usuário inserir os dados do novo sistema, e efetuar as análises ele pode salvar a sua nova análise acessando a função "Salvar" no menu "Arquivo", ou no seu respectivo botão na barra de ferramentas.

5.1.2 Abrindo uma Análise Existente

Para abrir uma análise existente o usuário deve clicar na opção "Abrir" no menu "Arquivo", ou no seu respectivo botão na barra de ferramentas, que aparecerá a seguinte janela, Figura 22.

Então basta digitar o nome do arquivo no referido campo, ou selecioná-lo, e selecionar o botão "Abrir". Caso o usuário digite um nome que não existe o programa abre uma nova análise com o nome digitado.

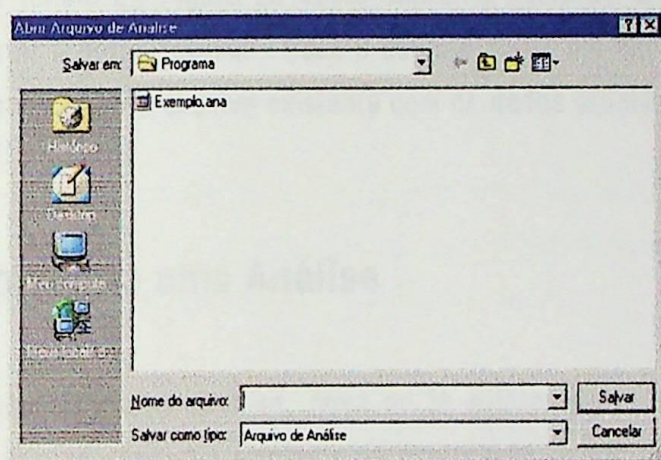


Figura 22 – Abrindo uma análise existente

5.1.3 Salvando uma Análise Existente

Para salvar uma análise existente o usuário deve clicar na opção "Salvar" no menu "Arquivo", ou no seu respectivo botão na barra de ferramentas, que aparecerá a seguinte janela, Figura 23.

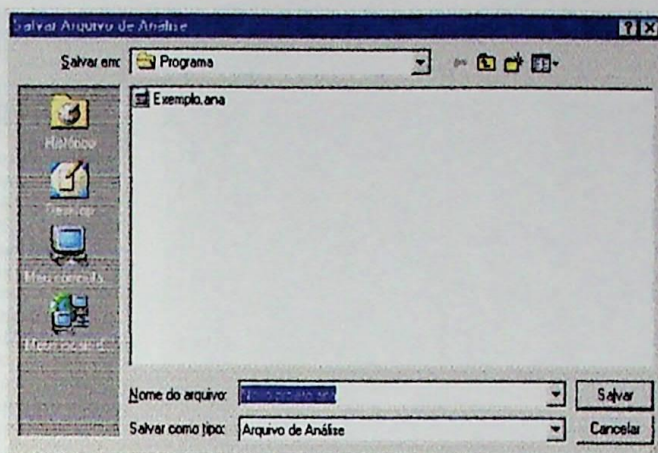


Figura 23 – Salvando uma análise existente

Se estiver aberto um arquivo já existente, o programa irá salvar automaticamente todas alterações efetuadas nos dados do sistema.

Na janela da Figura 23 basta digitar o nome do arquivo no referido campo e selecionar o botão "Salvar". Caso o usuário digite um nome que já existe o programa irá sobrescrever o arquivo existente com os dados atuais.

5.2 Desenvolvendo uma Análise

Após abrir uma análise, nova ou já existente, os dados do sistema elétrico estarão apresentados no ambiente de exploração, conforme apresentado na Figura 24. Os equipamentos existentes serão apresentados como subitens dos tipos de equipamentos contemplados pelo programa.

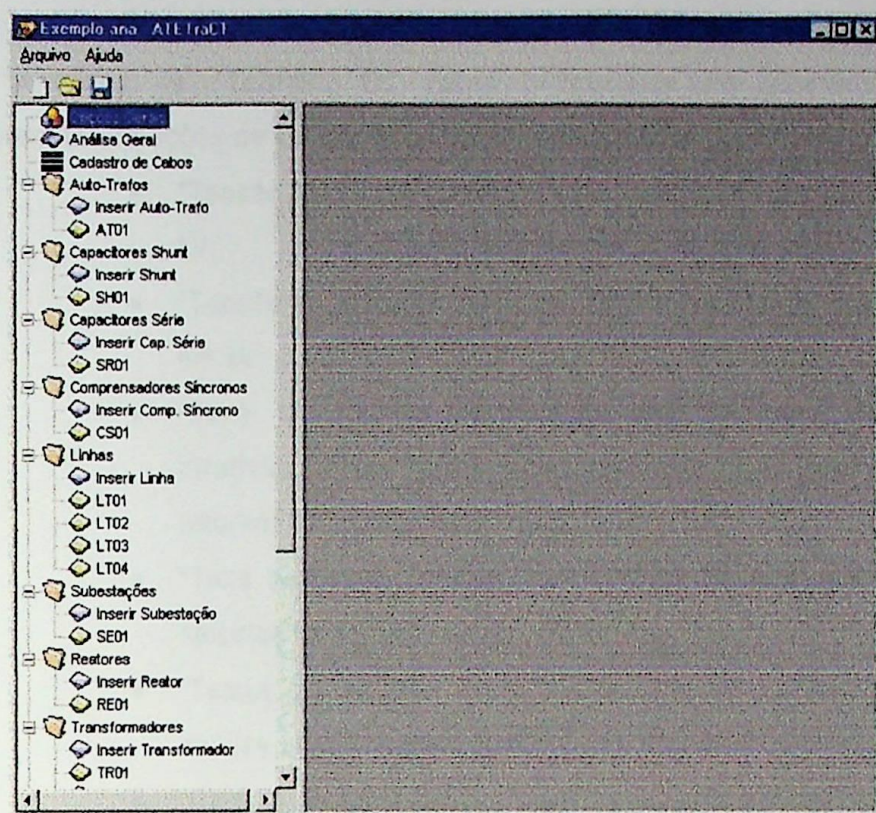


Figura 24 – Apresentando um sistema em análise

O programa possui um primeiro item chamado “Opções Gerais”, para visualizar os dados dessa seção basta dar um duplo clique no item que a janela referente ao mesmo se abrirá na área de trabalho, Figura 25.

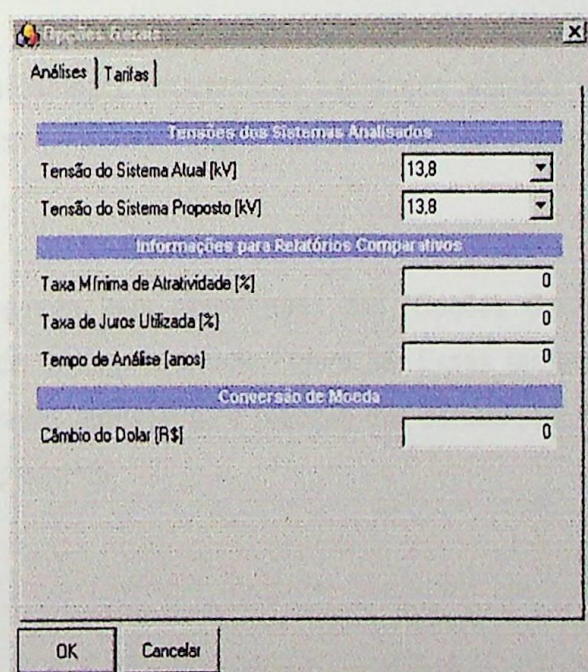


Figura 25 – Opções gerais – “Análises”

O item "Opções Gerais" apresenta duas tabelas para entrada de dados: "Análises" e "Tarifas". Os dados necessários na janela "Análises" representam informações de caráter geral das análises e são:

- "Tensão do Sistema Atual [kV]" – Tensão do sistema atual em kV;
- "Tensão do Sistema Proposto [kV]" – Tensão do novo sistema em kV;
- "Taxa Mínima de Atratividade [%]" – Taxa mínima de atratividade usada para comparação com a TIR (taxa interna de retorno) na análise econômica;
- "Taxa de Juros Utilizada [%]" – Taxa de juros utilizada nos cálculos da análise econômica;
- "Tempo de Análise [anos]" – Quantidade de períodos para análise econômica em anos;
- "Câmbio do Dólar [R\$]" – valor do dólar comercial para análise econômica.

Todos os valores a serem inseridos nos campos devem seguir o padrão do sistema operacional do usuário, caso o usuário use o padrão brasileiro para separar as casas decimais com vírgula, então deve-se usar vírgula, ou caso use o padrão americano deve-se usar ponto.

A metodologia desenvolvida contempla análises de transformação de sistemas elétricos de uma determinada classe de tensão qualquer para outra classe de tensão qualquer.

O segundo item apresentado nas "Opções Gerais" é a janela para entrada de dados de tarifas, conforme Figura 26. Essas tarifas são utilizadas para quantificar em unidades monetárias a redução das perdas nas linhas ao substituir o sistema atual pelo proposto.

Tarifa de Demanda	
Fora de Ponta [R\$/kW]	0
Na Ponta [R\$/kW]	0
Tarifa de Consumo	
Fora de Ponta Seca [R\$/MWh]	0
Na Ponta Seca [R\$/MWh]	0
Fora de Ponta Úmida [R\$/MWh]	0
Na Ponta Úmida [R\$/MWh]	0

Figura 26 – Opções gerais – “Tarifas”

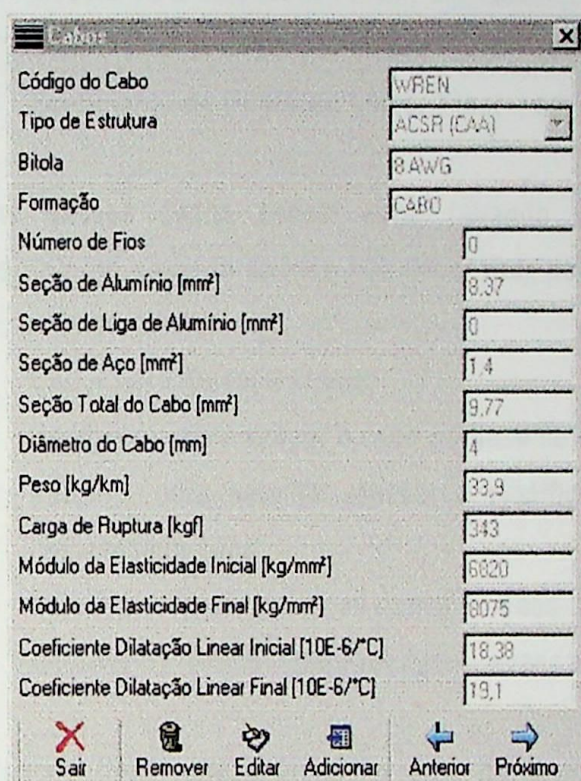
Os dados necessários nessa janela são:

- “Tarifa de Demanda Fora de Ponta [R\$/kW]” – Tarifa aplicada ao sistema em análise de demanda fora de ponta em [R\$/kW];
- “Tarifa de Demanda na Ponta [R\$/kW]” – Tarifa aplicada ao sistema em análise de demanda na ponta em [R\$/kW];
- “Tarifa de Consumo Fora de Ponta Seca [R\$/MWh]” – Tarifa aplicada ao sistema em análise de consumo fora de ponta no período seco em [R\$/MWh];
- “Tarifa de Consumo na Ponta Seca [R\$/MWh]” – Tarifa aplicada ao sistema em análise de consumo na ponta no período seco em [R\$/MWh];
- “Tarifa de Consumo Fora de Ponta Úmida [R\$/MWh]” – Tarifa aplicada ao sistema em análise de consumo fora de ponta no período úmido em [R\$/MWh];
- “Tarifa de Consumo na Ponta Úmida [R\$/MWh]” – Tarifa aplicada ao sistema em análise de consumo na ponta no período úmida em [R\$/MWh];

O segundo item apresentado no ambiente de exploração é “Análise Geral” que tem como função efetuar uma análise econômica de todos os itens

cadastrados em conjunto. A funcionalidade desse item será discutida no item 5.5 desse trabalho.

O terceiro item apresentado no ambiente de exploração é o "Cadastro de Cabos" que tem como finalidade apresentar uma interface para o usuário cadastrar os dados referentes aos cabos utilizados nas suas análises, Figura 27.



Código do Cabo	WREN
Tipo de Estrutura	ACSR (CAA)
Bitola	8AWG
Formação	CABO
Número de Fios	0
Seção de Alumínio [mm ²]	8,37
Seção de Liga de Alumínio [mm ²]	0
Seção de Aço [mm ²]	1,4
Seção Total do Cabo [mm ²]	9,77
Diâmetro do Cabo [mm]	4
Peso [kg/km]	33,9
Carga de Ruptura [kgf]	343
Módulo da Elasticidade Inicial [kg/mm ²]	6820
Módulo da Elasticidade Final [kg/mm ²]	8075
Coeficiente Dilatação Linear Inicial [10E-6/°C]	18,38
Coeficiente Dilatação Linear Final [10E-6/°C]	19,1

Figura 27 – Cadastro de cabos

No "Cadastro Cabos" têm-se os seguintes dados:

- Código do cabo – nome do cabo a ser utilizado;
- Tipo da estrutura – tipo do condutor, por exemplo, alumínio com alma de aço (CAA);
- Bitola – tamanho da seção reta do condutor;
- Formação – modelo, por exemplo, cabo ou condutor;
- Número de fios – número de tentos do condutor;
- Seção de alumínio – Área da seção reta de alumínio, em mm²;
- Seção de liga de alumínio – Área da seção reta da liga de alumínio, em mm²;
- Seção de aço – Área da seção reta do aço, em mm²;

- Seção Total do Cabo – Área da seção reta total do cabo, em mm^2 ;
- Diâmetro do cabo – medida em mm;
- Peso – do condutor, em kg/km;
- Carga de ruptura – do condutor, em kgf;
- Módulo de Elasticidade Inicial – em kg/mm^2 ;
- Módulo de Elasticidade Final – em kg/mm^2 ;
- Coeficiente de Dilatação Linear Inicial – em $10^{-6} / ^\circ\text{C}$;
- Coeficiente de Dilatação Linear Final – em $10^{-6} / ^\circ\text{C}$.

Alguns desses dados podem estar faltando e não interferir na execução do pacote, isto no caso da análise não necessitar dele. Como se trata de um banco de dados, pode-se ainda:

- Sair – para deixar a janela;
- Remover – para apagar o cabo da base de dados;
- Editar – para permitir acessar e modificar os dados de um determinado cabo;
- Adicionar – para gravar os dados do cabo na base de dados;
- Anterior / Próximo – para recuar ou avançar na base de dados.

Os demais itens apresentados na área de exploração formam dois conjuntos de análises, sendo o primeiro conjunto marcado com pastas amarelas composto de equipamentos pertencentes ao sistema elétrico, já o segundo conjunto marcado com pastas azuis é composto de análises técnicas para sistemas elétricos.

5.3 Análise de Equipamentos do Sistema Elétrico

Para apresentar os itens de análise dos equipamentos pertencentes ao sistema elétrico basta dar um clique no item que o mesmo apresentará seus subitens. Caso ainda não tenha sido inserido nenhum equipamento desse tipo haverá apenas a opção "Inserir Item", clicando duas vezes sobre a mesma um novo item é inserido no ambiente de exploração.

Para exemplificar a utilização desse procedimento será apresentado o item referente ao equipamento Auto-transformador, Figura 28.

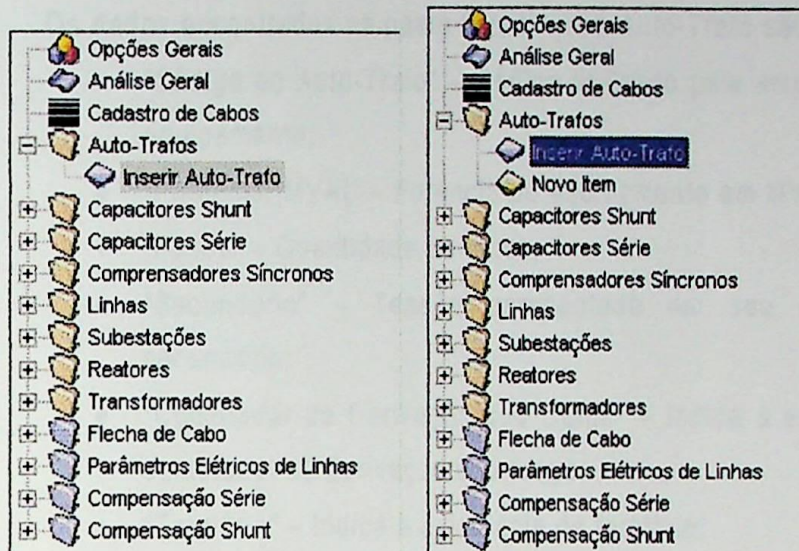


Figura 28 – Inserindo um Auto-Trafo

Ao dar um duplo clique no novo item, será aberto na área de trabalho o módulo específico de análise para o mesmo, Figura 29.

Dados de Placa	
Potência [MVA]	0
Fases	Trifásico
Secundário [kV]	69
Informações Adicionais	
Comutador de Derivação sob Carga	Existe
Terciário	Existe
Refrigeração	
Primário	Óleo Normal/Ar Normal
Secundário	Óleo Normal/Ar Normal
Terciário	Óleo Normal/Ar Normal

Figura 29 – Analisando um Auto-Trafo

Todo equipamento terá dados sobre sua condição operando na classe de tensão atual e na classe de tensão proposta, a terceira pasta chamada "Análise

Econômica” apresenta os dados necessários para se efetuar a análise econômica do mesmo.

Os dados encontrados na pasta “Atual” para Auto-Trafo são:

- “Código do Auto-Trafo” – Código utilizado pela empresa para o equipamento;
- “Potência [MVA]” – Potência do equipamento em MVA;
- “Fases” – Quantidade de fases;
- “Secundário” – Tensão apresentada em seu enrolamento secundário;
- “Comutador de Derivação sob Carga” – Indica a existência do comutador de derivação sob carga;
- “Terciário” – Indica a existência de terciário;
- “Refrigeração – Primário” – Indica o tipo de refrigeração encontrado no primário do equipamento;
- “Refrigeração – Secundário” – Indica o tipo de refrigeração encontrado no secundário do equipamento;
- “Refrigeração – Terciário” – Indica o tipo de refrigeração encontrado no terciário do equipamento, quando houver terciário;

Os dados encontrados na pasta “Proposto” para Auto-Trafo (Figura 30) são:

- “Potência [MVA]” – Potência do equipamento em MVA;
- “Fases” – Quantidade de fases;
- “Secundário” – Tensão apresentada em seu enrolamento secundário;
- “Comutador de Derivação sob Carga” – Indica a existência do comutador de derivação sob carga;
- “Terciário” – Indica a existência de terciário;
- “Refrigeração – Primário” – Indica o tipo de refrigeração encontrado no primário do equipamento;
- “Refrigeração – Secundário” – Indica o tipo de refrigeração encontrado no secundário do equipamento;

- “Refrigeração – Terciário” – Indica o tipo de refrigeração encontrado no terciário do equipamento, quando houver terciário;

Bases de Placa	
Potência [MVA]	0
Fases	Trifásico
Secundário [kV]	69
Informações Adicionais	
Computador de Derivação sob Carga	Existe
Terciário	Existe
Refrigeração	
Primário	Óleo Normal/Ar Normal
Secundário	Óleo Normal/Ar Normal
Terciário	Óleo Normal/Ar Normal

Figura 30 – Dados do equipamento para a nova classe de tensão

Os dados encontrados na pasta “Análise Econômica” para Auto-Trafo (Figura 31) são:

- “Investimento [US\$]” – Investimento para a compra do equipamento novo em US\$;
- “Custo de Manutenção [US\$/ano]” – Custo de manutenção do equipamento em US\$ por ano;
- “Vida Útil [anos]” – Vida útil do equipamento em anos;
- “Valor Residual do Equip. Atual [US\$]” – Valor residual do equipamento atual em US\$;
- “Valor Residual do Equip. Novo [US\$]” – Valor residual do equipamento novo em US\$;
- “Considerar Valor Residual” – Indica se o valor residual deve ser considerado na análise econômica;
- “Benefício Direto [US\$]” – Valor do benefício direto causado pela diminuição nas perdas (quando houver) em [US\$];

- “Benefício Indireto [US\$]” – Valor do benefício indireto obtido através da substituição do equipamento (quando houver) em [US\$].

Adicionar Auto-Transformador

Atual | Proposto | **Análise Econômica**

Dados Gerais

Investimento [US\$] 0 \$

Custo de Manutenção [US\$/ano] 0

Vida Útil (anos) 0

Avançado

Valor Residual do Equip. Atual [US\$] 0

Valor Residual do Equip. Novo [US\$] 0

Considerar Valor Residual Sim

Benefícios

Benefício Direto [US\$] 0

Benefícios Indiretos [US\$] 0

Analisar Fechar

Figura 31 – Dados para análise econômica

O botão “\$” ao lado da caixa de texto do investimento fornece um valor médio automaticamente para o usuário, estes valores estão armazenados num banco de dados interno do programa e são buscados de acordo com as especificações que o usuário forneceu.

Já o botão “\$” ao lado da caixa de texto do benefício direto (quando houver) fornece um valor médio automaticamente para o usuário, estes valores provêm das análises técnicas dos itens em estudo, Figura 32.

Benefícios Diretos

Análise do Sistema Atual

Análise do Sistema Proposto

Potência Média Transmitida [kW] 0

OK Cancelar

Figura 32 – Janela para cálculo do benefício direto automaticamente

Na Figura 32 é apresentada a janela de diálogo para cálculo do benefício direto de uma linha de transmissão, é solicitado ao usuário que indique qual os parâmetros do sistema atual, e em seguida os parâmetros do sistema proposto. Por vezes, é necessário inserir mais algum dado típico da análise do item desejado, no caso de linhas, é solicitado ao usuário o valor da potência média transmitida em kW.

Todos os equipamentos seguem o mesmo padrão de entrada de dados e interface do apresentado acima, com a diferença que os dados técnicos são característicos de cada um.

Ao terminar de preencher todos os dados o usuário deve clicar no botão "OK" que automaticamente a análise econômica do item será efetuada, Figura 33.

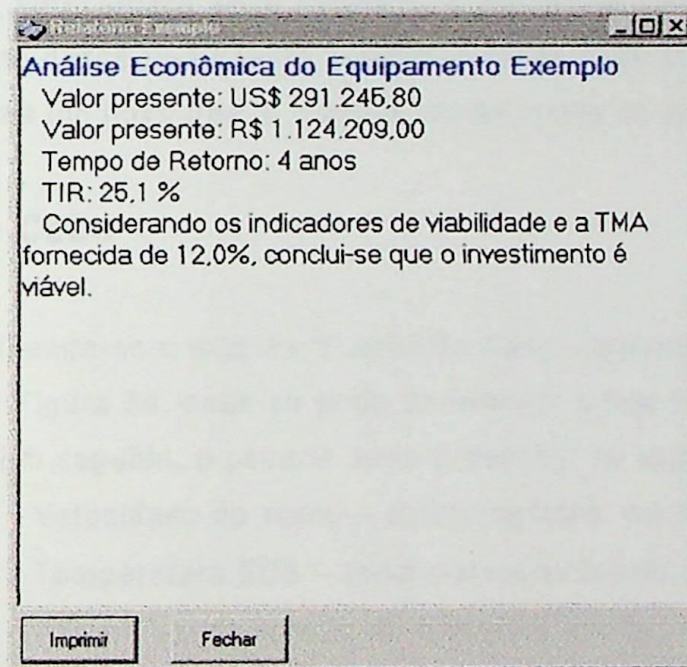


Figura 33 – Resultados da análise econômica

A análise econômica do item consiste de: Valor presente em R\$ e em US\$, cálculo do tempo de retorno do investimento e da TIR (Taxa Interna de Retorno), e por fim ainda é fornecida ao usuário uma consideração sobre o investimento naquele item.

5.4 Análises Técnicas

Existem quatro possibilidades de análises técnicas aplicadas em sistemas elétricos, são elas:

- Flecha de Cabo – cálculos da flecha e tensão mecânica sobre os condutores de uma linha de transmissão;
- Parâmetros Elétricos das Linhas – cálculo dos parâmetros elétricos de uma linha de transmissão;
- Compensação Série – cálculo dos parâmetros da compensação série;
- Compensação Shunt – cálculo dos parâmetros da compensação shunt.

Para apresentar os itens de análise técnica basta dar um clique no item que o mesmo apresentará seus subitens. Caso ainda não tenha sido inserido nenhum equipamento desse tipo haverá apenas a opção "Inserir Item", clicando duas vezes sobre a mesma um novo item é inserido no ambiente de exploração.

5.4.1 Flecha de Cabo

Escolhendo-se o módulo "Flecha de Cabo", a primeira janela que surge é a apresentada na Figura 34, onde se pode determinar o tipo de cabo, já registrado na base de dados. Em seguida, o usuário deve preencher os seguintes dados:

- Velocidade do vento – médio na linha, em m/s;
- Temperatura EDS – temperatura ambiente, em °C;
- Percentual de tensão de ruptura – em %;
- Tempo de "creep" (ou fluência) – em anos;
- Temperatura de "creep" – em °C;
- Temperatura mínima de análise – em °C;
- Temperatura máxima de análise – em °C;
- Incremento da temperatura – em °C;
- Vão entre torres mínimo – em m;
- Vão entre torres máximo – em m;
- Incremento do vão – em m.

Informações Mecânicas da Linha de Transmissão

Tipo de Cabo: WREN

Velocidade do Vento [m/s]: 0

Temperatura EDS [°C]: 0

Percentual de Tensão de Ruptura [%]: 0

Tempo de Creep "Fluência" [anos]: 0

Temperatura de Creep [°C]: 0

Limites Mecânicos para Análise

Temperatura Mínima de Análise [°C]: 0

Temperatura Máxima de Análise [°C]: 0

Incremento da Temperatura [°C]: 0

Vão entre Torres Mínimo [m]: 0

Vão entre Torres Máximo [m]: 0

Incremento do Vão [m]: 0

Sair < Retornar Avançar >

Figura 34 – Janela inicial do módulo "Flecha de Cabo"

Preenchidos os dados, avança-se para a próxima janela, Figura 35, onde se pode optar por estabelecer os cálculos para variações regulares de vão ou de temperatura. Escolhido este item, determina-se o passo de cada variação. Assim, o programa calcula os elementos da tabela: temperatura (°C), flecha inicial (m), flecha final (m), tensão inicial (kgf) e tensão final (kgf).

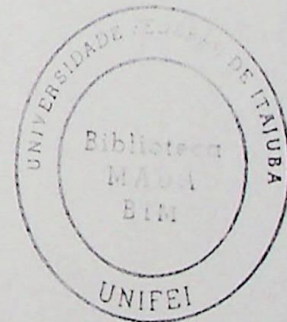
Dados da Linha de Transmissão

Vão [m] Temperatura [°C] 100

Temp. [°C]	Flecha Inicial [m]	Flecha Final [m]	Tensão Inicial [kgf]
10	2,14	2,11	57,12
20	2,3	2,27	53,14
30	2,45	2,43	49,9
40	2,6	2,57	47,18
50	2,73	2,7	44,87
60	2,86	2,83	42,86
70	2,98	2,96	41,11
80	3,1	3,08	39,55
90	3,21	3,19	38,15
100	3,32	3,3	36,9
110	3,43	3,41	35,76
120	3,53	3,51	34,72

Sair < Retornar Avançar >

Figura 35 – Janela intermediária do módulo "Flecha de Cabo" para um vão de 100 m



Avançando-se surge o gráfico plotado a partir dos dados da tabela, como mostrado na Figura 36. O usuário pode ainda desenvolver uma análise para uma determinada temperatura variando o tamanho do vão, basta retornar a janela apresentada na Figura 35 e fazer os ajustes necessários.

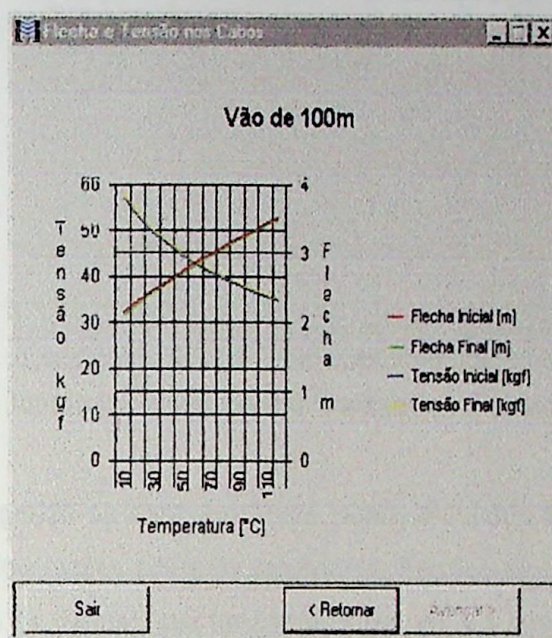


Figura 36 – Janela de gráfico do módulo “Flecha de Cabo” para um vão de 100 m

5.4.2 Parâmetros Elétricos das Linhas

Escolhendo-se o módulo “Parâmetros Elétricos das Linhas”, a primeira janela que surge é a apresentada na Figura 37, onde se devem preencher os seguintes campos:

- Identificação da análise;
- Número de subcondutores por fase;
- Raio do conjunto de subcondutores (em m);
- Número de circuitos trifásicos;
- Número de cabos pára-raios;
- Comprimento da linha.

O pacote computacional foi concebido para trabalhar com circuitos simples ou duplos e para subcondutores com configuração regular (eqüidistantes dos subcondutores adjacentes).

Parâmetros da Linha

Identificação da Análise: LT01 Atual

Elementos da Linha de Transmissão

Número de Subcondutores por Fase: 1

Raio do Conjunto de Subcondutores [m]: 0

Número de Circuitos Trifásicos: 1

Número de Cabos Pára-Raios: 1

Comprimento da Linha [km]: 20

Sair < Retornar Avançar >

Figura 37 – Janela inicial do módulo “Parâmetros Elétricos das Linhas”

Avançando-se para a próxima janela, mostrada na Figura 38, a qual contém itens de informações sobre os condutores. Escolhe-se o tipo do condutor (já cadastrado na base de dados), sua flecha típica (em m), e a sua geometria.

Parâmetros da Linha

Informações dos Cabos das Fases

Tipo de Cabo de Fase: Linnet

Flecha Típica dos Cabos de Fase [m]: 1,4

Circuito Trifásico 1

	Altura	Do Centro da Torre
Fase A	20 m	10 m
Fase B	20 m	0 m
Fase C	20 m	-10 m

Sair < Retornar Avançar >

Figura 38 – Janela sobre os condutores

Avançando-se para a próxima janela, mostrada na Figura 39, a qual contém itens de informações sobre os cabos pára-raios (quando houver). Escolhe-se o tipo do condutor (já cadastrado na base de dados), sua flecha típica (em m), e a sua geometria.

	Altura	Do Centro da Torre
Cabo 1	25 m	0 m
Cabo 2	0 m	0 m

Buttons at the bottom: Sair, < Retornar, Avançar >

Figura 39 – Janela sobre os pára-raios

As janelas das Figuras 38 e 39 são abertas de acordo com os dados fornecidos na Figura 37, ou seja, se existe apenas um cabo pára-raio, somente um espaço é habilitado na janela da Figura 39.

Em seguida, o módulo mostra em sua próxima janela, Figura 40, os seguintes resultados:

- Parâmetros sem transposição – impedâncias longitudinais (em ohm/km) e admitância transversal (em siemens/km) por fase;
- Parâmetros com transposição – impedâncias longitudinais (em ohm/km) e admitância transversal (em siemens/km);
- Quadripolo da linha – constantes generalizadas do quadripolo equivalente da linha.

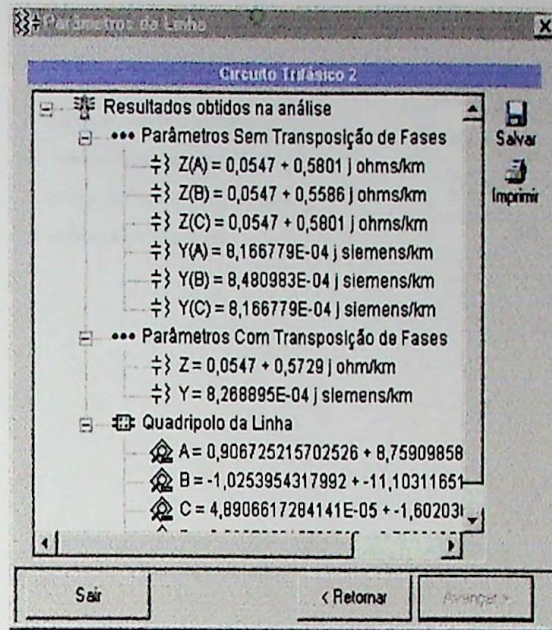


Figura 40 – Janela com os resultados

5.4.3 Compensação Série

Escolhendo-se o módulo “Compensação Série”, a primeira janela está apresentada na Figura 41, onde se devem preencher os campos:

- Resistência Distribuída – em [Ω /km];
- Indutância Distribuída – em [Ω /km];
- Capacitância distribuída – em [S/km];
- Tensão na Barra Emissora – em [kV].

Avançando-se o usuário deve escolher o tipo de análise a ser efetuada: calcular a compensação para a linha ou verificar compensação implementada, Figura 42. Escolhendo-se o primeiro tipo de análise deve-se entrar com os seguintes dados:

- Para cada trecho deve-se inserir o comprimento em [km];
- Para cada capacitor a sua porcentagem de compensação;
- Porcentagem de compensação desejada.

Compensação Série

Dados da Linha de Transmissão

Resistência Distribuída [ohm/km]	0,019652
Indutância Distribuída [ohm/km]	1,2133
Capacitância Distribuída [Siemens/km]	0,0000046664
Tensão na Barra Emissora [kV]	500

Sair < Retornar Avançar >

Figura 41 – Janela inicial do módulo “Compensação Série”

Compensação Série

Tipo de Análise da Compensação Série

Calcular Compensação para a Linha

Dados de Entrada da Compensação Série

D1 [km]	0	
D2 [km]	300	
D3 [km]	300	
D4 [km]	0	

X1 Compensação [%]	50
X2 Compensação [%]	0
X3 Compensação [%]	50
Percentual de Compensação Total [%]	50

Sair < Retornar Avançar >

Figura 42 – Janela inicial para calcular a compensação série

Em seguida, o módulo mostra em sua próxima janela, Figura 43, os seguintes resultados:

- Parâmetros para Compensação Série – Série 1, Série 2 e Série 3 em MVar capacitivo.

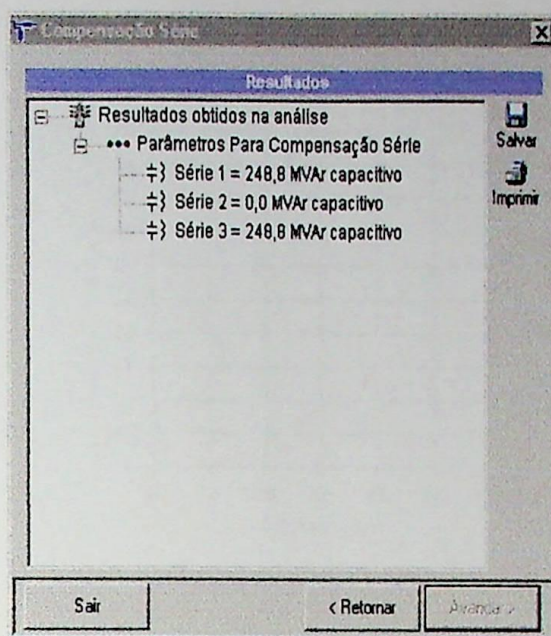


Figura 43 – Resultados da análise do cálculo da compensação série

O usuário pode ainda desenvolver uma análise para verificar uma compensação implementada, para isso deve voltar a janela mostrada na Figura 42 e fazer os ajustes nos dados necessários, Figura 44.

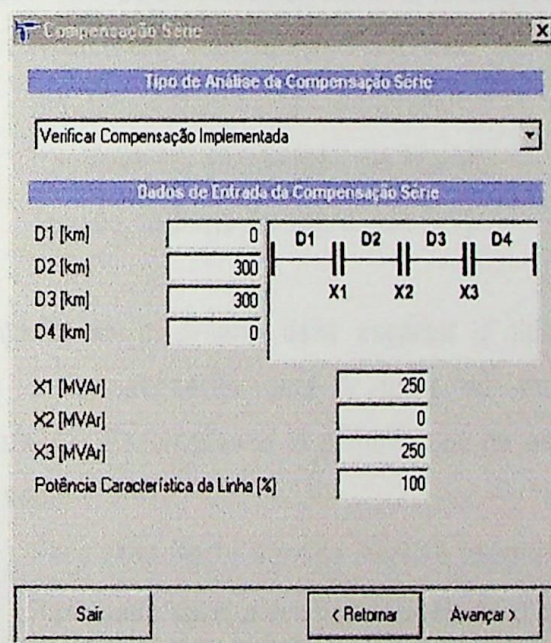


Figura 44 – Verificando a compensação calculada

Clicando em "Avançar" o programa irá apresentar um gráfico do perfil de tensão ao longo da linha, conforme Figura 45.

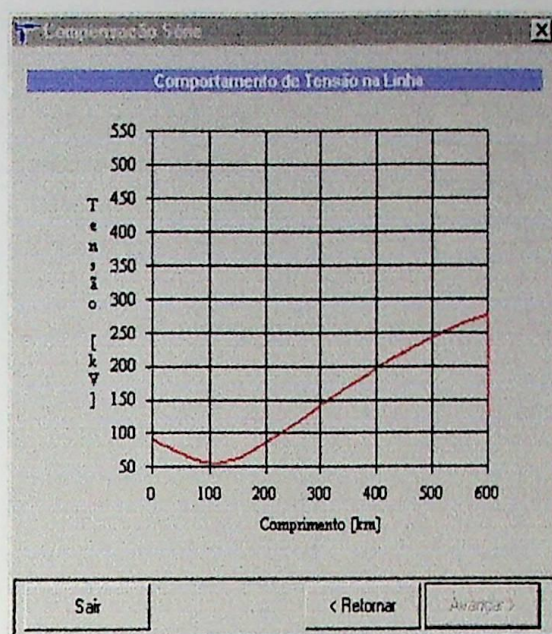


Figura 45 – Comportamento da tensão na linha

5.4.4 Compensação Shunt

Escolhendo-se o módulo “Compensação Shunt”, a primeira janela que surge é a apresentada na Figura 46 onde se devem preencher os campos:

- Resistência Distribuída – em $[\Omega/\text{km}]$;
- Indutância Distribuída – em $[\Omega/\text{km}]$;
- Capacitância distribuída – em $[\text{S}/\text{km}]$;
- Tensão na Barra Emissora – em $[\text{kV}]$.

Avançando-se o usuário deve escolher o tipo de análise a ser efetuada: calcular a compensação para a linha ou verificar compensação implementada, Figura 47. Escolhendo-se o primeiro tipo de análise deve-se entrar com os seguintes dados:

- Para cada trecho deve-se inserir o comprimento em $[\text{km}]$;
- Para cada shunt a sua porcentagem de compensação;
- Tensão na barra receptora em $[\text{kV}]$.

Compensação Shunt

Dados da Linha de Transmissão

Resistência Distribuída [ohm/km]	0,107
Indutância Distribuída [ohm/km]	0,510823
Capacitância Distribuída [Siemens/km]	,000003185575
Tensão na Barra Emissora [kV]	230

Sair < Retornar Avançar >

Figura 46 – Janela inicial do módulo “Compensação Shunt”

Compensação Shunt

Tipo de Análise da Compensação Shunt

Calcular Compensação para a Linha

Dados de Entrada da Compensação Shunt

D1 [km]	0
D2 [km]	181
D3 [km]	181
D4 [km]	0

Y1 Compensação [%] 50

Y2 Compensação [%] 0

Y3 Compensação [%] 50

Tensão na Barra Receptora [kV] 235

Sair < Retornar Avançar >

Figura 46 – Janela inicial para calcular a compensação shunt

Em seguida, o módulo mostra em sua próxima janela, Figura 47, os seguintes resultados:

- Parâmetros para Compensação Shunt – Shunt 1, Shunt 2 e Shunt 3 em MVar indutivo.

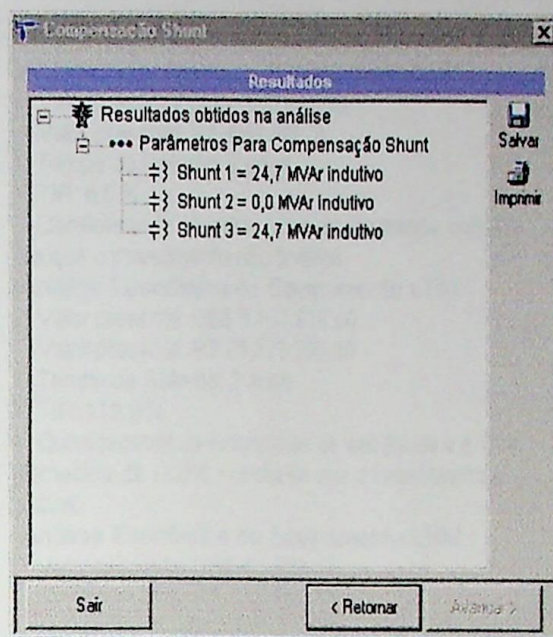


Figura 47 – Resultados da análise do cálculo da compensação shunt

O usuário pode ainda desenvolver uma análise para verificar uma compensação implementada, para isso deve voltar a janela mostrada na Figura 46 e fazer os ajustes nos dados necessários conforme apresentado no item anterior.

5.5 Análise Geral

Após o usuário ter inserido todos os itens individualmente, pode ser efetuada uma análise econômica global que leva em consideração todos os itens cadastrados como sendo um pacote de investimento.

Para acessar essa função o usuário deverá dar um duplo clique no item "Análise Geral" na área de exploração, Figura 48.

Nessa análise será apresentado o estudo da viabilidade econômica de cada equipamento inserido no sistema individualmente, e em seguida será apresentada uma análise econômica global.



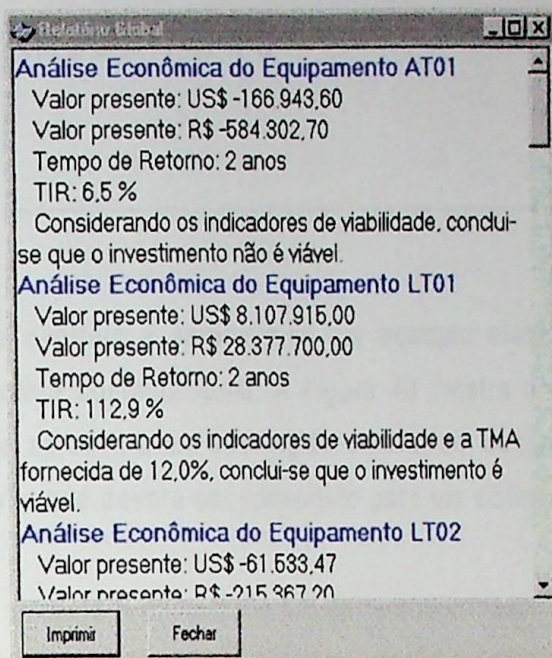


Figura 48 – Resultados da análise econômica global

6 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo é apresentado um exemplo elaborado para os testes realizados no programa computacional. A Figura 49 mostra o sistema elétrico que será convertido, ele apresenta em sua região central um conjunto de equipamentos que operam a 88 kV e que deverá ser convertido para um sistema de 138 kV.

Este sistema é alimentado um autotransformador AT1 de 50 MVA, que abaixa a tensão de 500 kV para 88 kV. A energia então é entregue a uma subestação SE através de uma linha de transmissão LT1 de 40 km. Por sua vez esta subestação de passagem distribui a energia para duas linhas LT2 e LT3. A linha LT2, de 20 km, alimenta uma subestação com dois transformadores TR1 e TR2 de 15 MVA cada um, que transforma a tensão de 88 kV para a tensão de distribuição urbana de 13,8 kV. A linha LT3, de 25 km, alimenta o transformador TR3 de 50 MVA e tem uma continuação pela linha LT4, de 15 km, para um outro transformador TR4 de 30 MVA.

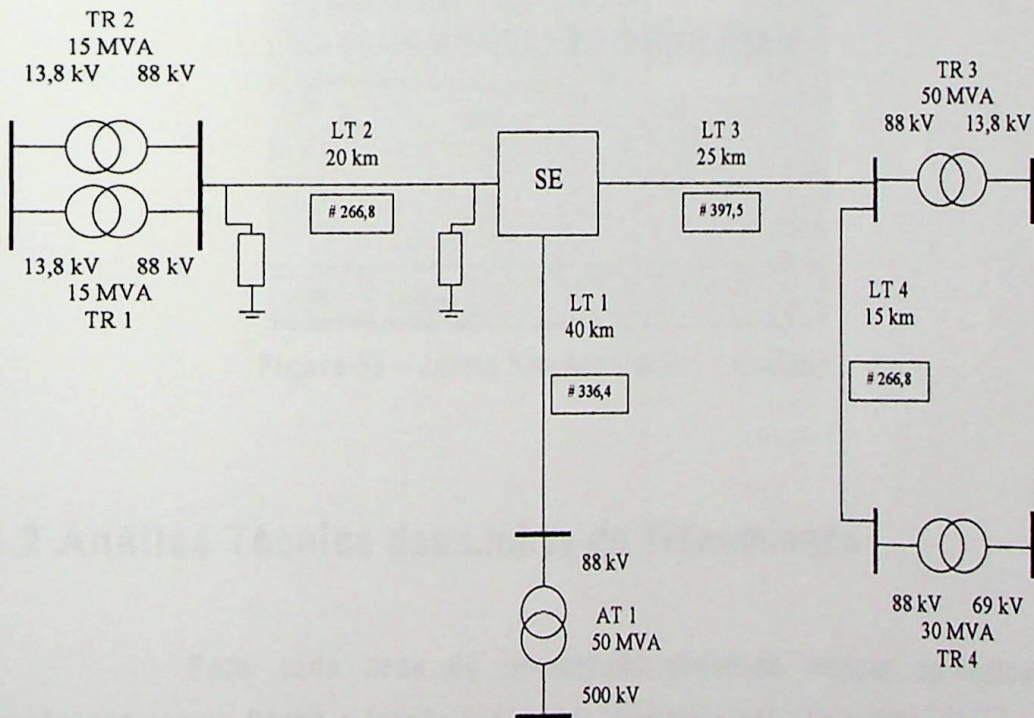


Figura 49 - Sistema elétrico para testes

6.1 Opções Gerais

Selecionando-se, através do "double-click" do mouse a opção "Opções Gerais" surge na área de trabalho a janela da Figura 50. Nela o usuário deve preencher a tensão do sistema atual (88 kV) e a do sistema proposto (aquela que o sistema virá a ter, neste exemplo 138 kV).

E ainda, são necessárias algumas informações para os cálculos das análises econômicas, tais como taxa mínima de atratividade, taxa de juros e tempo de análise, que neste exemplo foram consideradas de 12%, 17% e 20 anos, respectivamente. É pedido também o câmbio do dólar, pois o programa internamente converte todos os valores para esta moeda (aqui utilizada de R\$ 3,50 / US\$).

Tensões dos Sistemas Analisados	
Tensão do Sistema Atual [kV]	88
Tensão do Sistema Proposto [kV]	138
Informações para Relatórios Comparativos	
Taxa Mínima de Atratividade [%]	12
Taxa de Juros Utilizada [%]	17
Tempo de Análise [anos]	20
Conversão de Moeda	
Câmbio do Dólar [R\$]	3,5

Figura 50 – Janela "Opções Gerais" – Análises

6.2 Análise Técnica das Linhas de Transmissão

Para cada linha de transmissão podem-se efetuar os cálculos mecânicos, como flecha e tensão nos cabos. Vários valores são pedidos para esta análise. Estes valores são divididos em "Informações Mecânicas da Linha de Transmissão" e "Limites Mecânicos para Análise". Exemplos desses valores são:

velocidade do vento, temperatura EDS, percentual de ruptura, entre outros. Estes dados são entrados pelos usuários utilizando-se a janela da Figura 51.

Informações Mecânicas da Linha de Transmissão

Tipo de Cabo: WREN

Velocidade do Vento (m/s): 80

Temperatura EDS (°C): 25

Percentual de Tensão de Ruptura (%): 15

Tempo de Creep "Fluência" (anos): 30

Temperatura de Creep (°C): 27

Limites Mecânicos para Análise

Temperatura Mínima de Análise (°C): 10

Temperatura Máxima de Análise (°C): 120

Incremento da Temperatura (°C): 10

Vão entre Torres Mínimo (m): 100

Vão entre Torres Máximo (m): 300

Incremento do Vão (m): 50

Botões: Sair, < Retornar, Avançar >

Figura 51 – Janela “Flecha e Tensão nos Cabos”

Os resultados dos cálculos podem ser observados nas janelas da Figura 52.

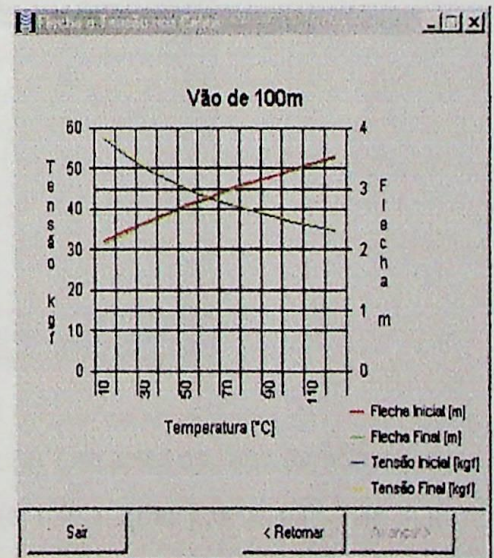
Dados da Linha de Transmissão

Vão (m): 100

Temp. (°C)	Flecha Inicial (m)	Flecha Final (m)	Tensão Inicial (kgf)
10	2,14	2,11	57,12
20	2,3	2,27	53,14
30	2,45	2,43	49,9
40	2,6	2,57	47,18
50	2,73	2,7	44,87
60	2,86	2,83	42,86
70	2,98	2,96	41,11
80	3,1	3,08	39,55
90	3,21	3,19	38,15
100	3,32	3,3	36,9
110	3,43	3,41	35,76
120	3,53	3,51	34,72

Botões: Sair, < Retornar, Avançar >

(a)



(b)

Figura 52 – Janela “Flecha e Tensão nos Cabos” – Resultados: (a) Valores numéricos e (b) Gráficos

Outra análise que pode ser feita é o cálculo dos parâmetros da linha. Estes cálculos podem ser desenvolvidos através das janelas da Figura 53, onde são pedidos os “Elementos da Linha de Transmissão”, “Informações dos Cabos das Fases” e “Informações dos Cabos Pára-Raios”.

Elementos da Linha de Transmissão

Número de Subcondutores por Fase: 1

Raio do Conjunto de Subcondutores (m):

Número de Circuitos Trifásicos: 1

Número de Cabos Pára-Raios: 1

Comprimento da Linha (km): 20

Buttons: Sair, < Retornar, Avançar >

(a)

Informações dos Cabos das Fases

Tipo de Cabo de Fase: Linnet

Flecha Típica dos Cabos de Fase (m): 1.4

Circuito Trifásico 1

	Altura	Do Centro da Torre
Fase A	20 m	10 m
Fase B	20 m	0 m
Fase C	20 m	-10 m

Diagram: A schematic of a transmission tower with a vertical height 'H' and a horizontal offset 'X' from the centerline.

Buttons: Sair, < Retornar, Avançar >

(b)

Informações dos Cabos Pára-Raios

Tipo de Cabo Pára-Raios: WREN

Flecha Típica dos Cabos (m): 1.2

Posição dos Cabos Pára-Raios

	Altura	Do Centro da Torre
Cabo 1	25 m	0 m
Cabo 2	0 m	0 m

Buttons: Sair, < Retornar, Avançar >

(c)

Figura 53 – Janela “Parâmetros da Linha”: (a) Elementos da linha de transmissão; (b) Informações dos cabos das fases e (c) Informações dos cabos pára-raios

Preenchendo conforme ilustrado, a janela da Figura 54 apresenta os resultados obtidos na análise, ou seja, os parâmetros da linha sem e com transposição e o quadripolo da linha.

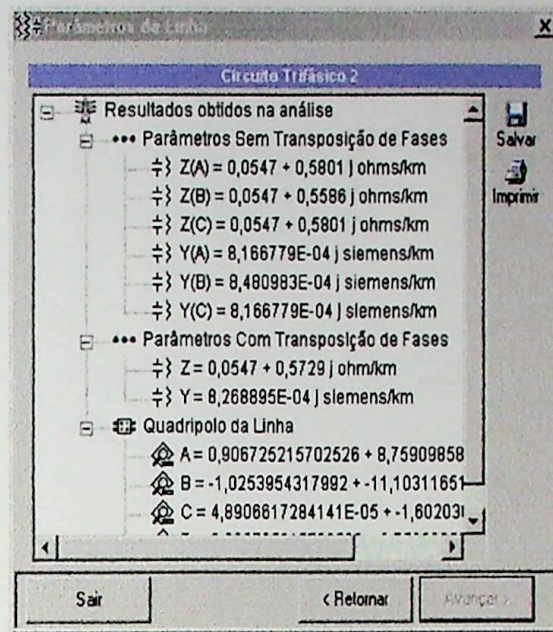
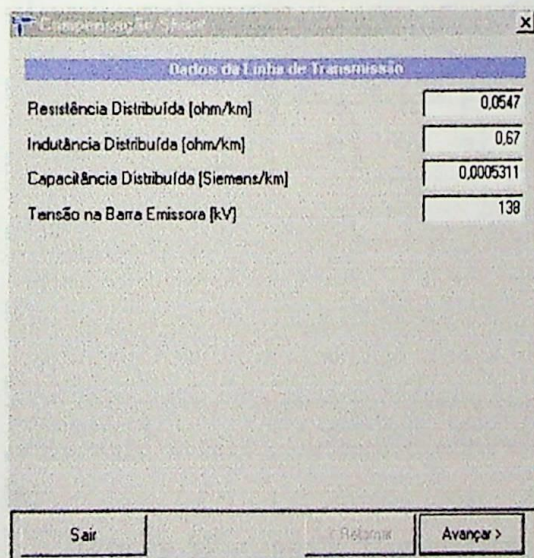
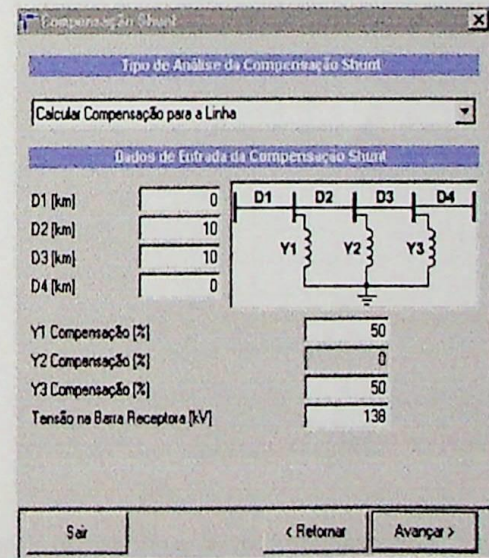


Figura 54 – Janela “Parâmetros da Linha” – Resultados

Como a linha LT2 apresenta reatores shunts em suas extremidades uma análise dos mesmos também pode ser feita. Inicialmente, preenchem-se os dados das janelas da Figura 55, que são “Dados da Linha de Transmissão”, “Tipo de Análise da Compensação Shunt” e “Dados de Entrada da Compensação Shunt”. Os resultados da compensação são mostrados na janela da Figura 56.



(a)



(b)

Figura 55 – Janela “Compensação Shunt”: (a) Dados da linha de transmissão e (b) Dados da análise da compensação shunt

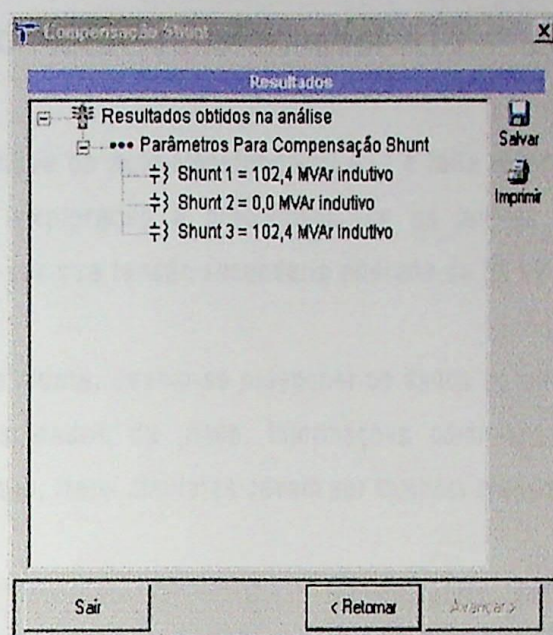
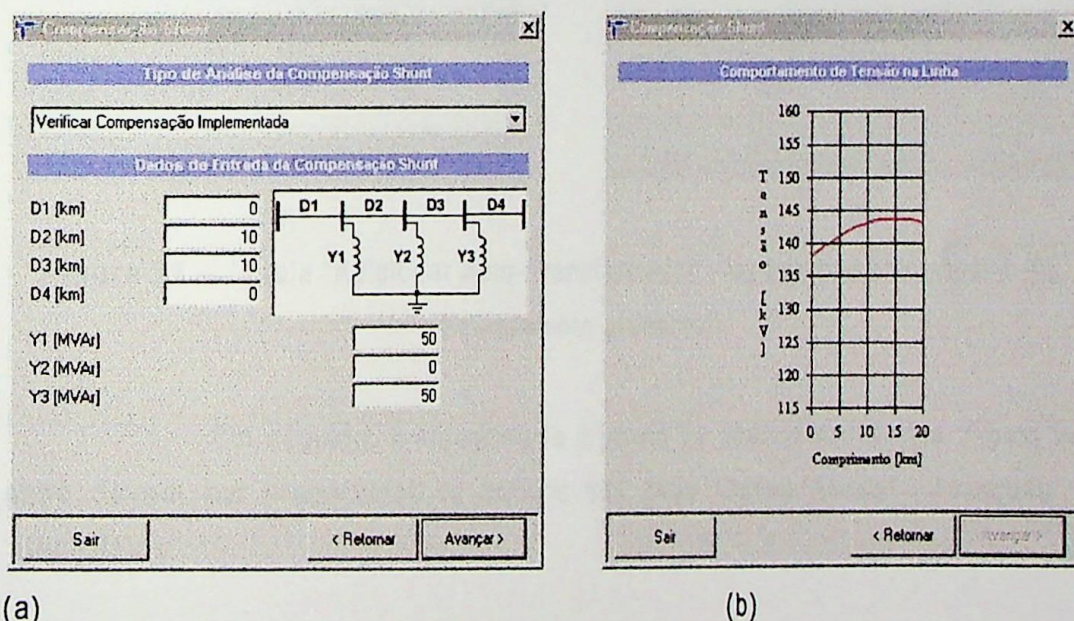


Figura 56 – Janela “Compensação Shunt” – Resultados

Após esta análise o usuário pode optar no item “Tipo de Análise da Compensação Shunt” pelo item “Verificar Compensação Implementada” encontrando o gráfico apresentado na janela da Figura 57.



(a)

(b)

Figura 57 – Janela “Compensação Shunt”: (a) Verificação da compensação implementada e (b) Comportamento da tensão na linha

6.3 Análise do Auto-Transformador AT1

A análise do auto-transformador AT1 é feita selecionando o item Auto-Trafo na área de exploração e preenchendo-se as janelas da Figura 58. Este transformador deve ter sua tensão secundária alterada de 88 kV para 138 kV.

Inicialmente, devem-se preencher os dados do equipamento atual, que são referentes aos dados da placa, informações adicionais e refrigeração. No equipamento proposto, itens similares devem ser também preenchidos.

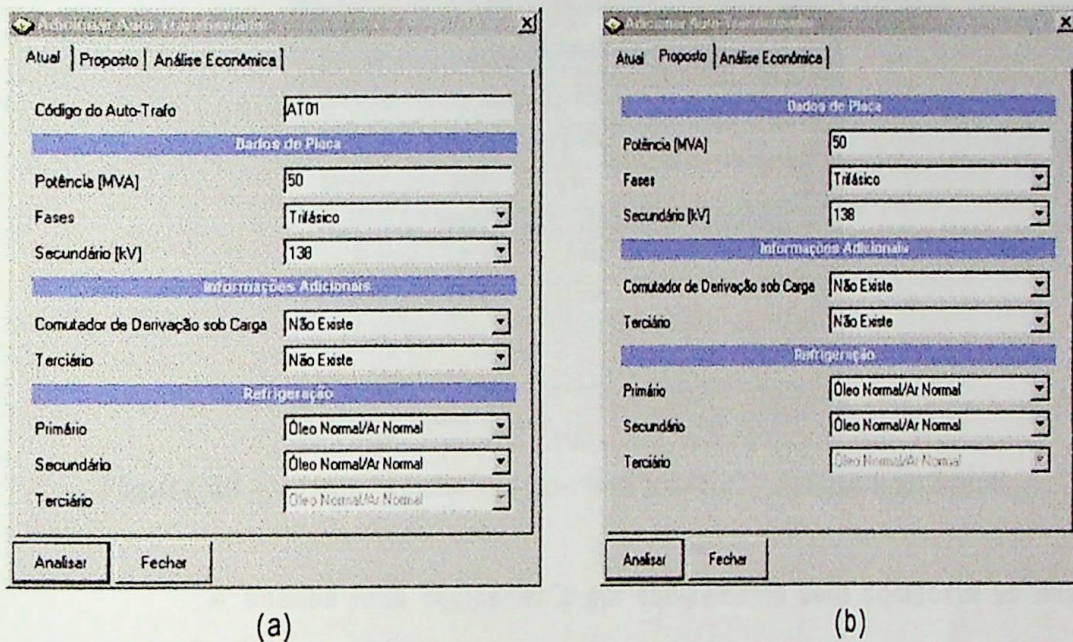


Figura 58 – Janela “Adicionar Auto-Transformador”: (a) Equipamento atual e (b) Equipamento proposto

Em seguida, é apresentada a janela da análise econômica, Figura 59, onde devem ser preenchidos os campos dos itens “Dados Gerais”, “Avançado” e “Benefícios”.

O pacote computacional possui internamente um banco de dados com valores típicos para os auto-transformadores, que pode ser acessado para uma primeira análise pelo botão “\$” ao lado do item investimento. Ao clicar no botão “Analisar”, o programa efetua os cálculos devidos e mostra o resultado para este equipamento individualmente. Neste caso a saída foi:

Análise Econômica do Equipamento AT01

Valor presente: US\$ -166.943,60

Valor presente: R\$ -584.302,70

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 6,5 %

Considerando os indicadores de viabilidade, conclui-se que o investimento não é viável.

Dados Gerais	
Investimento [US\$]	404673
Custo de Manutenção [US\$/ano]	1500
Vida Útil [anos]	25
Avançado	
Valor Residual do Equip. Atual [US\$]	100000
Valor Residual do Equip. Novo [US\$]	100000
Considerar Valor Residual	Sim
Benefícios	
Benefício Direto [US\$]	15000
Benefícios Indiretos [US\$]	10000

Figura 59 – Janela “Adicionar Auto-transformador” – Análise Econômica

A análise feita equipamento por equipamento será composta no final para a emissão do parecer final.

6.4 Analisando o Capacitor Shunt

A linha LT2 apresenta capacitores shunt em suas extremidades. Para se realizar a análise destes equipamentos deve-se preencher a sua potência, em MVA, conforme mostrado nas janelas da Figura 60 e calculado anteriormente.

Na janela da Figura 61 efetua-se a análise econômica para tal é necessário o preenchimento dos campos dos itens “Dados Gerais”, “Avançado” e “Benefícios”. Da mesma forma como apresentado para Auto-Transformadores, o

pacote computacional possui um banco de dados com valores típicos para os capacitores shunt.

Figure 60 consists of two side-by-side screenshots of a software window titled "Adicionar Capacitor Shunt".

Screenshot (a) shows the "Atual" (Current) tab. It contains the following fields:

- Código do Shunt: SH01
- Potência (MVA): 50

 There is a highlighted section labeled "Dados de Preço" (Price Data) which is currently empty. At the bottom are buttons for "Analisar" (Analyze) and "Fechar" (Close).

Screenshot (b) shows the "Proposto" (Proposed) tab. It contains the following fields:

- Potência (MVA): 50

 The "Dados de Preço" section is highlighted. At the bottom are buttons for "Analisar" (Analyze) and "Fechar" (Close).

(a)

(b)

Figura 60 – Janela “Capacitor Shunt”: (a) Equipamento atual e (b) Equipamento proposto

Figure 61 is a screenshot of the "Adicionar Capacitor Shunt" software window in the "Análise Econômica" (Economic Analysis) tab. It displays the following data:

Dados Gerais	
Investimento [US\$]	1159144
Custo de Manutenção [US\$/ano]	40000
Vida Útil [anos]	20
Avançado	
Valor Residual do Equip. Atual [US\$]	0
Valor Residual do Equip. Novo [US\$]	450000
Considerar Valor Residual	Sim
Benefícios	
Benefício Direto [US\$]	0
Benefícios Indiretos [US\$]	750000

At the bottom of the window are buttons for "Analisar" (Analyze) and "Fechar" (Close).

Figura 61 – Janela “Adicionar Capacitor Shunt” – Análise Econômica

6.5 Analisando as Linhas de Transmissão

A parte do sistema elétrico sob análise possui 4 linhas de transmissão que devem ser analisadas individualmente. Aqui se apresenta somente a linha LT1, as demais seguem o mesmo padrão de preenchimento. Inicialmente, são apresentadas as janelas da Figura 62, onde elementos dos itens: “Estrutura e Cabos Condutores” e “Cabo Pára-Raio”, do circuito atual e do circuito proposto, devem ser preenchidos.

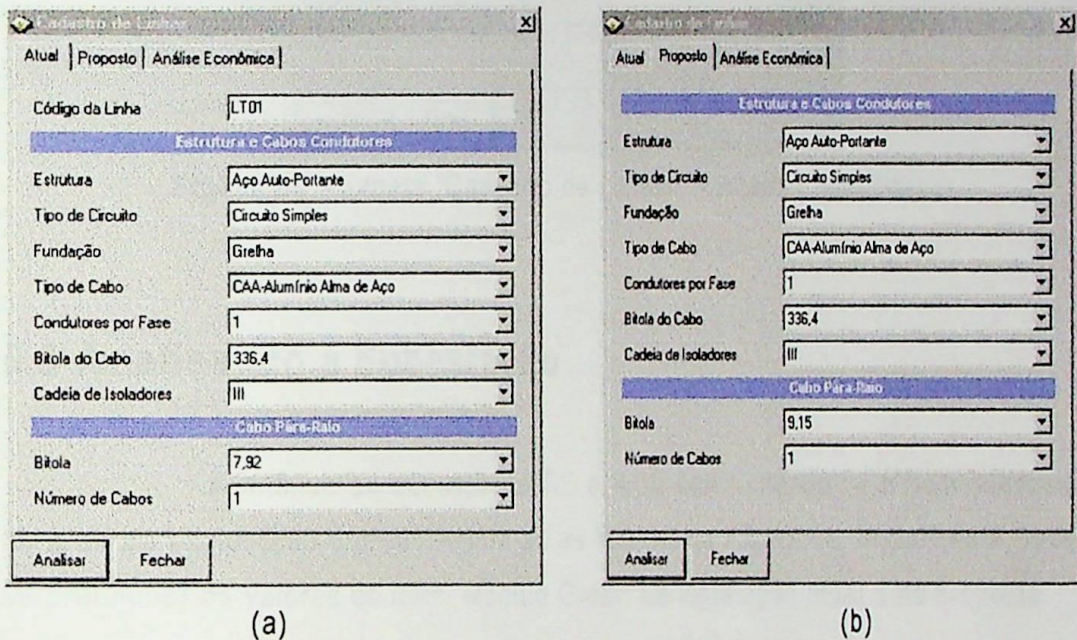


Figura 62 – Janela “Cadastro de Linhas”: (a) Equipamento atual e (b) Equipamento proposto

A janela da Figura 63 apresenta mais alguns dados que devem ser preenchidos para que a análise econômica possa ser feita, ao se clicar no botão “Analisar”.

Dados Gerais	
Distância [km]	40
Investimento [US\$/km]	67777,93
Custo de Manutenção [US\$/ano]	45000
Vida Útil [anos]	25
Avançado	
Valor Residual do Equip. Atual [US\$]	1200000
Valor Residual do Equip. Novo [US\$]	1200000
Considerar Valor Residual	Não
Benefícios	
Benefício Direto [US\$]	0
Benefícios Indiretos [US\$]	1750000

Buttons: Analisar, Fechar

Figura 63 – Janela “Cadastro de Linhas” – Análise Econômica

6.6 Analisando a Subestação

A análise da subestação SE é feita selecionando-se o item adequado na área de exploração e preenchendo-se as janelas da Figura 64. Inicialmente, deve-se preencher os valores do item “Módulo Geral” na instalação atual e da proposta.

Em seguida é apresentada a janela da “Análise Econômica”, conforme mostrada na Figura 65, onde devem ser preenchidos os campos dos itens “Dados Gerais”, “Avançado” e “Benefícios”. O pacote computacional possui internamente um banco de dados com valores típicos para diversos tipos de subestações, que analisa o tipo da subestação e atribui um valor médio de investimento para ela.

Figure 64 consists of two side-by-side screenshots of a software dialog box titled "Adicionar Subestação". Both screenshots show the "Atual" | "Proposto" | "Análise Econômica" tabs. Screenshot (a) shows the "Atual" tab with the "Módulo Geral" section. The "Código da Subestação" is "SE01". The "Arranjo" is "Barra Simples", "Porte" is "Pequena", "Entradas de Linha" is "2", "Conexões com Transformador" is "2", "Interligações de Barra" is "0", and "Interligações sem Disjuntor" is "0". Screenshot (b) shows the "Proposto" tab with the same "Módulo Geral" section, but with "Arranjo" set to "Barra Simples", "Porte" set to "Pequena", "Entradas de Linha" set to "2", "Conexões com Transformador" set to "2", "Interligações de Barra" set to "0", and "Interligações sem Disjuntor" set to "0". Both screenshots have "Analisar" and "Fechar" buttons at the bottom.

(a)

(b)

Figura 64 – Janela “Adicionar Subestação”: (a) Instalação atual e (b) Instalação proposta

Figure 65 is a screenshot of the "Adicionar Subestação" dialog box, specifically the "Análise Econômica" tab. It is divided into three sections: "Dados Gerais", "Avançado", and "Benefícios". In the "Dados Gerais" section, "Investimento [US\$]" is 3220706, "Custo de Manutenção [US\$/ano]" is 1150000, and "Vida Útil (anos)" is 20. In the "Avançado" section, "Valor Residual do Equip. Atual [US\$]" is 1700000, "Valor Residual do Equip. Novo [US\$]" is 1700000, and "Considerar Valor Residual" is set to "Sim". In the "Benefícios" section, "Benefício Direto [US\$]" is 800000 and "Benefícios Indiretos [US\$]" is 800000. The "Analisar" and "Fechar" buttons are at the bottom.

Figura 65 – Janela “Adicionar Subestação” – Análise Econômica

6.7 Análise Final

A análise feita equipamento por equipamento e será composta quando a opção análise geral for selecionada. Diversos cálculos serão feitos e,

automaticamente, será emitido um parecer final conclusivo, conforme mostrado na janela da Figura 66 e na listagem a seguir:

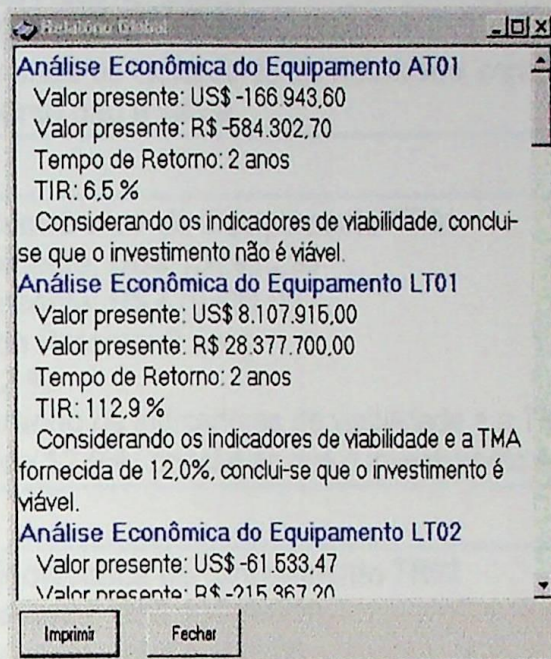


Figura 66 – Janela "Relatório Global"

Análise Econômica do Equipamento AT01

Valor presente: US\$ -166.943,60

Valor presente: R\$ -584.302,70

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 6,5 %

Considerando os indicadores de viabilidade, conclui-se que o investimento não é viável.

Análise Econômica do Equipamento LT01

Valor presente: US\$ 8.107.915,00

Valor presente: R\$ 28.377.700,00

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 112,9 %

Considerando os indicadores de viabilidade e a TMA fornecida de 12,0%, conclui-se que o investimento é viável.

Análise Econômica do Equipamento LT02

Valor presente: US\$ -61.533,47

Valor presente: R\$ -215.367,20

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 15,9 %

Considerando os indicadores de viabilidade, conclui-se que o investimento não é viável.

Análise Econômica do Equipamento TR01

Valor presente: US\$ 136.980,30

Valor presente: R\$ 479.431,00

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 31,2 %

Considerando os indicadores de viabilidade e a TMA fornecida de 12,0%, conclui-se que o investimento é viável.

Análise Econômica do Equipamento TR02

Valor presente: US\$ 136.980,30

Valor presente: R\$ 479.431,00

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 31,2 %

Considerando os indicadores de viabilidade e a TMA fornecida de 12,0%, conclui-se que o investimento é viável.

Análise Econômica do Equipamento SE01

Valor presente: US\$ 1.085.365,00

Valor presente: R\$ 3.798.776,00

Tempo de Retorno: 3 anos

TIR: 29,7 %

Considerando os indicadores de viabilidade e a TMA fornecida de 12,0%, conclui-se que o investimento é viável.

Análise Econômica do Equipamento LT03

Valor presente: US\$ 1.229.943,00

Valor presente: R\$ 4.304.799,00

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 37,6 %

Considerando os indicadores de viabilidade e a TMA fornecida de 12,0%, conclui-se que o investimento é viável.

Análise Econômica do Equipamento LT04

Valor presente: US\$ -259.991,30

Valor presente: R\$ -909.969,50

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 8,8 %

Considerando os indicadores de viabilidade, conclui-se que o investimento não é viável.

Análise Econômica do Equipamento TR03

Valor presente: US\$ -215.977,20

Valor presente: R\$ -755.920,30

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 5,6 %

Considerando os indicadores de viabilidade, conclui-se que o investimento não é viável.

Análise Econômica do Equipamento TR04

Valor presente: US\$ 53.717,05

Valor presente: R\$ 188.009,70

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 21,2 %

Considerando os indicadores de viabilidade e a TMA fornecida de 12,0%, conclui-se que o investimento é viável.

Análise Econômica do Equipamento RE01

Valor presente: US\$ 274.272,60

Valor presente: R\$ 959.954,10

Tempo de Retorno: 2 anos

TIR: 26,8 %

Considerando os indicadores de viabilidade e a TMA fornecida de 12,0%, conclui-se que o investimento é viável.

Análise Econômica Final**Método do Valor Presente**

Valor presente: US\$ 10.284.940,00

Valor presente: R\$ 35.997.290,00

Método do Tempo de Retorno

Tempo de Retorno: 3 anos

Método da Taxa Interna de Retorno

TIR: 42,0 %

Conclusão

Considerando os indicadores de viabilidade e a TMA fornecida, conclui-se que o investimento é viável.

CONCLUSÃO Verifica-se que a transformação é viável e tem tempo de retorno dos investimentos de 3 anos.

O primeiro ponto analisado é a disponibilidade de recursos humanos para a implementação do sistema. A análise realizada indica que a empresa possui recursos humanos suficientes para a implementação do sistema em qualquer sistema.

Esta análise foi feita de acordo com o procedimento de avaliação de risco financeiro, baseado no método de análise de fluxo de caixa. A análise indica que a implementação do sistema é viável, pois o valor presente líquido é positivo, o que indica que o investimento é viável.

O método de análise de risco financeiro utilizado no estudo foi o método de análise de fluxo de caixa. Este método consiste em calcular o valor presente líquido (VPL) de um investimento, considerando os fluxos de caixa esperados ao longo do tempo e o custo de oportunidade do dinheiro. O VPL é calculado a partir da soma dos fluxos de caixa esperados, descontados para o valor presente, menos o investimento inicial. Um VPL positivo indica que o investimento é viável.

Os resultados da análise de risco financeiro indicam que o investimento é viável, pois o VPL é positivo. Isso significa que o valor presente dos fluxos de caixa esperados é maior do que o investimento inicial. Portanto, a implementação do sistema é viável e deve ser considerada uma opção para a empresa.

Os dados financeiros apresentados no estudo foram baseados em estimativas e não representam uma garantia de resultados. A implementação do sistema pode ser afetada por fatores não considerados no estudo, como mudanças de preços, custos ou receitas. Portanto, a empresa deve monitorar o desempenho do sistema e tomar medidas corretivas caso necessário.

CONCLUSÕES

O resultado desse trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia que integra métodos de análise econômica de viabilidade de investimento com métodos de análise técnica de sistemas elétricos. E mais, o desenvolvimento de uma ferramenta computacional a qual permitisse a implementação desse tipo de estudo em qualquer sistema.

Esta metodologia verifica as vantagens e as desvantagens técnico-econômicas dessa transformação, levando-se em consideração, entre outras, as características físicas da linha de transmissão, sua integração no sistema de transmissão de energia, seu envelhecimento, a carga futura que irá atender, seu regime de funcionamento e o seu percurso.

O "ATETraCT" é um programa modular, desenvolvido em Visual Basic, e que incorpora bancos de dados do tipo Access internamente para armazenamento dos dados do sistema em análise e de sistemas típicos. A idéia central que orientou o desenvolvimento dessa ferramenta computacional foi o desenvolvimento de um aplicativo que possibilitasse a elaboração de estudos de sistemas elétricos independente de sua topologia.

Outra característica relevante é a simplicidade no uso e na entrada de dados, uma vez que atualmente existe uma preocupação muito grande no desenvolvimento de interfaces amigáveis. Para tal, foi utilizado o esquema de exploração do Windows Explorer para que o usuário acesse os diversos módulos e insira elementos em cada um deles.

Os testes realizados individualmente em cada módulo, os quais não foram apresentados nessa dissertação para não tornar o documento muito extenso, comprovaram a consistência do método de análise, e a adequação dos dados de entrada para embasar os cálculos elaborados.

Porém, além desses testes observou-se a necessidade de um estudo que englobasse o sistema como um todo, pois às vezes em equipamento quando analisado individualmente pode não ser viável enquanto que dentro de uma análise de um sistema todo pode resultar para o sistema como viável, mesmo com elementos que não são viáveis junto.

O teste elaborado apresentou resultados muito bons, e abrangeu tanto as análises individuais quanto a análise do sistema todo. Esse programa foi desenvolvido dentro do âmbito de um projeto de P&D para Companhia Piratininga de Força e Luz e tem sido testado pelos colaboradores da empresa, e ainda deverá entrar em operação até o fim do ano.

O uso da ferramenta desenvolvida possibilitou auferir os seguintes benefícios:

- Definição de modelos para a repotencialização de sistemas elétricos;
- Desenvolvimento de uma metodologia de análise técnico-econômica para estudos da viabilidade da repotencialização;
- Geração de estudos de cenários de expansão do sistema;
- Identificação de pontos de melhoria da continuidade de serviços e redução de perdas e custos;
- A melhor utilização da capacidade de transmissão dos sistemas elétricos;
- O estabelecimento de uma análise completa dos sistemas de transmissão, levando em consideração sua confiabilidade e diminuindo interrupções de energia;
- A maior racionalidade na análise dos projetos de recondução;
- A possibilidade de integrar os diversos segmentos envolvidos no processo de transformação de classe de tensão de sistemas elétricos com seus custos e benefícios.

Por fim, para o sistema de transmissão, a expansão de sua capacidade é feita, geralmente, pela criação direta de novas linhas acopladas ao sistema sobrecarregado já existente, enquanto repotencialização das linhas existente não é

tão comum, sendo até evitado por muitos por não ser viável ou parecer anti-econômico de ser realizado.

Agora, com a ferramenta computacional desenvolvida é possível desenvolver estudos de expansão e compará-los com estudos de repotencialização, sendo que é interessante salientar que tais estudos devem focar os demais elementos associados ao sistema de transmissão, como subestações, compensações da linha e outros elementos.

Finalmente, pela característica modular implementada no desenvolvimento do programa é perfeitamente possível inserir novos módulos de análises de equipamentos que não foram contemplados, ou novos métodos para os equipamentos atuais, o que colabora para a manutenibilidade do aplicativo e futuros desenvolvimentos.

Bibliografia

- [1] Rossi, R. **Classificador Hierárquico Sistêmico para Redes Elétricas de Alta Tensão**, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 2000.
- [2] Curi, M. A.; Negrisoli, M. E. M. **Subestações**. Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria, Apostila do curso.
- [3] **Norma IEC 439**.
- [4] D'Ajuz, A.; et al. **Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão**. Furnas, 1985.
- [5] Carvalho, A. C. C.; et al. **Disjuntores e Chaves – Aplicação em Sistemas de Potência**. Editora da Universidade Federal Fluminense, 1995.
- [6] Colombo, R. **Disjuntores de Alta Tensão**. Ed. Nobel/Siemens, São Paulo. 1986.
- [7] Frontin, O. S.; Colombo, R.; et al. **Disjuntores e Chaves Seccionadoras de Alta Tensão**. Furnas Centrais Elétricas S.A., Editora da Universidade Federal Fluminense, Niterói. 1995.
- [8] Flurscheim, C. H. **Power circuit breaker – theory and design**. IEEE Monography Series 17, P. Peregrinus Ltd. 1977.
- [9] Fihman, A. **SF₆ physical and chemical data**. Merlin Gerin technical news, fascicule 3, 2nd half year 1976.
- [10] Pelenc, Y. **SF₆, circuit-breaker gas, the reasons why**. Merlin Gerin technical news, fascicule 1, 2nd half year 1976.

- [11] Dubsis, M. **SF₆, the dielectric gas**. Merlin Gerin technical news, fascicule 2, 2nd half year 1976.
- [12] Rufato Jr., E. **Tecnologia de equipamentos em SF₆**. Monografia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 1994.
- [13] Mileaf, H. **Eletricidade**. Ed. Martins Fontes, 1^a ed., São Paulo, 1982.
- [14] **NBR 5416**, Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência, Procedimento.
- [15] **NBR 7037**, Recebimento, Instalação e Manutenção de Transformadores de Potência, em Óleo Isolante Mineral, Procedimento.
- [16] Milasch, M. **Manutenção de transformadores em líquido isolante**. Editora Edgard Blücher Ltda. São Paulo, 1984.
- [17] Levy, A. F. S.; Neves, A.; Chagas, F. A.; Martins, H. J. A.; Duque, J. A. M.; Sanglard, M.; Olivieri, M. M.; Castro Filho, W. R.; Chaves, J. M. **Diagnóstico Integrado de Transformadores de Potência**. In: ERLAC, VI II, 1999, Ciudad del Leste, Paraguay.
- [18] Binda, M. **Avaliação da Expectativa de Vida de Transformadores de Potência Através da Degradação do Isolamento Celulósico**. Rio de Janeiro, Furnas Centrais Elétricas, Março/1998.
- [19] Barreto Júnior, J. T.; Rangel Pesenti Gilcinda, M.; Chaves, J. A. **Influência da Manutenção no Óleo Isolante de Transformadores de Potência, sobre as Concentrações de Furanos (FAL-2)**. In: ERLAC, VIII, 1999, Ciudad del Leste, Paraguay.
- [20] Menezes, A. A. **Subestações e Pátio de Manobras de Usinas Elétricas - Volume 1**. Conquista, 1976.

- [21] Menezes, A. A. **Subestações e Pátio de Manobras de Usinas Elétricas – Volume 2**. Conquista, 1977.
- [22] Aoki, A. R. **Planejador Inteligente para o Restabelecimento de Subestações Elétricas**. Dissertação, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1999.
- [23] Bifulco, J. M. **How to estimate construction costs of electrical power substations**. Van Nostrand Reinhold Company, 1973.
- [24] Jardini, J. A. **Sistemas digitais para automação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. São Paulo, s.ed., 1996.
- [25] Ribeiro, G. M. **Sistemas Especialistas para Restabelecimento Automático de Subestações**. Dissertação, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1993.
- [26] Horowitz, S. H.; Phadke, A. G. **Power System Relaying – 2nd Edition**. Research Studies Press, 1995.
- [27] Fonseca, J. R. D. **Manutenção Preventiva e Preditiva de Equipamentos de Alta e Média Tensão**. 14^o Congresso Brasileiro de Manutenção. Foz do Iguaçu, 1999.
- [28] Filho, J. M. **Manual de Equipamentos Elétricos**. Livros Técnicos e Científicos Editora, Volume 2, 2a edição 1994.
- [29] **Normas ABNT: NBR 5060/77 e NBR 5282/77**.
- [30] **Catálogos de fabricantes**.
- [31] Christil, N.; Sadek, K.; Tyll, H.; Lemes, M. N. **Compensação de Reativos em sistemas de Transmissão**. Revista Siemens, 1991.
- [32] Fuchs, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica**. Livros Técnicos e Científicos Editora, Rio de Janeiro, 1979.

- [33] Electric Power Research Institute. **Transmission Line Reference Book 345 kV and Above**. 1975
- [34] **Catálogos de fabricantes.**
- [35] **NBR 5422**, Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica.
- [36] Fuchs, R. D. **Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão**. Edgard Blücher, 1982.
- [37] Navarro, O. **Estruturas metálicas**. Apostila do curso de estruturas da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1985.
- [38] Fragata, F. L. **Pintura de manutenção de equipamentos elétricos e de estruturas metálicas – recomendação técnica**. Anais do II Seminário Nacional de Manutenção do Setor Elétrico.
- [39] Mori, M. K.; de Siqueira, F. J. S. **A experiência da EPTE na inspeção de fundações de estruturas de transmissão utilizando o método de medição do potencial de corrosão**.
- [40] Wojcicki, F. R. **A influência das correntes de fuga (60Hz) advindas dos cabos pára-raios na corrosão das fundações metálicas das linhas de transmissão AC – Tipo grelha dimensionada**. Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1999.
- [41] **NBR 5119**, Reatores para Sistemas de Potência, Especificação.
- [42] **NBR 7569**, Reatores para Sistemas de Potência, Método de Ensaio.
- [43] **Catálogos de fabricantes.**
- [44] Rossi, R. **Apostila de Subestações**, FUPAI, 1994.