

ANDRÉ COLUSSI

**SISTEMA ESPECIALISTA PARA AVALIAÇÃO DE
ALTERNATIVAS DE TOPOLOGIA PARA
SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

**FLORIANÓPOLIS
2002**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

**SISTEMA ESPECIALISTA PARA AVALIAÇÃO DE
ALTERNATIVAS DE TOPOLOGIA PARA
SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

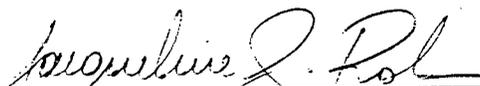
ANDRÉ COLUSSI

FLORIANÓPOLIS, FEVEREIRO DE 2002.

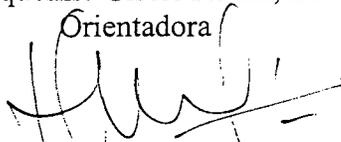
SISTEMA ESPECIALISTA PARA AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE TOPOLOGIA PARA SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO

André Colussi

‘Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração em Sistemas de Potência, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’



Prof.ª Jacqueline Gisèle Rolim, Dr. Eng.
Orientadora

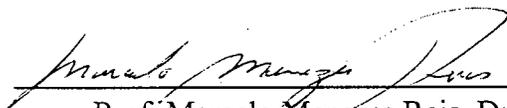


Prof. Edson Roberto De Pieri, Dr. Eng.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



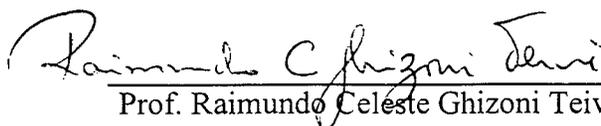
Prof.ª Jacqueline Gisèle Rolim, Dr. Eng.
Presidente



Prof. Marcelo Menezes Reis, Dr. Eng.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.



Prof. Raimundo Celeste Ghizoni Teive, Dr. Eng.

À minha esposa Cláudia
Aos meus pais Milton e Olga
Aos meus irmãos Márcio e Heloisa

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora Jacqueline Gisèle Rolim, cujo trabalho de orientação foi de suma importância para o desenvolvimento deste trabalho, o qual mostrou sua grande competência e a grande pessoa que ela é.

Ao Laboratório de Sistema de Potência - LABSPOT, que forneceu todos os recursos necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

Às pessoas que trabalham no LABSPOT e na secretaria do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, que estavam a toda hora incentivando e se disponibilizando a ajudar.

Aos colegas de mestrado pelo apoio e agradável convivência durante o período do mestrado.

À minha esposa Cláudia, aos meus pais Milton e Olga e a meus irmãos Márcio e Heloisa, por todo incentivo, paciência e amor que me passaram durante este período.

À Deus que me iluminou durante as várias etapas deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

SISTEMA ESPECIALISTA PARA AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE TOPOLOGIA PARA SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO

André Colussi

Fevereiro/2002

Orientadora: Jacqueline Gisèle Rolim, Dr. Eng.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Palavras-chave: Projeto, Subestação, Sistema Especialista, Confiabilidade.

Número de páginas: 105

Este trabalho tem por objetivo apresentar um sistema especialista desenvolvido para auxiliar no processo inicial de projeto de subestações do sistema de transmissão de energia elétrica, tendo em vista a grande complexidade dos fatores associados a essa tarefa. Os critérios empregados para análise das alternativas para configuração dos equipamentos no pátio da subestação são: custo de implantação (equipamentos), confiabilidade e índices qualitativos (impacto ambiental, facilidade/flexibilidade de manobras e preferência do proprietário). O usuário pode, para uma determinada subestação do sistema de transmissão, apresentar ao programa várias alternativas de projeto, respeitando as determinações estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para configuração mínima. Todas essas alternativas são avaliadas utilizando-se os critérios descritos acima. Feita a análise, o sistema apresenta ao usuário o resultado da avaliação de cada alternativa frente a cada requisito, além da alternativa que apresenta a melhor relação custo-benefício, de acordo com heurísticas embutidas em sua base de conhecimento. A metodologia proposta é aplicada para busca da melhor topologia para uma subestação 500/230 kV.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

An Expert System for Evaluating Alternatives of Transmission Substation Topology

André Colussi

February/2002

Advisor: Jacqueline Gisèle Rolim, Dr. Eng.

Area of Concentration: Electrical Systems Power.

Keywords: Design, Substation, Expert System, Reliability.

Number of Pages: 105

This work aims at presenting an expert system developed to support the initial phase of transmission substation design, due to difficulties associated with this task. The design criteria employed for analyzing the substation switchyard alternatives are: implementation cost (equipment), reliability, and qualitative indices (environmental impact, facility/flexibility of maneuvering and owner preferences).

The user may, for a specific transmission substation, present several design alternatives to the system, respecting the minimum requirements established by the National System Operator for substation configuration. All alternatives are evaluated using the previously described criteria.

After the analysis, the system presents the evaluation results for each alternative considering each requisite, besides presenting the alternative that has the best cost-benefit ratio, according to the heuristic rules implemented in its knowledge base. The proposed methodology is applied to search the best topology for a 500/230 kV substation.

Sumário

| | |
|--|----------|
| Capítulo 1 - Introdução | 1 |
| 1.1 Objetivo | 3 |
| 1.2 Estrutura do Trabalho | 3 |
| | |
| Capítulo 2 - Topologias Mais Empregadas em Subestações de Transmissão de Energia Elétrica | 5 |
| 2.1 Introdução..... | 5 |
| 2.2 Principais Equipamentos Existentes no Pátio de uma Subestação..... | 6 |
| 2.2.1 Pára-raios | 6 |
| 2.2.2 Bobina de Bloqueio | 6 |
| 2.2.3 Divisor Capacitivo de Potencial | 6 |
| 2.2.4 Chave Seccionadora de Aterramento..... | 7 |
| 2.2.5 Chaves Seccionadoras | 8 |
| 2.2.6 Disjuntor | 8 |
| 2.2.7 Transformador de Corrente – TC | 8 |
| 2.2.8 Transformador de Potencial - TP..... | 8 |
| 2.2.9 Transformador de Força | 8 |
| 2.2.10 Barramentos..... | 8 |
| 2.3 Equipamentos de Manobra em Subestações | 9 |
| 2.3.1 Disjuntores..... | 9 |
| 2.3.2 Chaves Seccionadoras | 15 |
| 2.4 Defeitos Mais Comuns em Disjuntores e Chaves Seccionadoras..... | 19 |
| 2.5 Arranjos de Subestação | 21 |
| 2.5.1 Arranjo Barra Simples | 21 |
| 2.5.2 Arranjo Barra em Anel | 22 |
| 2.5.3 Arranjo Barra Principal e de Transferência | 23 |
| 2.5.4 Arranjo Barra Dupla | 24 |
| 2.5.5 Arranjo Disjuntor e Meio..... | 26 |
| 2.5.6 Arranjos Híbridos | 27 |
| 2.3 Conclusão..... | 28 |

| | |
|--|-----------|
| Capítulo 3 - Análise Multi-Critérios para Projeto de Subestação | 30 |
| 3.1 Introdução..... | 30 |
| 3.2 Revisão Bibliográfica..... | 31 |
| 3.3 Proposta do Trabalho | 39 |
| 3.4 Conclusões | 41 |
| | |
| Capítulo 4 - Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência..... | 42 |
| 4.1 Introdução..... | 42 |
| 4.2 Custos x Confiabilidade | 43 |
| 4.3 Avaliação da Confiabilidade em Sistemas de Transmissão | 45 |
| 4.4 Processo de Falha, Restauração e Manutenção Programada..... | 47 |
| 4.4.1 Processo de Falha | 47 |
| 4.4.2 Processo de Restauração..... | 48 |
| 4.4.3 Processos de Manutenção Programada..... | 49 |
| 4.5 Índices Estatísticos | 49 |
| 4.6 Confiabilidade de Componentes | 52 |
| 4.7 Modelando a Saída de Componentes | 52 |
| 4.7.1 Princípio Básico..... | 52 |
| 4.7.2 Diagrama Espaço-Estado Geral..... | 55 |
| 4.7.3 Estados Combinados..... | 58 |
| 4.8 Método dos Cortes Mínimos..... | 59 |
| 4.9 Conclusões | 64 |
| | |
| Capítulo 5 - Implementação e Resultados | 65 |
| 5.1 Introdução..... | 65 |
| 5.2 Descrição do Sistema | 65 |
| 5.2.1 O Sistema Especialista..... | 67 |
| 5.2.2 Análise de Confiabilidade – CST | 76 |
| 5.2.3 Dados de Equipamentos | 80 |
| 5.2.4 Dados Qualitativos..... | 80 |
| 5.2.5 O Preço da Energia | 81 |

| | | |
|--|--|------------|
| 5.3 | Exemplo | 83 |
| 5.3.1 | Caso 1: Situação Atual – Anel no Lado de Alta Tensão e Barra Dupla com Quatro Chaves no Lado de Baixa Tensão..... | 85 |
| 5.3.2 | Caso 2: Anel no Lado de Alta Tensão e Barra Principal e Transferência com Três Chaves no Lado de Baixa Tensão..... | 87 |
| 5.3.3 | Caso 3: Anel no Lado de Alta Tensão e Barra Simples no Lado de Baixa Tensão..... | 89 |
| 5.3.4 | Caso 4: Anel no Lado de Alta Tensão e Barra Simples Seccionada no Lado de Baixa Tensão | 91 |
| 5.3.5 | Caso 5: Disjuntor e Meio no Lado de Alta Tensão Barra Dupla com Quatro Chaves no Lado de Baixa Tensão..... | 93 |
| 5.3.6 | Resultado Alcançado | 94 |
| 5.4 | Conclusão | 95 |
| Capítulo 6 - Conclusões | | 97 |
| 6.1 | Considerações Finais..... | 97 |
| 6.2 | Sugestões para Trabalhos Futuros..... | 98 |
| Referências Bibliográficas..... | | 100 |

Capítulo 1

Introdução

Nos últimos anos o setor elétrico brasileiro vem passando por várias mudanças, as quais afetaram a estrutura do setor como um todo. Tomando como exemplo o Estado de Santa Catarina, antes da reestruturação a geração e a transmissão estavam concentradas em poder de uma empresa estatal que agora ficou dividida em duas, uma empresa privada responsável pela geração de energia elétrica e a outra, estatal, responsável pela transmissão dessa.

Para estruturar os relacionamentos entre as empresas do setor elétrico foram criados dois órgãos (órgãos estes a nível nacional) que são, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A ANEEL é vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem como atribuições regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, defendendo o interesse do consumidor; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

O ONS tem a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar o sistema de transmissão de energia em nosso país, tendo como missão assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

Para garantir a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores, as empresas de transmissão de energia elétrica deverão gerenciar seus sistemas de modo que a energia elétrica consumida atenda ao nível de qualidade estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Este nível de qualidade da energia elétrica para o sistema de transmissão ainda está sendo regulamentado pela ANEEL.

O sistema de transmissão é formado basicamente pelas linhas de transmissão e pelas subestações. Estes dois tipos de componentes são os responsáveis pelos índices de confiabilidade do sistema de transmissão.

Outro fato importante é o crescimento contínuo do mercado de energia elétrica, que exige investimentos na expansão da rede e na melhoria da qualidade e continuidade do fornecimento.

Para atender à crescente demanda do setor, existe a necessidade de construção e/ou ampliação não apenas de usinas, mas também de linhas de transmissão e subestações do sistema. No entanto, para manter ou ainda melhorar a confiabilidade do sistema, devem ser realizados estudos para se determinar quais alternativas de expansão são mais adequadas, em termos financeiros, de qualidade e atendimento dos padrões estabelecidos pela empresa proprietária e pelo ONS.

Em decorrência da reestruturação do setor elétrico brasileiro, estão surgindo algumas diretrizes específicas para as subestações, tanto para a implantação (projeto e construção), quanto para operação e manutenção. São elas: (GODOY et al., 2001 , ALTWEGG et al., 2001)

- ✓ Redução dos custos de implantação, operação e manutenção, vistos de forma conjunta e não isoladamente;
- ✓ Terceirização das atividades associadas às subestações: projeto, construção, operação e manutenção;
- ✓ A subestação passa a ser vista como um componente funcional do sistema elétrico e não apenas como um componente isolado;
- ✓ Aumento das restrições ambientais na implantação, operação e manutenção das subestações;
- ✓ Simplificação e compactação da subestação objetivando a redução de custos, o aumento da disponibilidade da operação e a minimização dos impactos ambientais.

Para atender a estas diretrizes as subestações blindadas isoladas a gás também devem ser consideradas, as quais, segundo JACOBSEN et al. (2001) em comparação com as convencionais subestações isoladas a ar tornam-se mais atrativas a partir de um determinado valor de terreno a ser adquirido para a sua instalação, valor esse em torno de US\$ 1.100,00 por metro quadrado.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, visando também a atender a essas diretrizes, incluiu nos seus Procedimentos de Rede (OPERADOR NACIONAL DO

SISTEMA ELÉTRICO, 2000) os requisitos mínimos que as novas subestações devem atender.

Tendo em vista o papel fundamental que as subestações desempenham no sistema de transmissão de energia elétrica, este trabalho propõe um sistema especialista para análise de alternativas de topologias de projetos para subestação de transmissão isoladas a ar, levando em consideração vários critérios, normalmente observados pelas empresas para comparar estas alternativas e selecionar a mais apropriada.

1.1 Objetivo

O trabalho tem como objetivo a construção de um sistema especialista capaz de analisar alternativas de topologias para subestações do sistema de transmissão de energia elétrica, de forma a auxiliar as pessoas envolvidas no projeto de subestações a tomarem as suas decisões quanto a qual topologia de subestação seria mais apropriada para uma determinada situação.

O sistema irá analisar uma subestação sob os seguintes aspectos:

- ✓ Flexibilidade de operação;
- ✓ Preferência do proprietário por padrões adotados pela empresa;
- ✓ Impacto ao meio ambiente;
- ✓ Energia esperada não suprida;
- ✓ Custo dos equipamentos utilizados.

Os três primeiros critérios são qualitativos, os dois últimos são quantitativos. Todos estes valores são ponderados e a melhor alternativa é selecionada a partir de heurísticas incluídas na base de conhecimento do sistema especialista.

1.2 Estrutura do Trabalho

O texto desta dissertação é composto por seis capítulos, os quais estão sucintamente descritos a seguir.

O capítulo dois apresenta e faz uma breve análise das topologias mais utilizadas em subestações do sistema de transmissão de energia elétrica, com seus principais equipamentos e funções.

O capítulo três discute a análise multi-critérios para projeto de subestações, os critérios mais encontrados na revisão bibliográfica realizada para a elaboração desta dissertação e os que serão adotados neste trabalho.

O capítulo quatro explica como é feita a análise da confiabilidade de subestações, a partir das taxas de falhas dos componentes principais do pátio da subestação: barramentos, chaves seccionadoras, disjuntores e transformadores.

No capítulo cinco é descrito o sistema especialista desenvolvido e é realizado um estudo de caso, onde são comparadas diversas topologias propostas para uma subestação do sistema elétrico do Sul do País.

Finalmente, o capítulo seis apresenta as conclusões gerais obtidas neste trabalho de mestrado e traz algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Topologias Mais Empregadas em Subestações de Transmissão de Energia Elétrica

2.1 Introdução

Em sistemas elétricos de potência, as subestações estão presentes tanto nas usinas geradoras, quanto nos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. As subestações podem ser definidas como instalações elétricas que compreendem máquinas ou aparelhos, instalados em ambiente fechado ou ao ar livre, destinadas à transformação da tensão, distribuição da energia, seccionamento de linhas de transmissão e, em alguns casos, à conversão de frequência, ou conversão de corrente alternada em contínua (ELETROSUL, 1992).

Na maioria das subestações o principal equipamento de pátio é o transformador, ou conjunto de transformadores. O planejamento da capacidade de transformação de cada uma das subestações que compõem o sistema de transmissão, normalmente é feito visando atender à demanda prevista para um determinado horizonte de planejamento, obedecendo a critérios de operação e segurança das mesmas (ELETROSUL, 1992, CRUZ, 1982).

Por ter o sistema elétrico brasileiro predominância de geração hidráulica, há necessidade de transmissão de grandes quantidades de energia desde as áreas de geração até os centros consumidores, que muitas vezes estão localizados a grandes distâncias. Esta característica faz com que a confiabilidade da rede de transmissão, incluindo linhas de transmissão e subestações, tenha uma grande importância na confiabilidade do sistema de fornecimento de energia elétrica como um todo.

O blecaute de 11 de março de 1999, o mais severo da história do setor elétrico brasileiro, levou à criação de uma comissão mista ELETROBRÁS/CEPEL/ONS com o objetivo de realizar estudos que propusessem medidas a fim de minimizar o risco de ocorrências semelhantes. A maior parte das propostas resultantes deste estudo para implementação a curto prazo está relacionada a mudanças em esquemas de proteção, e inclusão de equipamentos de pátio em várias subestações do sistema interligado (VIEIRA

FILHO et. al, 2000). Estas mudanças visam dar maior flexibilidade à operação e reforçam a importância do arranjo dos barramentos das subestações para a segurança do sistema. A comissão de estudos ELETROBRÁS/CEPEL/ONS também propôs a definição de requisitos mínimos para arranjos de novas subestações, de acordo com o nível de tensão.

O atual racionamento em algumas regiões do Brasil, também evidencia a necessidade de investimentos não apenas em geração, mas também no reforço da malha de transmissão existente.

Neste capítulo serão apresentadas as topologias mais empregadas no Brasil para subestações de transmissão e seus principais equipamentos de pátio, com destaque para os equipamentos de manobra, ou seja, disjuntores e chaves seccionadoras.

2.2 Principais Equipamentos Existentes no Pátio de uma Subestação

Os principais equipamentos existentes no pátio de uma subestação são aqui descritos e podem ser visualizados na figura 2.1 (ELETROSUL, 1992).

2.2.1 Pára-raios

Protegem os circuitos contra sobretensões originadas por descargas atmosféricas ou por manobras no sistema. Devem atuar em um tempo inferior à suportabilidade dos equipamentos que estão sendo protegidos, evitando que se danifiquem.

2.2.2 Bobina de Bloqueio

Bobina de indução, utilizada nos circuitos elétricos para bloquear a corrente elétrica de alta frequência, à qual ela oferece uma elevada impedância, permitindo a passagem da corrente contínua e de baixa frequência. O uso de bobinas de bloqueio está ligado ao uso da linha de transmissão para telecomunicações.

2.2.3 Divisor Capacitivo de Potencial

Equipamento ao qual se atribui a finalidade de subdividir em partes preestabelecidas uma grandeza elétrica. Chama-se divisor de tensão um dispositivo capaz de subdividir, de acordo com uma relação pré-fixada, uma diferença de potencial. Os divisores podem ser fabricados de maneira a fornecerem tensões com relações fixas ou mesmo diferenças de potenciais variáveis conforme a necessidade.

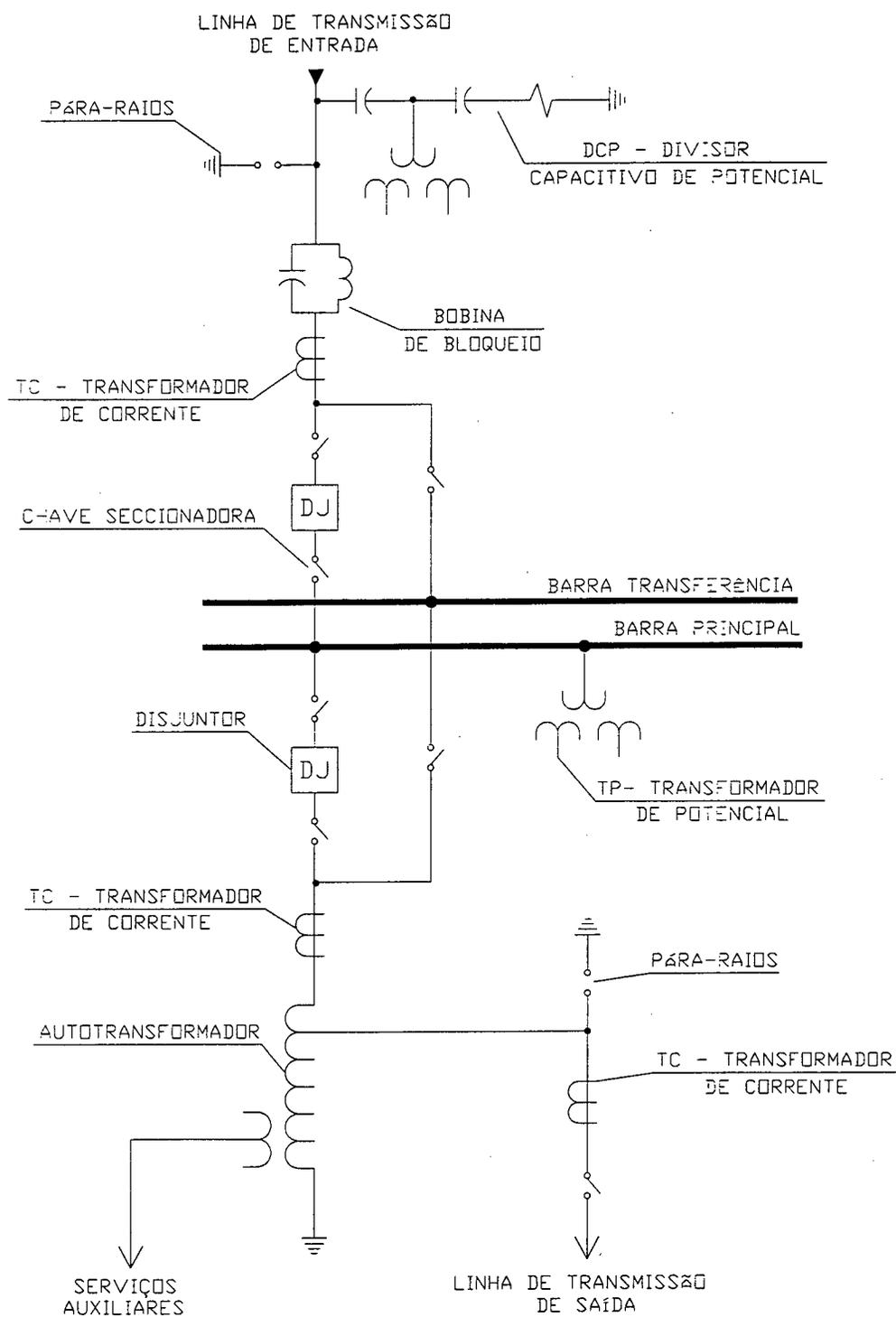


Figura 2.1 – Diagrama Unifilar de uma Subestação com seus Principais Equipamentos

2.2.4 Chave Seccionadora de Aterramento

Tem a finalidade de aterrar a linha de transmissão desenergizada, para que o pessoal da manutenção trabalhe com segurança.

2.2.5 Chaves Seccionadoras

Podem ser isoladoras de disjuntor, de barra ou de linha e têm como principais objetivos isolar total ou parcialmente circuitos ou equipamentos para manutenção ou ainda possibilitar modificações no arranjo da subestação. Em geral, circuitos de intertravamento impedem que chaves seccionadoras interrompam correntes de carga.

2.2.6 Disjuntor

Suas funções principais são interromper ou religar um circuito com carga e proteger a instalação contra anormalidades do sistema.

2.2.7 Transformador de Corrente – TC

Reduz o valor da corrente do circuito de alta tensão, para valores proporcionais convenientes à proteção e medição, além de isolá-los.

2.2.8 Transformador de Potencial - TP

Reduz o valor da tensão do circuito de alta tensão, para valores proporcionais convenientes à proteção e medição, além de isolá-los.

2.2.9 Transformador de Força

Eleva ou reduz a tensão nos circuitos de potência.

2.2.10 Barramentos

São chamados de barramentos os condutores de formas especiais, que servem para interligar dois ou mais geradores, transformadores, ou linhas de transmissão de uma subestação.

Os barramentos poder ser de cobre ou alumínio e ter as seguintes formas:

- a) Sólidos – em barras, seção circular ou retangular;
- b) Encordado – em cabos;
- c) Ocos – sob forma de cano, seção circular ou retangular.

Na próxima seção serão descritos com maiores detalhes os disjuntores e as chaves seccionadoras utilizadas em subestação.

2.3 Equipamentos de Manobra em Subestações

Os disjuntores e as chaves seccionadoras são os equipamentos responsáveis pelas manobras que alteram a topologia das subestações e, conseqüentemente, do sistema de transmissão de energia elétrica. Suas características principais estão descritas a seguir.

2.3.1 Disjuntores

Para que um disjuntor seja capaz de cumprir sua função na rede elétrica, o mesmo deve ser especificado a partir das características do sistema onde será instalado, sendo as mais importantes a corrente nominal e a capacidade nominal de interrupção das correntes de curto-circuito. Em geral, estas características são escolhidas segundo valores normalizados. O tempo para interrupção da falta deve ser o mínimo, a fim de reduzir o risco de perda de estabilidade do sistema. Outros aspectos importantes a serem definidos são o meio de extinção do arco elétrico, o meio isolante e o tipo de mecanismo de operação a ser utilizado (CARVALHO et al., 1995).

Após ter passado pelos vários estágios de fabricação, sendo inclusive submetido a ensaios de laboratório conforme as normas vigentes, o equipamento é fornecido com as características especificadas e comprovadas nos ensaios. Até esse ponto os fabricantes seguem os valores estabelecidos pelas normas, sendo que os valores limites diferem para cada fabricante e tipo de disjuntor (valores limites tais como: sobretensões suportáveis, corrente nominal, suportabilidade dinâmica e térmica). Alguns usuários pedem aos fabricantes a garantia de valores mais elevados para aplicações especiais, ou para aplicações cujos ensaios ainda não estão previstos nas normas (CARVALHO et al., 1995).

Os disjuntores de alta tensão possuem unidades individuais por pólo, mecanicamente conectadas pelo mecanismo de acionamento dos contatos móveis, responsável pela operação de fechamento e abertura simultânea dos três pólos.

Os disjuntores atualmente contam com as seguintes opções de meios de interrupção do arco elétrico:

- ar livre;
- sopro magnético;
- ar comprimido;
- grande volume de óleo;
- pequeno volume de óleo;
- vácuo;
- SF₆;
- semicondutores.

A tabela 2.1, mostra os meios de interrupção do arco elétrico em disjuntores e as faixas de tensões de sua aplicação (CARVALHO et al., 1995).

| | Tensão (kV) | | | | | | | | |
|------------------------|-------------|---|---|----|----|----|------|-----|-----|
| | 0 | 1 | 3 | 12 | 24 | 36 | 72,5 | 245 | 765 |
| Sopro Magnético | | | | | | | | | |
| Ar Comprimido | | | | | | | | | |
| Grande Volume de Óleo | | | | | | | | | |
| Pequeno Volume de Óleo | | | | | | | | | |
| Vácuo | | | | | | | | | |
| SF ₆ | | | | | | | | | |

Tabela 2.1 – Meios de Interrupção do Arco Elétrico em Função da Tensão de Operação

2.3.1.1 Disjuntores a Óleo

Nos disjuntores a óleo, os dispositivos de interrupção são imersos em óleo isolante. Nestes disjuntores, o arco elétrico que se forma no interior da câmara de extinção decompõe as moléculas de óleo, devido às altas temperaturas geradas, havendo formação de vapores e gases, em sua maior parte hidrogênio. O aumento da pressão interna nas câmaras de interrupção cria um fluxo de óleo que irá desionizar o dielétrico, resfriar e alongar o arco (CARVALHO et al., 1995 , MILASCH, 1993 , AMER et al., 1977).

Os disjuntores são subdivididos em disjuntores de grande volume de óleo e pequeno volume de óleo. Os disjuntores a grande volume de óleo possuem alta capacidade de interrupção, e são compostos basicamente de um grande tanque metálico, cheio de óleo isolante, onde estão imersos os contatos principais, câmaras de extinção e parte do mecanismo de acionamento dos contatos móveis. O óleo serve tanto para isolar as partes energizadas quanto para interromper o arco. Quanto à manutenção, devido à carbonização do óleo durante as interrupções de corrente, os disjuntores de grande volume de óleo requerem a monitoração e tratamento do óleo com razoável frequência (CARVALHO et al., 1995 , MILASCH, 1993 , AMER et al., 1977).

A grande vantagem dos disjuntores a pequeno volume de óleo sobre os disjuntores a grande volume de óleo é a redução na quantidade de óleo isolante utilizado. Um disjuntor a pequeno volume de óleo necessita em torno de 20% do volume de óleo utilizado num disjuntor a grande volume de óleo, para disjuntores de mesma classe de tensão e de mesma capacidade de interrupção. O controle do arco elétrico nos disjuntores a pequeno volume de óleo é feito nos mesmos princípios usados naqueles a grande volume de óleo, mas seu isolamento para a terra não é assegurado pelo óleo isolante das câmaras de interrupção. Este isolamento é feito por isoladores de porcelana cheios ou não de óleo isolante. Estes

disjuntores não são empregados em sistemas de extra-alta tensão (CARVALHO et al., 1995, MILASCH, 1993).

A principal desvantagem dos disjuntores a óleo é que são pouco adequados para manobrar reatores e capacitores em certas faixas de corrente (CARVALHO et al., 1995).

2.3.1.2 Disjuntores a Ar Comprimido

Os disjuntores a ar comprimido utilizam o ar comprimido como meio de extinção do arco elétrico, e na maioria das vezes, para isolamento e acionamento dos contatos móveis. Esses disjuntores são adequados a grande capacidade de interrupção, devido as boas características dielétricas do ar comprimido, e à possibilidade de aproveitamento de outras características que favorecem a interrupção nos disjuntores a ar comprimido, tais como, velocidade e intensidade do sopro (CARVALHO et al., 1995, MILASCH, 1993).

O sopro de ar inicia-se pela abertura das válvulas de sopro, provocando o fluxo de ar comprimido no interior das câmaras e o escoamento do mesmo para a atmosfera. O fluxo de ar na região entre os contatos resfria e alonga o arco (CARVALHO et al., 1995, MILASCH, 1993, AMER et al., 1977).

Os pólos dos disjuntores a ar comprimido são individuais e de construção modular. A combinação de unidades de câmaras de interrupção idênticas permite sua utilização em diferentes classes de tensão, com diferentes capacidades de interrupção, com base no princípio de múltipla interrupção com controle da distribuição da tensão nas várias câmaras de interrupção do pólo (CARVALHO et al., 1995).

Neste tipo de disjuntor, a câmara de extinção e a câmara auxiliar estão permanentemente pressurizadas. Por isso requerem uma constante supervisão da pressão em seu interior, para que eles só operem com segurança. Havendo despressurização, acionam-se os bloqueios, alarmes e comandos do disjuntor (acionamento da eletroválvula de reenchimento, bloqueio de abertura, abertura automática, bloqueio de fechamento, abertura dos seccionadores, fechamento automático de emergência). Um disjuntor somente poderá fechar, caso possa abrir imediatamente após a operação de fechamento, estando assegurada sua capacidade nominal de interrupção (CARVALHO et al., 1995, MILASCH, 1993).

Outro ponto a se considerar é a garantia de permanência de um valor mínimo de pressão de ar comprimido. O ar deve ser altamente seco e sem contaminação. Uma

armazenagem individual deve garantir a realização do ciclo de operação que foi especificado (CARVALHO et al., 1995).

Nos disjuntores a ar comprimido o tempo de arco não varia consideravelmente em função da corrente interrompida, o que não acontece nos disjuntores a óleo (KHALIFA, 1990).

2.3.1.3 Disjuntor SF₆

Neste tipo de disjuntor, o gás SF₆ é utilizado como meio isolante e de extinção de arco elétrico. O hexafluoreto de enxofre, SF₆, é um gás incolor, inodoro e não inflamável, que em condições normais, é quimicamente estável e inerte. Sua rigidez dielétrica é cerca de 2,5 vezes a do ar a 1atm de pressão e em um campo eletromagnético homogêneo, aumentando com o aumento da pressão. Devido a sua grande capacidade de transferência de calor e a baixa temperatura de ionização, o SF₆ possui excelentes propriedades de extinção do arco elétrico. Comparado com o ar, possui uma eficiência para suprimir arcos cerca de 10 vezes maior. O tempo em que o arco é extinto no SF₆ é 100 vezes menor que no ar, sob as mesmas condições. Além disso, é auto-regenerável e não forma depósito de material condutor, após a extinção do arco (CARVALHO et al., 1995 , MILASCH, 1993 , AMER et al., 1977).

O SF₆ é um gás extremamente estável em temperaturas normais. Em temperaturas superiores a 1773°K, tais como as geradas por arco nas interrupções de correntes ou de descargas parciais, ele se dissocia rapidamente, formando fluoretos de enxofre, tais como SF₅, SF₄ e flúor livre. Um dos maiores problemas associados ao uso do SF₆ é sua condensação em altas pressões e baixas temperaturas, e sua sensibilidade a fortes campos localizados, umidade e partículas sólidas estranhas (CARVALHO et al., 1995 , AMER et al., 1977).

Suas propriedades químicas, físicas e elétricas o tornam um excelente meio isolante e extintor de arco voltaico. O SF₆ têm sido usado extensivamente nos últimos 40 anos em disjuntores, subestações isoladas a gás, capacitores de alta tensão, etc., em níveis de tensão de até 765kV (CARVALHO et al., 1995).

Existem basicamente três tipos de disjuntores a SF₆, que são: disjuntor de dupla pressão, única pressão ou *puffer type* e auto-extinção. Os disjuntores de dupla pressão são caracterizados pela sua alta potência de ruptura e curto tempo de interrupção. Armazenado num reservatório interno no disjuntor, o volume de gás SF₆ a alta pressão, é mantido por

um compressor de gás. Numa interrupção, no instante em que os contatos separam-se e há a formação do arco elétrico, o gás do reservatório de alta pressão é soprado durante um determinado tempo, diretamente na região entre os contatos no sistema de baixa pressão. Após cessar o fluxo de gás, a pressão do sistema de alta pressão é repostada através da transferência do gás do sistema de baixa para o sistema de alta pressão, através do compressor de gás. Para reduzir o risco da liquefação do SF₆ em baixas temperaturas ambientes, estes disjuntores possuem resistores de aquecimento em seus reservatórios de alta pressão. Este tipo de disjuntores foi superado pelos tipos *puffer* e de auto-extinção por necessitar de vários acessórios como compressores, filtros, mecanismo de controle e complexo projeto e construção (CARVALHO et al., 1995 , MILASCH, 1993 , AMER et al., 1977).

Os disjuntores de única pressão de SF₆ ou *puffer type*, dispensam a utilização de compressor de gás, já que possuem apenas uma pressão. A pressão requerida para o sopro, e conseqüente extinção do arco, é produzida durante o processo de abertura do disjuntor por meio de um pistão solidário à haste do contato móvel que, ao movimentar-se, comprime o gás dentro de uma câmara. Utilizando-se o gás a um baixo valor de pressão (aproximadamente 3,0 a 5,0 atm), é possível utilizar-se o disjuntor a SF₆ em temperaturas ambientes de até -20°C, não havendo a necessidade de um sistema auxiliar para aquecimento do gás. Este tipo de disjuntor, requer menor frequência de manutenção do que os disjuntores a óleo e a ar comprimido, sendo usados em extra alta tensão (CARVALHO et al., 1995).

Nos disjuntores com auto-extinção, a câmara de interrupção é dividida em dois compartimentos principais, sendo um o compartimento de arco. Ambos mantêm o gás a cerca de 5 atm enquanto o disjuntor está fechado. No momento da abertura, quando os contatos se afastam e o arco se forma, o calor gerado aquece o gás no compartimento de arco, aumentando rapidamente a pressão. O gás então se expande para o outro compartimento e esta rápida expansão (sopro) esfria o arco e o extingue. Este tipo de disjuntor é usado em médias tensões e sua capacidade de interrupção vai até 500MVA (KHALIFA, 1990).

2.3.1.4 Disjuntor a vácuo

A interrupção de corrente no vácuo ocorre com a separação de um contato móvel de um contato fixo, dentro de um recipiente com vácuo da ordem de 0,00133N/m². Como nos

demais tipos de disjuntores, o objetivo do processo de interrupção é extinguir o arco na passagem da corrente por zero. O arco será extinto se a energia do sistema for menor que a dissipada no processo de desionização, e assim permanecerá se o restabelecimento da suportabilidade dielétrica entre os contatos for suficientemente rápido para suportar a tensão de restabelecimento transitória. Nos disjuntores a vácuo, a ionização do dielétrico é caracterizada por um vapor metálico proveniente dos contatos. O processo de interrupção é tanto mais eficiente quanto mais rápida for a condensação deste vapor metálico nas superfícies dos contatos e barreiras de proteção (CARVALHO et al., 1995 , MILASCH, 1993 , AMER et al., 1977).

Os disjuntores a vácuo apresentam algumas vantagens, como curto tempo de arco para qualquer capacidade de interrupção, são capazes de executar rápidos desligamentos, não apresentam risco de incêndio e sofrem um mínimo desgaste nos contatos principais. Pode-se associar várias câmaras de interrupção em série, para utilização em maiores classes de tensão, da mesma forma que se faz com os disjuntores a pequeno volume de óleo, a SF₆ e a ar comprimido. Possuem uma longa vida útil, com uma mínima necessidade de manutenção (CARVALHO et al., 1995 , MILASCH, 1993 , AMER et al., 1977).

2.3.1.5 Disjuntor a Semicondutores

Os dispositivos semicondutores (tiristores, triacs ou transistores de potência) consistem a única alternativa tecnicamente viável para se contrapor aos atuais processos de interrupção do arco elétrico. Sua técnica de interrupção permite que se tenham desempenhos próximos àqueles teoricamente atribuídos ao disjuntor ideal. A resistência dos semicondutores passa rapidamente de um valor muito baixo para um valor considerável, quando a corrente elétrica passa pelo valor zero (como no arco elétrico), ocorrendo em temperatura ambiente (CARVALHO et al., 1995).

Os semicondutores têm como característica uma inércia térmica muito baixa, o que os tornam incapazes de suportar grandes descargas, mesmo num curto intervalo de tempo. Apesar dos semicondutores se encontrarem melhor situados na escala de energia requerida para interrupção, um pouco acima de um utópico disjuntor ideal (energia de interrupção igual a zero), os disjuntores a semicondutores não apresentam uma redução de custo, portanto, sua utilização em substituição às atuais técnicas de interrupção do arco elétrico não é economicamente viável. O desenvolvimento de dispositivos de sincronização

suficientemente precisos poderá torná-los competitivos, ao permitir reduzir as solicitações térmicas a que são submetidos (CARVALHO et al., 1995).

Os disjuntores de estado sólido são pouco usados em sistemas de potência em baixa tensão. Através de conexões série e paralela de tiristores, podem ser construídos disjuntores de estado sólido para altas tensões (KHALIFA, 1990).

2.3.2 Chaves Seccionadoras

Para que as chaves seccionadoras sejam adequadamente selecionadas e utilizadas nos sistemas de alta tensão, deve-se observar as características do sistema no qual elas irão operar assim como a função que deverão desempenhar. As principais características de natureza térmica, elétrica e mecânica que devem ser atendidas pelas chaves são: capacidade de condução de corrente nominal e de curto-circuito, suportabilidade às solicitações dielétricas, esforços devido às correntes de curto-circuito, ventos, etc., além do tipo de instalação onde a chave irá operar (para uso interno ou externo) (CARVALHO et al., 1995).

As chaves possuem diversas funções na subestação, sendo a mais comum a de seccionamento de circuitos por necessidade operativa, ou por necessidade de isolar componente do sistema (equipamentos ou linhas de transmissão) para a realização de manutenção nos mesmos. No isolamento de componentes para manutenção, a chave seccionadora aberta que isola o componente em manutenção deve ter uma suportabilidade às solicitações dielétricas entre terminais, de modo que o pessoal de campo possa executar o serviço de manutenção em condições adequadas de segurança (CARVALHO et al., 1995).

A manutenção em uma única chave provoca desligamentos indesejáveis na subestação, chegando em alguns casos a ocasionar o desligamento de toda a subestação (seccionadores de barra ligados diretamente à barra principal, para subestações do tipo barra principal e transferência, por exemplo).

São funções das chaves em subestações de alta e extra-alta tensão (CARVALHO et al., 1995):

- Contornar (by-passar) ou isolar equipamentos: disjuntores, reatores, transformadores, para a execução de manutenção ou por necessidade operativa.

- Manobrar circuitos: transferência de circuitos entre os barramentos de uma subestação, sendo que estas manobras atendam aos requisitos de intertravamento da subestação a fim de evitar danos aos equipamentos e riscos ao pessoal.
- Aterrar linhas de transmissão, barramentos ou bancos de capacitores em derivação.

2.3.2.1 Tipos de Chaves

Na figura 2.2, estão apresentados os diversos tipos construtivos de seccionadores normalmente utilizados em subestações de extra alta tensão – EAT e ultra alta tensão - UAT. Vários fatores influenciam a escolha do tipo de seccionador a ser usado: nível de tensão e esquema de manobra da subestação, limitações de área ou de afastamentos elétricos, função desempenhada, tipo de padrão já utilizado pela empresa, etc. Apesar de ser difícil estabelecer critérios para a escolha do tipo do seccionador a ser usado em cada situação, é possível definir determinadas características de alguns seccionadores que podem auxiliar na escolha do tipo a ser utilizado (CARVALHO et al., 1995):

- ✓ os seccionadores de abertura lateral e de abertura central (número I e VII na figura 2.2) acarretam afastamentos entre eixos de fases maior que as demais, para manter os afastamentos fase-fase especificado. Este fato torna-se tanto mais crítico, quanto maior for a tensão do sistema;
- ✓ o seccionador de dupla abertura (número IV da figura 2.2) é crítico para tensões maiores que 345kV: as lâminas tornam-se muito longas e tendem a sofrer deformações, principalmente nos esquemas de manobra em que determinados seccionadores operam normalmente abertos;
- ✓ os seccionadores pantográficos, semi-pantográficos, verticais e verticais reversos (números IX, VI, V, VIII, II, e III da figura 2.2) apresentam as vantagens da economia de área; os três pólos não precisam estar necessariamente alinhados como nos tipos de seccionadores com acionamento conjunto dos pólos, e as fundações são menores. Eventualmente os seccionadores pantográficos podem apresentar maior frequência de manutenção para o ajuste das articulações. Este tipo de seccionadores apresentam maior utilização como seccionadores de contorno e como seccionadores seletores de barra.

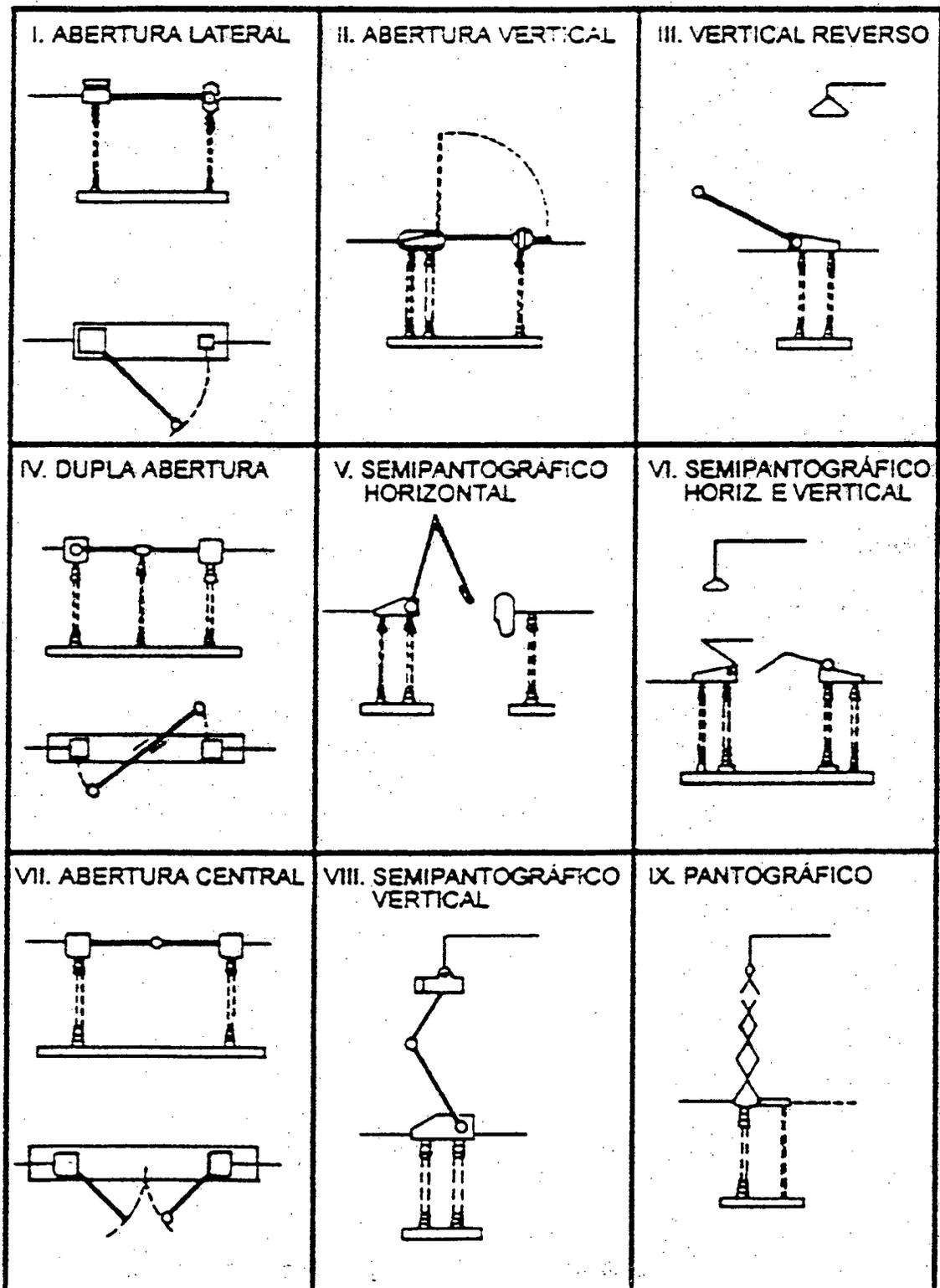


Figura 2.2 – Principais Tipos de Chaves Seccionadoras

2.3.2.2 Mecanismo de Operação

O mecanismo de operação dos seccionadores pode ser manual ou motorizado. A operação manual pode ser feita através de uma simples vara isolante (por exemplo: chaves-fusíveis em redes de distribuição), ou por uma manivela (ou volante), localizada na base do seccionador.

A operação motorizada pode ser feita por um único mecanismo que comanda a operação conjunta dos três pólos por hastes, ou por mecanismos independentes para cada pólo do seccionador (pantográficos ou semi-pantográficos). No caso das chaves motorizadas o comando pode ser remoto (CARVALHO et al., 1995).

Os seccionadores têm, em geral, mecanismos de operação manual usados em caso de defeito do mecanismo motorizado, ou no caso de ajustes das lâminas durante os serviços de manutenção.

2.3.2.3 Dispositivos de Restrição de Arco

As lâminas principais e as lâminas de terra não têm a capacidade de interrupção e/ou estabelecimento de correntes significativas, porém é necessário que elas possam interromper ou estabelecer pequenas correntes indutivas e capacitivas que podem ocorrer nas seguintes condições de operação dos seccionadores (CARVALHO et al., 1995):

✓ Corrente indutivas

- chaveamento de reatores ou de transformadores a vazio, com conseqüente interrupção ou estabelecimento da corrente de magnetização destes equipamentos;
- chaveamento de barramento com ou sem transformador de potencial;
- operação de lâminas de terra em linhas de transmissão em manutenção próximas a linhas energizadas, ou em linhas com torre de circuito duplo, com conseqüente interrupção ou estabelecimento de correntes induzidas pela linha energizada.

✓ Corrente capacitivas

- chaveamento de bancos a vazio e de barramentos com divisores capacitivos;
- operação de lâminas de terra para a manutenção de linhas de transmissão próximas a linhas energizadas;
- abertura de chaves de bancos de capacitores em derivação logo após sua desenergização;
- Chaveamento de banco de capacitores série.

Dependendo da intensidade da corrente envolvida nas manobras de abertura ou fechamento dos seccionadores, eles podem ter alguns mecanismos para supressão de arco, conforme indicado na figura 2.3 (CARVALHO et al., 1995):

- a) simples chifres nos contatos principais (a interrupção ou restabelecimento da corrente é feita pelos chifres, sem danificar os contatos principais);
- b) molas nos contatos principais;
- c) hastes flexíveis que são acionadas na abertura da chave.

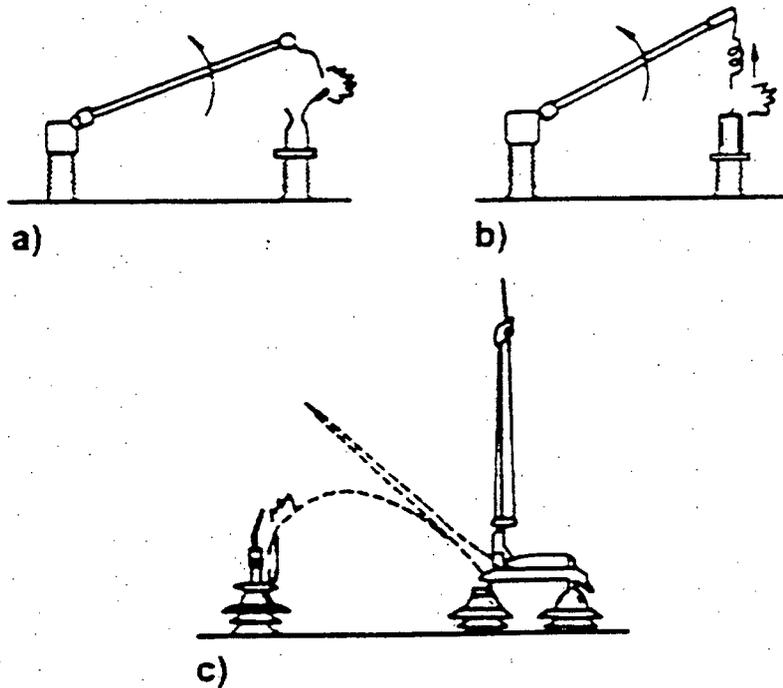


Figura 2.3 – Dispositivo de Restrição de Arco Elétrico em Chaves Seccionadoras

2.4 Defeitos Mais Comuns em Disjuntores e Chaves Seccionadoras

A maioria das subestações que compõem o sistema de transmissão de energia elétrica da ELETROSUL são do tipo aberta, isto é, ao tempo. Estas subestações ficam sujeitas às intempéries do clima da região onde estão operando.

Muitos dos problemas apresentados por disjuntores e chaves seccionadoras são decorrentes da falta de adequação do equipamento às condições de operação, isto é, os fabricantes produzem estes equipamentos seguindo padrões mundiais e não de acordo com as características das regiões onde irão operar. Esta padronização regionalizada, com certeza, aumentaria o custo final do equipamento.

O grande problema encontrado nos disjuntores de alta tensão é a infiltração de umidade no seu interior, que causa a oxidação de partes internas e contamina todo o meio isolante (óleo mineral ou SF₆), comprometendo o desempenho do equipamento, podendo levar a uma falha na abertura ou até mesmo à explosão deste.

Nas chaves seccionadoras, a infiltração da umidade em mancais e no mecanismo de acionamento leva à oxidação e conseqüente travamento dos mesmos e à quebra de peças tais como, caixa de redução, braço, queima do motor, etc, quando estes são chamados a operar. Além disso existe a deterioração do contato móvel devido à própria utilização da chave, desgaste natural do equipamento.

O mecanismo de operação dos disjuntores de alta tensão é o principal responsável pela maioria das falhas nos mesmos. Após este, as principais causas de falhas são: o controle elétrico e o circuito auxiliar (CIGRE WORKING GROUP 13.06, 1995).

Segundo CARNEIRO (1999), ao longo dos últimos anos foi constatada uma redução na qualidade das matérias-primas dos equipamentos de alta tensão de subestação, que refletiu em defeitos constatados nos ensaios de rotina, especiais, de inspeção e de recebimento, conforme prescrições das especificações técnicas pertinentes, fundamentadas em normalização técnica correspondente. Este aumento da falta de qualidade dos equipamentos de subestação, além de provocar grandes prejuízos ao próprio fabricante, aumenta sobremaneira os custos de reinspeção e os riscos de ocorrerem problemas no recebimento no almoxarifado, na instalação, montagem e operação deste equipamento pelo cliente.

Através de análise e identificação das causas mais freqüentes de defeitos em equipamentos de subestação, pode-se estabelecer uma troca de informações entre os proprietários dos equipamentos e seus fabricantes, para desta forma fazer todas as correções nos equipamentos que estão sendo fabricados. Com esta filosofia, muitos dos defeitos apresentados pelos equipamentos após a sua instalação em campo poderiam ser evitados e por conseqüência aumentaria a confiabilidade do componente e também reduziria o custo associado a este equipamento. (WARREN et al., 1999 , CARNEIRO, 1999)

Atualmente estão sendo reestruturadas as regras de manutenção para todos os equipamentos que compõem o pátio da subestação, com isso aumentando a confiabilidade dos equipamentos que compõem a mesma. Desta forma, está sendo aumentada a

confiabilidade de operação, a qual possui uma grande importância na confiabilidade do sistema como um todo.

2.5 Arranjos de Subestação

Serão descritos a seguir alguns arranjos possíveis em subestações de transmissão de energia elétrica e as áreas que seriam desligadas em algumas condições de falta e/ou manutenção. Uma subestação pode ter combinações destes arranjos, dependendo do nível de tensão empregado na subestação.

2.5.1 Arranjo Barra Simples

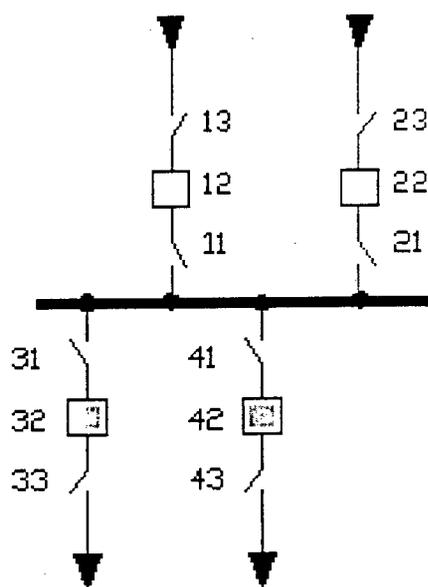


Figura 2.4 – Arranjo Barra Simples

O arranjo barra simples (figura 2.4) é o mais simples, contando apenas com um barramento, tendo confiabilidade e flexibilidade operacionais bastante limitadas. Se houver uma falha ou necessidade de manutenção no barramento ou em uma chave seccionadora ligada ao mesmo (chaves com numeração final 1), há o desligamento de toda a subestação. A falha em um disjuntor também leva à perda da subestação, mas apenas durante o tempo de isolá-lo através das suas chaves seccionadoras. O número de circuitos perdidos neste caso pode ser reduzido por seccionamento da barra (ver disjuntor 52 e chaves 55 e 57 indicadas na figura 2.5).

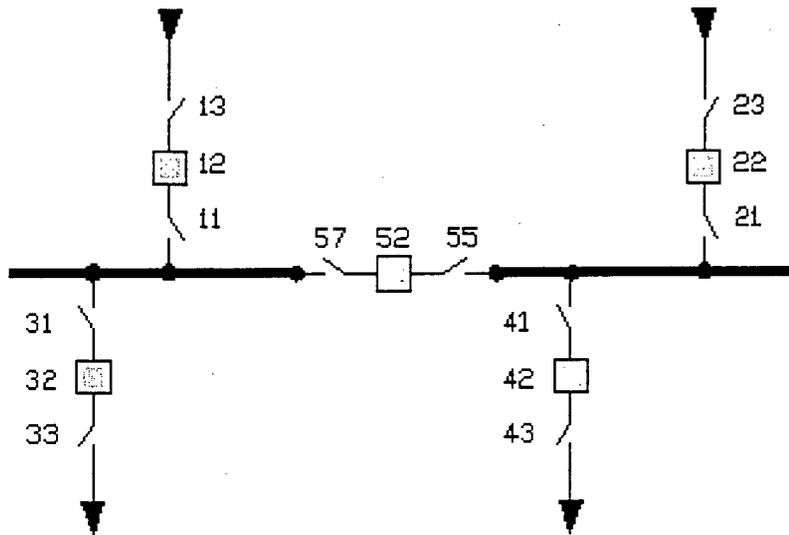


Figura 2.5 – Barra Simples Seccionada

A maior redução da área interrompida pode ser alcançada quando existirem tantas seções de barra quanto circuitos. Em uma evolução desta análise chegamos ao esquema em anel, explicado no próximo item (GILES, 1970 , ANDERSON, 1999).

2.5.2 Arranjo Barra em Anel

A vantagem do esquema em anel é que ele requer o uso de apenas um disjuntor por circuito, o que torna o custo aceitável, mas cada circuito de saída tem dois caminhos de alimentação, o que o torna mais flexível e confiável (GILES, 1970 , ANDERSON, 1999).

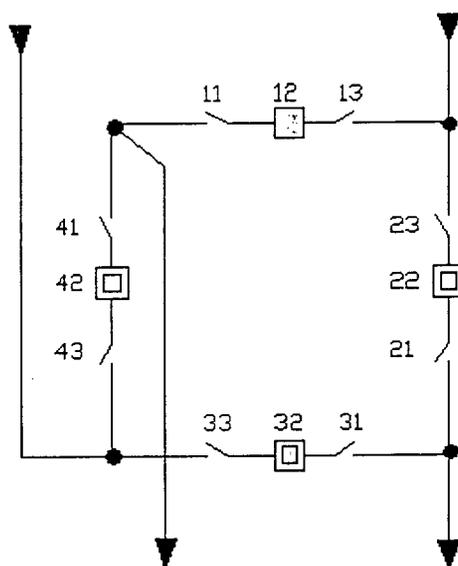


Figura 2.6 – Arranjo Barra em Anel

O sistema barra em anel requer maior área de pátio do que um sistema barra simples equivalente, principalmente se as seccionadoras de seção de barra são duplicadas.

2.5.3 Arranjo Barra Principal e de Transferência

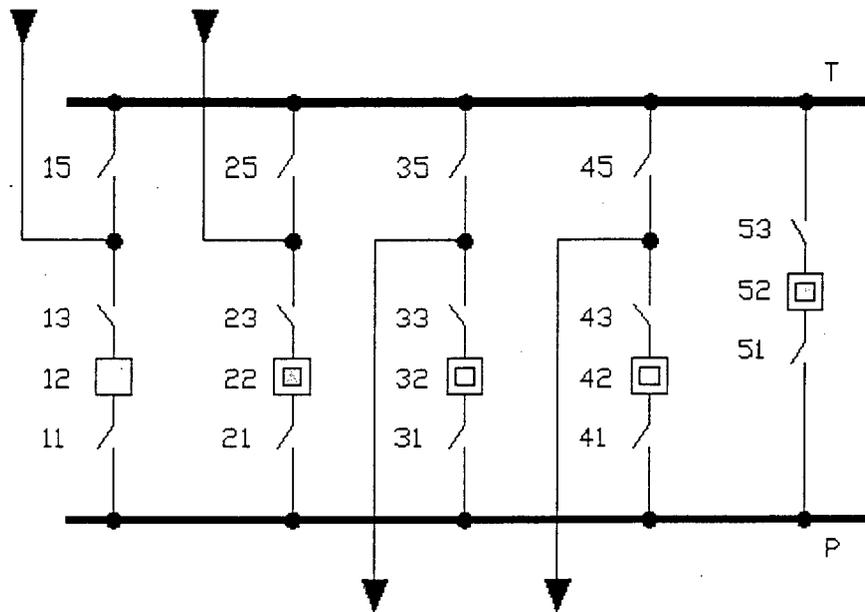


Figura 2.7 – Arranjo Barra Principal e de Transferência

O sistema barra principal e de transferência, representado na figura 2.7, é um sistema de barra simples no qual foram adicionadas facilidades de contorno (*bypass*) de alguns disjuntores em carga, com retenção da proteção no circuito relacionado. Isso requer a adição de uma seccionadora de contorno em cada circuito, de uma segunda barra para transferência e um disjuntor interligador de barras com suas seccionadoras isoladoras. Um disjuntor é contornado fechando-se a seccionadora de transferência (chaves com numeração final 5), o disjuntor interligador de barras (52) e suas seccionadoras (51 e 53), e abrindo o disjuntor normal e suas seccionadoras. A proteção da linha ou transformador é transferida para o disjuntor interligador de barras, de modo a tomar o lugar do disjuntor normal. Sendo assim, a necessidade de manutenção ou falha de um único disjuntor no setor, não interrompe carga.

No entanto, a manutenção ou falha na barra principal ou em uma das seccionadoras a ela ligadas (chaves com final 1), leva à perda de todos os circuitos deste setor da

subestação. Isto também acontece quando há falha em um dos disjuntores durante o período necessário para isolá-lo (GILES, 1970 , ANDERSON, 1999).

Uma evolução deste esquema, passa ser a barra dupla com quatro chaves (figura 2.8), que aumenta a flexibilidade do arranjo ao custo de uma chave seccionadora a mais por circuito.

2.5.4 Arranjo Barra Dupla

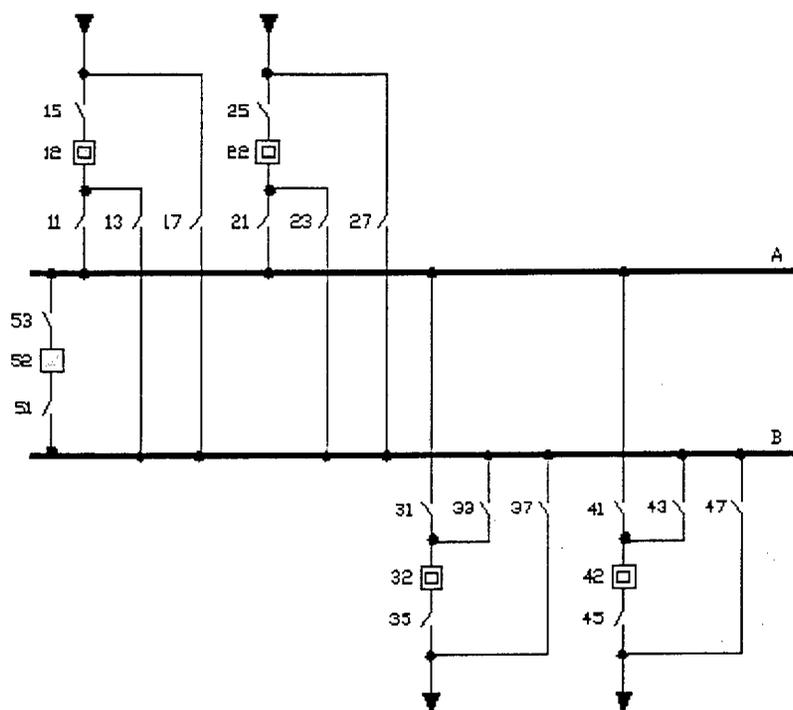


Figura 2.8 – Arranjo Barra Dupla – 4 Chaves Seccionadoras

O sistema barra dupla é um dos sistemas mais utilizados no mundo. Mesmo sendo o mais recomendado, muitas vezes é utilizado sem justificativa. Ele é mais apropriado para sistemas de suprimento de potência altamente interconectados nos quais facilita o agrupamento dos circuitos, em uma variedade de combinações que podem variar dependendo da situação. Isso pode ser feito pelo fato de que cada circuito tem a capacidade de ser conectado a uma ou outra barra por meio de duas seccionadoras seletoras de barra (chaves com numeração final 1 e 3). Se existir um disjuntor interligador de barras, a seleção pode ser feita sob carga, primeiro paralelando as barras através do disjuntor interligador de barra e suas chaves seccionadoras (GILES, 1970 , ANDERSON, 1999).

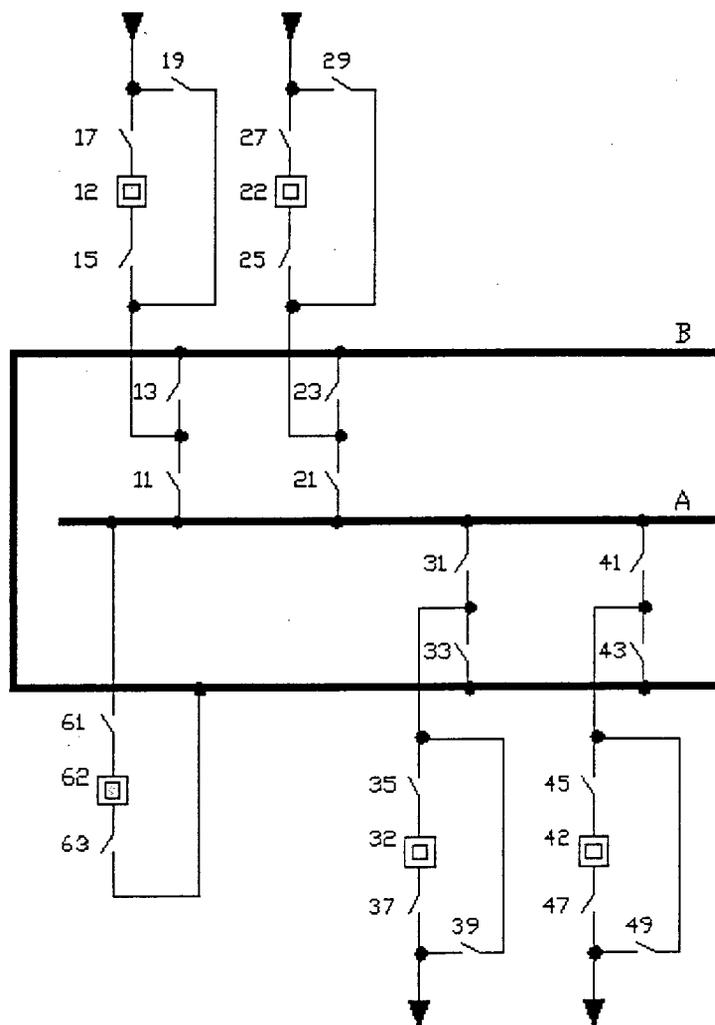


Figura 2.9 – Arranjo Barra Dupla – 5 Chaves Seccionadoras

Se a subestação de barra dupla é operada com circuitos divididos entre suas duas barras ou todos conectados a uma barra, o efeito de uma falta na barra é o mesmo que no caso de subestação de barra simples, isto é, a perda de todos os circuitos conectados à seção falhada. A vantagem deste esquema é que seus circuitos podem ser transferidos para a barra sã (barra não afetada pela falta) e restabelecido, sendo que a interrupção dura apenas o tempo necessário para executar as manobras.

Equipamentos de contorno de disjuntor em carga, similares aos utilizados no arranjo barra principal e de transferência, podem ser utilizados em um sistema barra dupla por adição de uma seccionadora para cada circuito (chaves com numeração final 7 na figura 2.8 e final 9 na figura 2.9) e um disjuntor interligador de barras e suas seccionadoras (52, 51 e 53 na figura 2.8 e 62, 61 e 63 na figura 2.9).

Se uma subestação está operando com ambas as barras em serviço, para que possamos contornar um disjuntor, temos que transferir todos os circuitos de uma barra para a outra e só então podemos proceder a manobra de contorno do circuito. A barra à qual estiver conectado o circuito contornado será denominada Barra de Transferência sendo a outra a Barra Principal.

No esquema Barra Dupla – 4 chaves (figura 2.8), no procedimento para transferência de um circuito, todos os demais circuitos devem ser transferidos para a barra A e depois proceder as manobras de contorno do circuito. Neste esquema podemos apenas utilizar a barra B como barra de transferência, pois a chave seccionadora de contorno está ligada diretamente à barra B.

Já no esquema Barra Dupla – 5 chaves (figura 2.9), podemos utilizar qualquer das duas barras como barra de transferência. É importante lembrar que uma vez utilizando uma barra como transferência, não podemos ter nenhum outro circuito conectado a ela.

Na prática, o arranjo indicado na figura 2.8, fornece as mesmas facilidades do que o arranjo indicado na figura 2.9, com um menor custo e com alguma economia de espaço no pátio da subestação (GILES, 1970).

2.5.5 Arranjo Disjuntor e Meio

O sistema disjuntor e meio é um arranjo multiseccionado em que cada par de circuitos está em uma seção de barra separada e há três conjuntos de disjuntor e chaves seccionadoras para cada dois circuitos (figura 2.10). É possível operar com qualquer um dos pares, ou grupo de pares, separados do restante dos circuitos. No entanto, para dar cobertura a todas as contingências de chaveamento, o disjuntor e outros equipamentos têm que ser capazes de operar com a corrente de carga de dois circuitos. (GILES, 1970).

A alta segurança contra a perda de carga, faz com que o sistema disjuntor e meio seja mais adequado para subestações associadas com usinas geradoras, e para subestações onde grande quantidade de energia é manipulada em circuitos individuais (GILES, 1970 , ANDERSON, 1999).

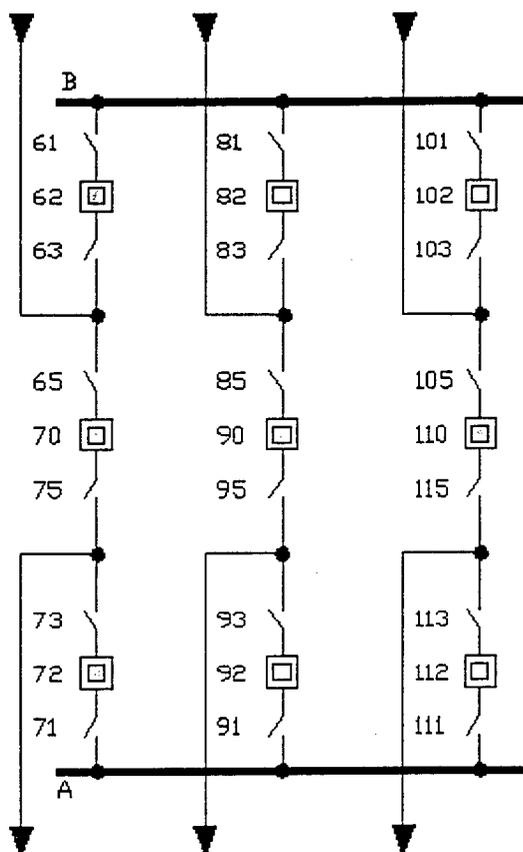


Figura 2.10 – Arranjo Disjuntor e Meio

2.5.6 Arranjos Híbridos

As características de diferentes arranjos de barras podem ser combinadas em uma subestação, seja por superposição de dois sistemas, ou por adoção de diferentes arranjos em circuitos individuais. Por exemplo, uma terceira barra de transferência pode ser adicionada em um sistema barra dupla de forma que a facilidade do disjuntor de contorno não interfira com a operação da subestação quando os circuitos estiverem divididos entre as duas barras (GILES, 1970).

Em um outro exemplo de arranjo híbrido, alguns dos circuitos em um sistema barra dupla podem funcionar como circuitos barra de transferência, isto é, ficarem permanentemente conectados a uma barra com facilidade de contorno para outra, dessa forma economizando uma seccionadora seletora de barra.

Os sistemas híbridos não são recomendados, pois geralmente são de alto custo, os arranjos são normalmente complicados e a mistura de procedimentos de operação e manutenção pode conduzir a uma má operação e redução da segurança. No entanto, estes

arranjos podem ser encontrados em várias subestações em operação no sistema de transmissão brasileiro.

2.3 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os arranjos mais comuns para subestações de extra alta tensão (EAT) e ultra alta tensão (UAT).

Atualmente existe a tendência das empresas de transmissão de energia elétrica adotarem procedimentos padrões no desenvolvimento de suas atividades. Algumas delas já estão padronizando o tipo de arranjo de barras a ser adotado de acordo com os níveis de tensão de operação da subestação. Por exemplo: arranjo barra principal e transferência para o nível de tensão de 138kV, arranjo barra dupla para o nível de tensão de 230kV e arranjo disjuntor e meio para o nível de tensão de 525kV.

Essa tendência à padronização é reforçada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que incluiu nos seus Procedimentos de Rede, a configuração mínima das subestações com relação ao nível de tensão de operação da subestação (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2000).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico estabelece que, inicialmente, as configurações de barras para novas subestações do sistema elétrico de potência serão estabelecidas em dois grupos, diferenciando-se por classe de tensão, sendo permitidas variantes. Os pátios das subestações com isolamento a ar, deverão adotar as seguintes configurações (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2000, ROCHA et al, 2001a e 2001b):

- ✓ Os pátios de 765, 500, 440, e 345 kV: arranjo barra dupla com disjuntor e meio;
- ✓ Os pátios 230 e 138 kV: arranjo barra dupla com disjuntor simples e quatro chaves.

As variantes de configurações do pátio das subestações são permitidas desde que a configuração adotada possa evoluir para os padrões citados anteriormente, atendam aos requisitos mínimos do sistema de proteção, supervisão/controlado e de telecomunicações associados relatados no módulo 2.5 do Procedimentos de Rede (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2000). A configuração alternativa proposta deve ter comprovado através de estudos que seu desempenho é igual ou superior aos padrões estabelecidos anteriormente e, que os novos equipamentos e instalações não comprometam o desempenho ou limitem a operação das instalações existentes e nem imponham restrições às instalações do sistema e demais agentes a ela conectados, além de não poderem utilizar

equipamentos que inviabilizem o uso de outras tecnologias em futuras instalações. Por exemplo, a adoção inicial da configuração de barra em anel simples para subestações com classe de tensão de 765, 500, 440 e 345 kV, deverá permitir a evolução para configuração barra dupla com disjuntor e meio nas etapas futuras (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2000).

Em uma segunda etapa, já em desenvolvimento para ser incorporada ao Procedimentos de Rede, o Operador Nacional do Sistema Elétrico irá propor uma sistemática de definição das configurações de barras para novas subestações, com base na ponderação dos seguintes aspectos: flexibilidade operativa, requisitos funcionais perante a saída (para manutenção ou por defeito) de alguns equipamentos de subestação, e um índice de confiabilidade comparável com o grau de importância da subestação no sistema elétrico de potência, sob o ponto de vista de desempenho sistêmico (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2000).

Capítulo 3

Análise Multi-Critérios para Projeto de Subestação

3.1 Introdução

No capítulo anterior foram apresentados os principais arranjos de equipamentos de pátio empregados em subestações de transmissão de energia elétrica. No entanto, arranjos híbridos também são freqüentemente encontrados. Além dos equipamentos do pátio, existem na casa de controle das subestações os equipamentos de supervisão, comando e proteção, e os equipamentos de telecomunicações, responsáveis pelo envio/recepção da teleproteção e supervisão/comando remotos. A escolha de um ou outro arranjo para o pátio da subestação também afeta a parte dos equipamentos da casa de controle, já que influencia na filosofia de intertravamento, número de equipamentos a serem monitorados, etc..

A subestação, embora em algumas análises possa ser modelada apenas como um barramento por nível de tensão e transformadores, é uma parte bastante complexa e importante do sistema elétrico de potência. A confiabilidade de uma subestação tem grande influência na confiabilidade do sistema como um todo e, para elaborar o seu projeto de forma a atender a todas as expectativas do sistema na qual está inserida, devem ser levados em consideração diversos fatores, tais como: padronização estabelecida pela empresa beneficiada, índices de confiabilidade a serem atendidos segundo determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, níveis de tensão na qual deve operar, potência instalada, tipo de equipamentos disponíveis no mercado, local da instalação, impacto ao meio ambiente, entre outros.

O grande número de variáveis e o custo envolvido no projeto e implantação de uma subestação, tornam a atividade de definição da sua topologia bastante complexa.

Nos últimos anos as subestações têm sofrido várias mudanças, sendo a principal a chamada “automação de subestações”, com a retirada dos operadores locais e implantação da supervisão e controle remotos. Estas mudanças foram possíveis a partir do uso de sistema supervisores com transferência de dados/comandos através de sistemas de telecomunicação. O uso de novas tecnologias, tais como os chamados dispositivos

eletrônicos inteligentes e fibras ópticas, também tem provocado mudanças nas subestações, mas em geral estas mudanças se concentram nos equipamentos da casa de controle.

Está sendo proposta neste trabalho uma ferramenta para auxiliar o projetista nas decisões relativas à definição dos arranjos a serem empregados por nível de tensão em uma subestação. Considera-se que o local, o número de vãos e níveis de tensão já foram definidos previamente. A ferramenta proposta visa auxiliar o engenheiro responsável por esta decisão, de forma que ele não negligencie nenhuma etapa e/ou variáveis importantes ao projeto da subestação. Sendo assim, podemos assegurar um projeto que irá atender da melhor forma possível às expectativas do proprietário e por conseguinte às expectativas dos consumidores.

No item 3.2. será feita uma revisão bibliográfica sobre este assunto, no 3.3. é apresentado com maiores detalhes a proposta deste trabalho e no item 3.4. são colocadas as conclusões.

3.2 Revisão Bibliográfica

Após definido o local e os níveis de tensão que existirão em uma subestação, vem a etapa da seleção da configuração (ou configurações no caso de mais de um nível de tensão) do pátio de manobra, e a especificação dos equipamentos.

Já existem algumas soluções padronizadas para o projeto de subestação e seleção de algumas características dos equipamentos, as quais dependem do nível de tensão de operação, da potência a ser transmitida, e do sistema elétrico onde a subestação irá operar. Com isso resta à atividade de projeto realizar o processo de comparação destas alternativas e apoiar a seleção da topologia e escolha de algumas características dos equipamentos mais adequadas à finalidade que se deseja.

A metodologia empregada no processo de projeto de subestação, no qual as especificações de entrada descrevendo as características gerais da subestação são convertidas em alternativas de projeto, é determinada por dois processos distintos: filtragem das alternativas que não atendem aos requisitos mínimos, e análise multi-critérios para as possibilidades restantes. A análise multi-critérios é um processo de decisão onde as alternativas são comparadas a partir de critérios tais como custos de implantação e de operação, atendimento à padronização, confiabilidade, flexibilidade operacional e impacto ambiental. Poucas publicações têm apresentado ferramentas para apoio ao processo de projeto de subestações. A seguir descreveremos os trabalhos mais relevantes neste tema.

ATANACKOVIC et al. (1998a e 1998b) propuseram uma ferramenta para análise multi-critérios (MCA) onde a escolha da possível configuração e de alguns equipamentos da subestação (meio para extinção do arco voltaico em disjuntores), é feita através de análise e avaliação de possíveis alternativas de projeto, de acordo com um conjunto de critérios. Os critérios aplicados pelos autores são *custo, confiabilidade, flexibilidade de operação e impacto no meio ambiente*, podendo outros critérios serem incorporados, tais como padronização adotada pela empresa beneficiada ou requisitos mínimos exigidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

A análise apresenta aspectos subjetivos, já que a cada critério é atribuída uma nota de 0 a 10 e a avaliação geral da alternativa é obtida ponderando-se as notas parciais. As notas parciais para custo e confiabilidade são fornecidas a partir de análise do custo dos equipamentos e de índices de confiabilidade. Já as notas parciais para flexibilidade e impacto ambiental e os pesos para cada critério são diretamente definidos por especialistas, e podem variar de acordo com o especialista ou empresa.

A construção do diagrama unifilar da subestação consiste de dois passos: (i) selecionar dos arranjos listados as possíveis configurações para cada setor da subestação e, (ii) combinar a configuração dos setores escolhidos para formar as possíveis alternativas de diagramas unificares completos da subestação.

No conjunto de topologias iniciais, são aplicados vários filtros para eliminar os arranjos que não satisfazem às restrições impostas ao projeto (figura 3.1).

Após a aplicação do processo de filtragem é realizada análise multi-critérios conforme ilustrado na figura 3.2 (ATANACKOVIC et al., 1998a). O processo começa com os dados de entrada tais como localização da subestação, índice de potência, níveis de tensão e influência da preferência do usuário.

O processo de filtragem consiste dos seguintes filtros (ATANACKOVIC et al., 1998b):

- Filtro de Tensão: elimina os arranjos não implementados em um dado nível de tensão. Por exemplo: arranjo barra simples não é usada para o nível de tensão de 765kV;
- Filtro Tamanho da Subestação: elimina as configurações inapropriadas para o número de circuitos e transformadores;
- Filtro Confiabilidade: elimina os arranjos que trazem conseqüências inaceitáveis devido a eventos especificados, e;
- Filtro Ambiente de Restrições: elimina os arranjos não compatíveis com o local e as dimensões da subestação.

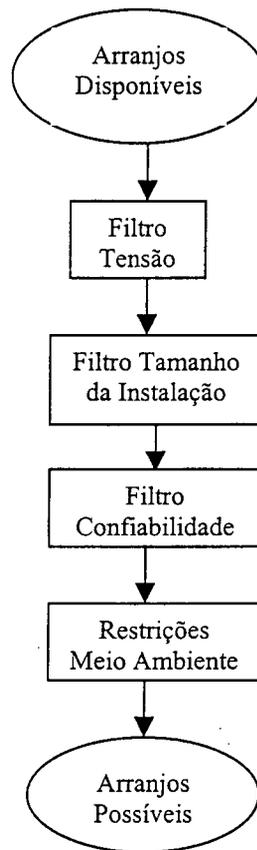


Figura 3.1 – Processo de Filtragem para Seleção do Arranjo da Subestação

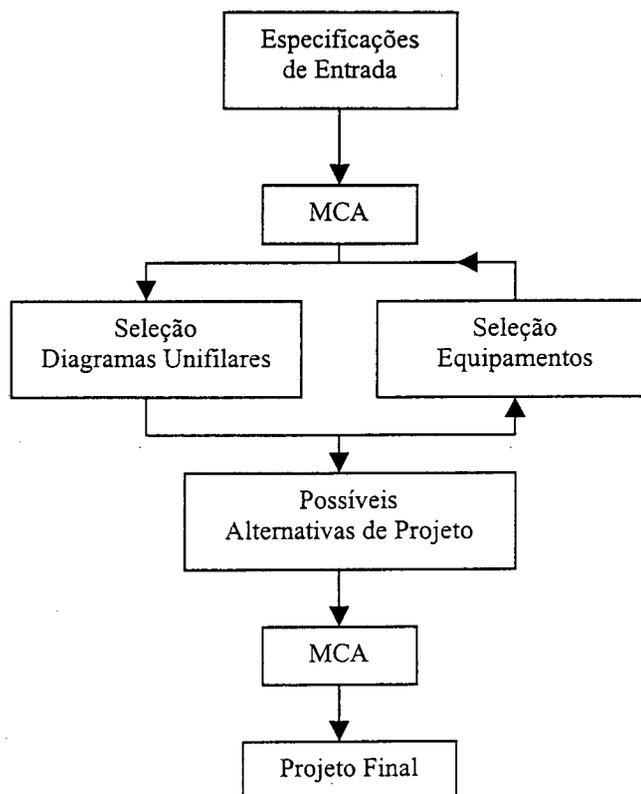


Figura 3.2 – Análise Multi-Critérios em Projeto de Subestação

O resultado do processo de filtragem, é um conjunto de possíveis arranjos de barra. Estes arranjos são combinados para formar a totalidade da subestação. ATANACKOVIC et al. (1998a, 1998b e 1999) dividem a subestação em cinco componentes principais: Linhas de Transmissão de Alta Tensão; Barras de Alta Tensão; Grupos Transformador/Compensador; Barras de Baixa Tensão; Linhas de Transmissão de Baixa Tensão. A combinação dos arranjos escolhidos para formar as cinco partes da subestação mencionadas anteriormente é feita através de um conjunto de regras heurísticas que asseguram que a união de duas configurações possíveis, não conduza a uma estrutura indesejável.

Os equipamentos elétricos de uma subestação são classificados de acordo com as seguintes categorias: (ATANACKOVIC et al., 1998a e 1998b)

- condutores elétricos (linhas aéreas, cabos e barras);
- equipamentos de interrupção (disjuntores e seccionadoras);
- transformadores;
- equipamentos compensadores;

- equipamentos de proteção ,e;
- sistemas de comunicação simples.

O processo de seleção de equipamentos na maior parte destas categorias consiste primeiro em escolher o tipo de equipamento elétrico. O segundo passo é determinar as características elétricas que satisfaçam as restrições de projeto (nível de tensão, nível de isolamento, capacidade de resistir a curto-circuitos, etc.). A análise multi-critérios ajuda aqui a realizar a seleção do conjunto de possíveis equipamentos escolhidos previamente. Assim como no caso de seleção de arranjos de barras, existe uma avaliação de cada equipamento elétrico com suas notas relativas, de maneira similar ao efetuado para classificação dos arranjos de barramentos (ATANACKOVIC et al., 1998a e 1998b).

O passo final do processo de projeto de subestação, consiste na determinação dos escores relativos de acordo com os quatro critérios de projeto, e avaliação destes escores através da preferência do usuário para a determinação dos escores totais de cada alternativa de projeto. Através das notas finais as alternativas de projeto são classificadas e o projeto final é escolhido (ATANACKOVIC et al., 1998a e 1998b).

Os escores relativos representam uma avaliação quantitativa de uma alternativa de projeto ou um componente do sistema com relação a cada um dos critérios considerados. A influência da preferência do usuário permite que o projetista dê ênfase a alguns critérios sobre outros, de modo que se pode enfatizar algum critério sobre outro. Por exemplo: enfatizar fortemente o custo sobre os outros critérios, devido à escassez de recursos. Em ATANACKOVIC et al. (1998a) os fatores de ponderação entre os critérios, colocados como os preferidos pelos usuários são:

- Confiabilidade: 40%;
- Custo: 35%;
- Flexibilidade Operacional: 15%;
- Impacto no Ambiente: 10%.

Seguindo esta linha de análise multi-critérios para projetos de subestações, KLADT et al. (2000) propuseram uma metodologia semelhante para avaliação e classificação de algumas alternativas de configurações de subestações. Alguns aspectos são comparados em termos de custos (projeto, custo da área da subestação, custo de equipamentos, custo de manutenção, custo por energia não suprida esperada e penalizações, etc.) e outros por análise qualitativa (impacto ambiental, segurança de pessoal, atualidade tecnológica, etc.). A análise global é feita levando-se em conta que o ciclo de vida de uma subestação é em

torno de 30 anos. Provavelmente porque os principais autores são da Asea Brown Boveri (ABB), entre os aspectos comparados é incluída a proposta de uso de módulos PASS (*Plug and Switch*), de tecnologia ABB, ao invés dos tradicionais conjuntos de disjuntores, chaves, e transformadores de corrente e potencial.

A ferramenta de avaliação é composta de três partes: (KLADT et al., 2000)

- Lista de verificação de comparação;
- Comparação de custos, e;
- Comparação qualitativa.

A lista de comparação tem como finalidade assegurar que nenhum parâmetro relevante à comparação seja esquecido ou negligenciado durante a execução deste processo.

A maioria desses parâmetros já são utilizados pelas empresas durante o planejamento, o projeto e o processo de aquisição de novas instalações. O novo aspecto é ter tudo isso consolidado e integrado dentro de uma ferramenta simples, levando em consideração que todos os parâmetros influenciam, de uma forma ou de outra, no custo da subestação.

A lista de verificação utilizada está ilustrada na figura 3.3 (KLADT et al., 2000). Nesta figura, os parâmetros em negrito são comparados em termos de custo, os demais são comparados qualitativamente. O custo total para o ciclo de vida é a soma do:

- custo de implantação incorrido até a data de entrada em operação, isto é, planejamento, administração, projeto e custo de construção;
- custo capitalizado da energia não suprida;
- custo capitalizado das penalidades incorrido devido à interrupção dos serviços e a indisponibilidade de atendimento a carga;
- custo de manutenção;
- custo de operação.

Para determinação do custo total, é empregado o método do valor presente líquido sobre a programação do tempo de vida útil da subestação (KLADT et al., 2000). Neste trabalho, os critérios também são ponderados. A importância de cada parâmetro para a especificação do projeto da subestação deve estar sujeito à avaliação (peso) de 0 (não importante) a 10 (mais importante). A importância dos parâmetros deve ser definida pelo gerente de investimentos/operação.

| • Custo de implementação | |
|---|---|
| ✓ Projeto | ✓ Instalação elétrica secundária |
| ✓ Escolha do local | ✓ Trabalho civil – nível de subestação |
| ✓ Custo da área | ✓ Trabalho civil – estrutura |
| ✓ Relatório RIMA de impacto ecológico | ✓ Trabalho civil – construção |
| ✓ Equipamento primário | ✓ Transporte |
| ✓ Equipamento secundário | ✓ Edificação |
| ✓ Integração de controle, proteção, automação e monitoramento | ✓ Comissão |
| | ✓ Garantia |
| • Custos em operação | |
| ✓ Manutenção | ✓ Penalidades |
| ✓ Peças para reposição | ✓ Seguro |
| ✓ Operação | ✓ Assistência técnica |
| ✓ Energia não suprida | |
| • Performance | |
| ✓ Flexibilidade de operação | ✓ Estado da arte da tecnologia |
| ✓ Confiabilidade | ✓ Continuidade tecnológica |
| ✓ Segurança pessoal/explosão | ✓ Tratamento após o ciclo de vida |
| ✓ Impacto de influentes externos | |

Figura 3.3 – Lista de Verificação de Comparação

No caso de uma das alternativas obter um baixo valor na comparação de custo e um valor alto na comparação qualitativa, é inquestionável a adição desta alternativa. Se por outro lado, uma subestação tem alto custo, mas ao mesmo tempo ela é melhor em termos da comparação qualitativa, então a gerência decidirá se os benefícios apontados nos parâmetros qualitativos são justificados pelo aumento de custo total, isto é, uma análise do custo benefício e decisão sobre a alternativa.

Os trabalhos descritos até o momento não consideram a possibilidade de implantação de subestações isoladas a gás (GIS), possivelmente devido à dificuldade de se efetuar expansões em subestações deste tipo (ROCHA et. al.; 2001a).

Além dos trabalhos citados, alguns outros procuram comparar custo x confiabilidade de subestações. Dentre estes temos o artigo de BILLINTON e SATISH (1995), que inclui a modelagem das subestações no sistema de confiabilidade de 24 barras do IEEE, a fim de avaliar o efeito das faltas originadas em subestações em um sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As falhas consideradas originadas em subestações são em barramentos, disjuntores e transformadores. Para exemplificar a metodologia, uma das subestações é modelada com diferentes configurações: disjuntor e meio, disjuntor e um terço, disjuntor e meio modificada (um transformador conectado à barra através de chaves, reduzindo um disjuntor) e anel. A função objetivo a ser minimizada é um custo total, representado pelo somatório dos custos de instalação, manutenção e dos desligamentos (energia não suprida nos pontos de carga). Neste caso específico, a melhor relação custo/benefício foi fornecida pelo disjuntor e meio modificado.

Em PAGE et. al. (1991) os autores apresentam um estudo realizado com o objetivo de aumentar a confiabilidade de uma importante subestação de 500 kV do sistema canadense. Esta subestação tinha a configuração de disjuntor e um terço. A metodologia empregada na análise seguiu os seguintes passos:

- i. Foram definidos os eventos para os quais as alternativas teriam que apresentar bom desempenho, por exemplo, falta em uma linha durante a manutenção em um disjuntor, ou falta em uma linha seguida de falha na atuação do disjuntor;
- ii. Definição das configurações alternativas para a SE;
- iii. Identificação de uma “tabela verdade” para cada um dos tipos de eventos listados no item *i.*, para todas as combinações possíveis de eventos, de maneira a avaliar as conseqüências operacionais dos mesmos;
- iv. Análise da frequência das conseqüências levantadas nas tabelas verdade, empregando dados históricos sobre frequência e duração das saídas forçadas e manutenções.

No resultado desta análise, dentre as duas alternativas com maior confiabilidade, a melhor em termos técnicos foi também a de menor custo, facilitando a decisão. Os dois arranjos em questão, chamados disjuntor duplo e 4x6 não estão dentre os descritos no capítulo 2 deste trabalho. Cabe destacar que, assim como no artigo de BILLINTON e

SATISH (1995), não foram aqui consideradas as falhas em chaves seccionadoras, apenas em linhas de transmissão, disjuntores e barramentos.

Para analisar o impacto da topologia de uma subestação de transmissão no sistema, se faz necessário o uso de uma metodologia que considere a subestação inserida em um sistema, a exemplo do colocado em BILLINTON e SATISH (1995), além de, no caso da análise determinística, uma lista de contingências a serem testadas em diferentes níveis de carregamentos. Estas análises podem fornecer soluções de projeto diferentes, dependendo da localização da subestação no sistema.

Segundo TIMMERMAN et al. (1998), empresas do setor elétrico holandês, estão propondo projetos de subestação sem a utilização de chaves seccionadoras com o objetivo de alcançar uma grande redução no custo de implantação. Mas esta proposta está sendo intensamente discutida para poder garantir que esta significativa mudança no conceito de projeto de subestação não diminua a confiabilidade da subestação e possa garantir a segurança da instalação e das pessoas envolvidas.

Alguns autores (BROWN e TAYLOR, 1999; TYLAVSKY et. al., 1998) têm apresentado propostas para analisar o efeito de subestações de distribuição nos índices de continuidade de fornecimento de energia. Embora as topologias de subestações de distribuição não variem tanto quanto nas de transmissão, é importante avaliar o efeito de seccionar barramentos ou o momento de acrescentar mais um transformador, ou ainda substituir um transformador por um de maior porte.

3.3 Proposta do Trabalho

A nossa proposta de trabalho foi desenvolver um sistema especialista capaz de avaliar novas soluções para projeto de subestações de transmissão, de acordo com os modelos utilizados no Brasil.

O sistema especialista proposto, a partir de informações sobre energia não suprida, configuração de barras, quantidade de equipamentos na subestação, custo dos equipamentos, características elétricas dos equipamentos e uma avaliação qualitativa sobre o impacto ambiental causado por ela, a sua flexibilidade de operação e a preferência por uma determinada configuração de barras, avalia o projeto da subestação proposta, considerando aspectos quantitativos como o custo da energia não suprida e o custo total dos equipamentos utilizados, e aspectos qualitativos referentes ao impacto ao meio

ambiente, flexibilidade de operação e a preferência do proprietário por um determinado arranjo de barras.

A aquisição deste conhecimento foi feita através da utilização de alguns programas existentes (cálculo de confiabilidade) e as demais informações foram obtidas através de consultas a empresas do setor, catálogos, entrevistas com especialistas da área de projeto de subestações de transmissão.

O sistema especialista proposto funciona da seguinte forma:

- a partir de especificações iniciais (nível de tensão, transformadores, alternativas para topologia, etc.) o sistema interage com o usuário, informando ao mesmo a avaliação realizada para a busca da topologia mais apropriada para a subestação proposta;
- analisa custo da energia não suprida, custo de equipamentos, aspectos ambientais, flexibilidade de operação e preferência do proprietário.

Como dados de entrada o sistema especialista utiliza dados de confiabilidade fornecidos pelo programa computacional CST, necessita também, dos dados dos equipamentos que irão compor o pátio da subestação (disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores), tais como: corrente de curto-circuito dos disjuntores, quantidade de disjuntores utilizados, potência nominal dos transformadores, corrente nominal dos disjuntores, meio de extinção do arco elétrico, etc. O sistema especialista utiliza também para avaliar as alternativas de topologias, o custo da energia não suprida de cada alternativa. Além desses dados quantitativos são necessários também dados qualitativos, os quais serão fornecidos por especialista da área através de uma nota e um fator de ponderação para cada um dos critérios analisados. Os critérios qualitativos são: Impacto Ambiental, Facilidade de Manobra e Preferência do Proprietário.

A figura 3.4 ilustra a estrutura do trabalho a ser desenvolvido.

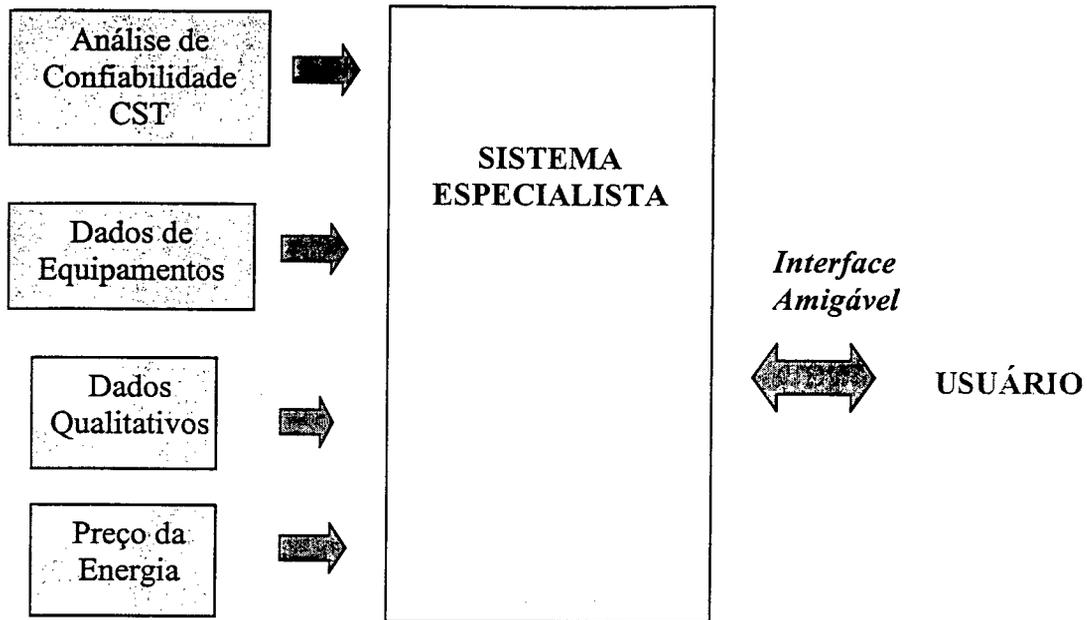


Figura 3.4 – Estrutura do Sistema Especialista

3.4 Conclusões

A elaboração de projeto de subestação de energia elétrica de alta tensão é um processo bastante complexo, pois envolve uma série de variáveis que estão interrelacionadas, desde a seleção do diagrama unifilar da subestação até a escolha dos equipamentos a serem instalados.

Para poder auxiliar o projetista na elaboração do projeto de subestação de alta tensão, propõe-se uma ferramenta que irá assegurar que nenhuma das principais etapas/variáveis envolvidas na elaboração do projeto será negligenciada.

Como na seleção da melhor topologia para uma subestação é necessário que se ponderem aspectos qualitativos e quantitativos através de heurísticas semelhantes às empregadas pelos especialistas responsáveis por essa tarefa no setor, optou-se pelo uso da técnica de sistemas especialistas.

Capítulo 4

Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

4.1 Introdução

Um sistema de potência tem como função básica o atendimento à carga instalada de forma econômica e em níveis de qualidade adequados. O conceito de qualidade envolve basicamente quatro aspectos: disponibilidade, conformidade, restaurabilidade e flexibilidade. A *disponibilidade (continuidade)* é a capacidade do sistema elétrico fornecer energia na quantidade demandada pelos consumidores e sem interrupções. Já a *conformidade* é a capacidade do sistema fornecer energia sem presença de componentes harmônicas e variações de frequência. *Restaurabilidade* é a capacidade do sistema retornar rapidamente o fornecimento de energia elétrica após contingências com desligamentos permanentes e perda de carga, e a *flexibilidade* representa a habilidade que o sistema elétrico tem de assimilar mudanças em sua configuração (THOMAZ, 1998).

De acordo com o glossário de termos preparados pela força tarefa do conselho norte-americano de confiabilidade elétrica (NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL – NERC, 1996), a *confiabilidade* de um sistema de energia elétrica pode ser definida como o grau de desempenho dos elementos deste sistema que resulta na energia sendo entregue aos consumidores dentro de padrões aceitáveis e na quantidade desejada. A confiabilidade pode ser medida pela frequência, duração e magnitude dos efeitos adversos no suprimento. Para que se avalie o grau de confiabilidade de um sistema deve-se verificar sua capacidade de atender a demanda todo o tempo, levando em consideração desligamentos programados e de emergência de elementos do sistema (*adequação*); e também sua capacidade de suportar distúrbios tais como curto-circuitos e perda de elementos do sistema (*segurança*).

Pode-se compreender do que foi colocado nos parágrafos acima, que os conceitos de qualidade e confiabilidade estão interrelacionados. Sistemas com altos índices de confiabilidade são sistemas que sofrem poucas interrupções e que quando elas ocorrerem, têm curta duração. Altos níveis de confiabilidade implicam em investimentos em sistemas geração/transmissão/distribuição, de forma que poucas e raras ocorrências cheguem a

causar interrupção no fornecimento. Neste capítulo serão apresentados alguns conceitos básicos de confiabilidade e formas de avaliá-la, especialmente em sistemas de transmissão de energia elétrica.

4.2 Custos x Confiabilidade

O aumento da vulnerabilidade da sociedade perante a interrupção do fornecimento de energia elétrica tem resultado no aumento do interesse do governo, grupos de consumidores e instituições de regulamentação em várias nações industrializadas, em poder mensurar quanto uma sociedade é afetada com a interrupção do fornecimento de energia. Porém, é difícil quantificar esta vulnerabilidade. As relações qualitativas básicas entre o custo de interrupção e o grau de confiabilidade são ilustrados na figura 4.1 (MEEUWSEN, 1998). Este gráfico simplificado ilustra que o custo das empresas de suprimento de energia aumenta com o aumento da confiabilidade da energia fornecida aos consumidores, enquanto que o custo do consumidor (prejuízo) associado à interrupção no fornecimento de energia elétrica diminui com o aumento do nível de confiabilidade.

As conseqüências, e portanto o custo de interrupção, podem ser divididas em diretas e indiretas. Efeitos diretos são aqueles que resultam da interrupção do fornecimento de energia. Exemplos de custo econômico direto são: a perda de produção, deterioração de alimentos, custo de reinício para fábricas com processos contínuos, perda de rendimento, pagamento de pessoal impossibilitado para trabalhar, ou o custo associado com a segurança e a saúde humana. Nos efeitos sociais diretos podem ser incluídos o desconforto e o medo de crimes ou acidentes.

Os efeitos indiretos são conseqüências secundárias da interrupção no fornecimento de energia, e podem ser de curto ou longo período. Exemplos de um curto período é a perda ou o prejuízo devido à interrupção no fornecimento. Um efeito de longo período pode ser a migração de uma indústria de uma área com baixo nível de confiabilidade para uma área pertencente a outra companhia de eletricidade que garanta um alto nível de qualidade.

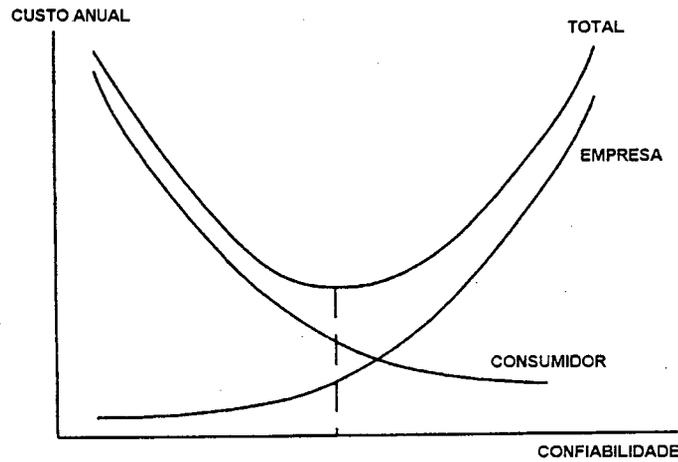


Figura 4.1 – Custo da Confiabilidade

Os custos de uma interrupção também se relacionam diretamente com a duração da interrupção. Esta relação é mostrada na figura 4.2. (MEEUWSEN, 1998), que é também chamada de função de perda de consumidor.

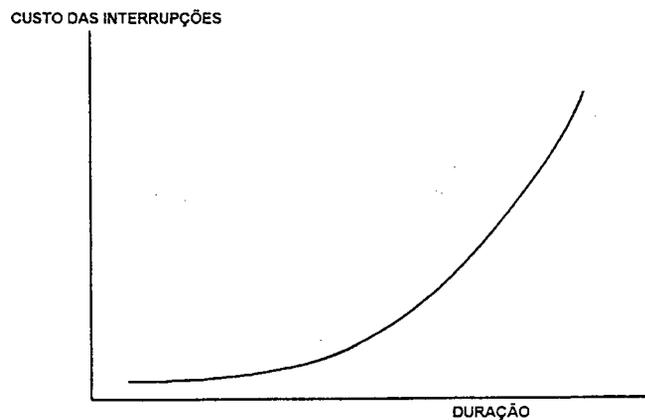


Figura 4.2 – Função Perda de Consumidor Típica

As curvas 4.1 e 4.2 dependem do tipo de consumidor. Em geral pode ser dito que o custo da energia não suprida para o setor de serviços, o setor industrial e o setor comercial são altos. Na categoria dos consumidores agrícolas, existe uma grande variação no custo estimado.

4.3 Avaliação da Confiabilidade em Sistemas de Transmissão

O sistema de transmissão é a parte do sistema que transporta a energia elétrica gerada nas usinas para as subestações de suprimento. Geralmente, os sistemas de transmissão são sistemas malhados e operam em níveis de extra alta tensão. O fluxo de potência nas linhas de transmissão pode ser bidirecional, porém, o fluxo em uma direção será predominante.

O sistema de transmissão sofre mudanças freqüentes devido ao crescimento da demanda e conseqüente necessidade de adaptação da infra-estrutura de suprimento (instalação de novos equipamentos, construção de novas instalações, troca de equipamentos/tecnologias).

Para avaliação da confiabilidade de sistemas de transmissão e distribuição existem basicamente dois caminhos: o probabilístico (quantitativo) e o determinístico (qualitativo). Em ambos os casos o objetivo é determinar-se as conseqüências de distúrbios que podem ocorrer no sistema. A diferença básica entre as duas abordagens é que a análise probabilística não verifica apenas a severidade de um evento ou um estado e seu impacto no sistema, mas também a sua probabilidade de ocorrência (MEEUWSEN, 1998). Portanto, a aplicação de métodos probabilísticos para avaliação da confiabilidade de sistemas fornece maiores informações tanto para as empresas quanto para os consumidores.

A avaliação da confiabilidade é uma parte importante do processo de garantia de qualidade, que está sendo introduzido na indústria de suprimento de eletricidade. As empresas do setor de transmissão estão normalmente interessadas em três índices de confiabilidade: a freqüência de interrupção do ponto de carga (medida em ocorrências por ano), a duração média da interrupção do ponto de carga (medidas em horas ou minutos por ocorrência) e a indisponibilidade anual do ponto de carga (medida em horas ou minutos por ano).

Os índices citados anteriormente são de fundamental importância no processo de tomada de decisões de uma empresa de eletricidade, pois eles irão indicar qual projeto de expansão/melhoramento do sistema apresenta melhor relação custo x benefício. Os projetos devem atender a um determinado grau de confiabilidade sob pena de serem rejeitados, e os projetos que possuem um grau de confiabilidade adequado devem ser analisados com relação ao custo para o ciclo de vida.

A confiabilidade do sistema de transmissão não é apenas influenciada pela confiabilidade dos componentes instalados no sistema, mas também por vários outros aspectos, tais como: estrutura da rede, redundância de componentes, ações operacionais, sistema de proteção, qualidade da manutenção preventiva periódica, grau de automação do sistema, fator de carga, etc. Isto mostra que muitos aspectos devem ser levados em consideração quando modelos e técnicas são desenvolvidos.

Algumas suposições realísticas para o sistema de transmissão são em geral adotadas: (MEEUWSEN, 1998)

- Alguns circuitos são reparáveis ou substituíveis;
- A duração média para o reparo ou para a substituição de um circuito é bem menor do que sua duração média em operação;
- A duração média de chaveamento de um circuito é bem menor do que a duração média de reparo ou substituição;
- Falhas múltiplas de três ou mais circuitos são negligenciadas, pois têm uma contribuição muito pequena sobre a análise de confiabilidade do sistema;
- Toda a análise é realizada considerando o tempo independente para os índices de confiabilidade de componentes.

A idéia básica da avaliação da confiabilidade do sistema de transmissão é calcular os índices de confiabilidade do sistema a partir dos dados associados aos seus componentes. A fim de viabilizar esta análise, modelos matemáticos que relacionam os índices de falha do sistema com os índices de falhas dos componentes individuais devem ser derivados.

Estudos realizados (MEEUWSEN, 1998 , MENDES et al., 1993 , BILLINTON et al., 1995 and BILLINTON et al., 1985), comprovam que as falhas originadas em subestações têm uma influência significativa na confiabilidade do sistema como um todo, e esta confiabilidade não depende apenas dos índices de confiabilidade individuais dos componentes, mas também da forma como eles são conectados, isto é, da topologia da subestação.

Quando estamos analisando a confiabilidade de um sistema de transmissão em relação às empresas distribuidoras e/ou consumidores finais, deve estar claro que esta avaliação depende também da capacidade do sistema transmitir energia das estações de geração para os pontos de carga de suprimento, mesmo tendo ocorrido a perda de uma

linha de transmissão ou transformador. Logo, a situação de carga e a geração programada também têm um impacto nos resultados da análise de confiabilidade.

No caso do trabalho aqui descrito, o objetivo é verificar a probabilidade de ocorrência de eventos nas subestações levarem a desligamentos em linhas de transmissão. Em uma etapa seguinte, as conseqüências da perda desta(s) linha(s) de transmissão para o sistema deveriam ser avaliadas.

4.4 Processo de Falha, Restauração e Manutenção Programada

Para avaliação da confiabilidade de uma subestação, sistema de transmissão ou de distribuição são necessários dados sobre a configuração da rede, carregamento, chaves seccionadoras, disjuntores, transformadores, barramentos e linhas de transmissão.

Existem, em princípio, três processos estocásticos que caracterizam a confiabilidade dos dados dos componentes, que são: processo de falha, processo de restauração e processo de manutenção programada.

4.4.1 Processo de Falha

As falhas no sistema de transmissão podem ser divididas entre falhas ativas e passivas ou permanentes. A falha ativa é o tipo de falha que retira de operação outros componentes do sistema além do efetivamente afetado, devido à atuação do sistema de proteção. Já a falha passiva ou permanente, é a falha que retira de operação apenas o componente afetado pela falha. Estes dois conceitos serão melhor elucidados no Capítulo 5 desta dissertação.

Dentro do processo de falha é comum considerar três modos de falha (MEEUWSEN, 1998):

- Falha de curto-circuito
- Falha de abertura de circuito;
- Falha de chaveamento.

Falha de Curto-circuito

A falha de curto-circuito é a que causa a maioria dos desligamentos em um sistema de transmissão, sendo desta forma, o tipo de falha mais comum. A falha de curto-circuito causa o acionamento do esquema de proteção primário ou de retaguarda para isolar o

circuito afetado pela falha. Este tipo de isolamento da falha é normalmente caracterizado como uma falha ativa.

Falha por Circuito Aberto

É rara a ocorrência deste tipo de falha no sistema de transmissão. Um exemplo de sua ocorrência é a quebra de um condutor causando a abertura do circuito, mas neste caso quando o condutor bate no chão, acontece o curto-circuito, que causa a operação do disjuntor apropriado via atuação da proteção. Este tipo de falha é definida como falha passiva (do instante da quebra até o momento anterior ao toque do condutor no chão). Um outro exemplo da falha por abertura é a operação indevida de um disjuntor causada por falha no sistema de proteção ou falha no próprio disjuntor. Este tipo de falha também inclui erros decorrentes da operação manual.

Falha de Chaveamento

Os disjuntores apresentam um outro tipo de falha denominada falha de abertura no comando, também conhecida como falha para operar ou condição de disjuntor preso. Quando isto ocorre, o disjuntor não interrompe a falta e o sistema de proteção de retaguarda deve operar, isolando uma área maior do sistema, com um impacto mais significativo na sua operação.

As falhas para operar são importantes e devem ser consideradas na avaliação de confiabilidade do sistema de transmissão de energia, visto que seus efeitos podem ter sérias conseqüências. Uma falha de disjuntor preso não é geralmente identificada até o disjuntor ser chamado a operar devido à atuação da proteção ou testes da manutenção.

Este tipo de falha é caracterizada como uma falha ativa.

Embora as falhas para fechar também possam ocorrer em disjuntores que permaneçam normalmente abertos ou em disjuntores a serem religados após ocorrência de falta e/ou manutenção, elas costumam ser desprezadas em estudos de confiabilidade.

4.4.2 Processo de Restauração

Dois tipos de restauração podem ser distinguidos: restauração de suprimento para o consumidor e restauração de um componente falhado para o seu estado de serviço. Geralmente o suprimento de eletricidade é restaurado por chaveamentos (manualmente ou automaticamente), enquanto o segundo tipo de restauração é executado por reparo ou

substituição. Portanto, é necessário ter cuidado para identificar corretamente o tempo de restauração para executar a previsão do cálculo de confiabilidade, no aspecto da duração das interrupções (MEEUWSEN, 1998).

4.4.3 Processos de Manutenção Programada

A maioria dos componentes no sistema de potência são submetidos a programas de manutenção preventiva periódica.

Estes programas têm a finalidade de manter baixa a taxa de falha dos componentes do sistema, mas é evidente que no decorrer da execução dos serviços de manutenção preventiva dos componentes o sistema fica enfraquecido, isto é, o sistema fica mais vulnerável à ocorrência de uma falha. Deve sempre ser lembrado que a execução de programas de manutenção preventiva parte do pressuposto que os efeitos benéficos são mais fortes do que os efeitos adversos. Ainda estão sendo realizados estudos para se determinar a frequência ideal para a realização da manutenção programada dos componentes do sistema, com base na duração média da atividade de manutenção programada (MEEUWSEN, 1998, BILLINTON et al., 1995).

Geralmente, quando ocorre uma falha durante a execução da manutenção programada, a duração do serviço de manutenção pode ser encurtada. Com isso as atividades de manutenção programada são então paralisadas e o processo de manutenção é terminado após o reparo do componente falhado. Em alguns casos a própria manutenção programada implica em interrupção do fornecimento.

4.5 Índices Estatísticos

Com dados coletados através da monitoração e acompanhamento em campo da operação do sistema, uma série de índices estatísticos podem ser determinados. Esses índices não são valores determinísticos, mas valores médios ou esperados de uma distribuição de probabilidade, que pode ser desconhecida. Estes índices são descritos a seguir:

- Probabilidade de residir num estado =
$$\frac{\text{tempo total gasto nesse estado}}{\text{período de tempo}} \quad (4.1)$$

- Taxa de ocorrência =
$$\frac{\text{número de eventos}}{\text{tempo de exposição para o evento}} \quad (4.2)$$

- $$\text{Frequência de ocorrência de um estado} = \frac{\text{número de eventos}}{\text{período de tempo}} \quad (4.3)$$

Quando um componente é operado continuamente, isto é, o seu tempo em operação é muito grande, o valor numérico do período de tempo na equação (4.3) e o tempo de exposição para o evento na equação (4.2) (o valor dos denominadores das duas fórmulas anteriores) são aproximadamente idênticos, levando à conclusão que o valor da taxa de ocorrência e o valor da frequência de ocorrência de um estado são aproximadamente iguais e por este motivo o valor da taxa é freqüentemente encontrado utilizando-se a equação da frequência.

- $$\text{Duração média de um estado} = \frac{\text{tempo total gasto nesse estado}}{\text{número de eventos}} \quad (4.4)$$

Comparando-se as equações (4.1), (4.3), e (4.4) conclui-se que a probabilidade de residir num estado é igual ao produto entre a frequência de ocorrência do estado e a duração média do mesmo.

- $$\text{Probabilidade de uma falha no comando} = \frac{\text{número de falhas para operar}}{\text{número de comandos para operar}} \quad (4.5)$$

Quando determinam-se/avaliam-se os índices de confiabilidade de um sistema de transmissão, deve-se sempre lembrar que a probabilidade de ocorrência de uma saída pode estar associada a um único evento (causa) independente ou à associação de um conjunto de eventos. Um exemplo disto, são os componentes de utilização externa, onde as condições atmosféricas podem ter uma influência dominante sobre a probabilidade de falha de um equipamento.

Como visto anteriormente, uma falha pode depender ou não da ocorrência de um ou mais eventos (falhas) e a este tipo de falha dependente dá-se o nome de falha em cascata. Uma falha em cascata pode ser definida como um evento que tem uma ou várias causas externas com múltiplos efeitos de falha, onde os efeitos são conseqüências um do outro

(MEEUWSEN, 1998). Por exemplo, a remoção de uma linha devido à sobrecarga resultante de uma falha independente da outra linha de um circuito de configuração dupla.

As falhas em um sistema de transmissão podem ter diversas causas, tais como: fogo sob o traçado de uma linha de transmissão, condições atmosféricas severas (tempestades, tornados), falha na fundação ou ancoramento (enchente, deslizamento de terra, erosão do terreno), interferência de outros circuitos (circuitos de alta tensão atravessando circuitos de baixa tensão), entre outros. Então, uma falha de causa comum pode ser definida como um evento que tem uma causa externa com múltiplos efeitos de falha, onde os efeitos não são consequência um do outro (MEEUWSEN, 1998).

A experiência tem mostrado que a taxa de falha de muitos componentes do sistema de transmissão depende diretamente das condições atmosféricas às quais eles são expostos. Em algumas condições atmosféricas, a taxa de falha de um componente pode ser maior do que aquela determinada com as condições atmosféricas mais favoráveis.

A taxa de falha de um componente como uma função do tempo pode ter a forma de uma banheira, como mostrado na figura 4.3.

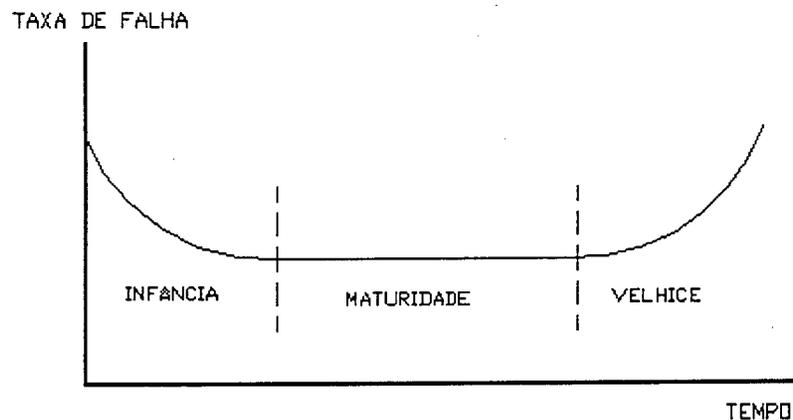


Figura 4.3 – Curva da Banheira da Taxa de Falha de um Componente

Como pode ser observado, a curva da figura 4.3 apresenta três intervalos distintos. O primeiro intervalo mostra uma taxa de falha alta em redução (infância), o segundo mostra que a taxa de falha é aproximadamente uma constante (maturidade), e no terceiro a taxa de falha aumenta drasticamente (velhice) (ENDRENYI, 1978 , CARNEIRO, 1999). Na análise de confiabilidade, considera-se que os equipamentos encontram-se no período plano (maturidade) da conhecida “curva da banheira”.

4.6 Confiabilidade de Componentes

Para a análise da confiabilidade dos sistemas, muitos dados são coletados pelas empresas do setor. Em geral, estes dados devem ser tratados de forma que possam refletir mais fielmente o comportamento do sistema monitorado.

Os dados de confiabilidade de componentes, na maioria dos casos, servem como dados de entrada para a previsão da confiabilidade dos sistemas.

Na análise da confiabilidade dos sistemas de transmissão, os seguintes índices estatísticos dos equipamentos de transmissão são utilizados:

- λ_k – taxa de falha do componente k ($\lambda_k = \lambda_k^p + \lambda_k^a$);
- λ_k^p – taxa de falha passiva do componente k ;
- λ_k^a – taxa de falha ativa do componente k ;
- λ_k^m – taxa de saída programada do componente k ;
- μ_k – taxa de reparo do componente k ;
- r_k – duração média da falha do componente k ;
- r_k^m – duração média de manutenção do componente k ;
- Pr_k^{scb} – probabilidade de uma condição de disjuntor preso do disjuntor k .

A taxa de falha passiva do componente k , λ_k^p , e a probabilidade de uma condição de disjuntor preso do disjuntor k , Pr_k^{scb} , são especificados para os disjuntores, e, todos os demais índices são universais para os equipamentos do sistema de transmissão.

4.7 Modelando a Saída de Componentes

Existem dois índices básicos para se fazer a avaliação da confiabilidade do sistema de transmissão, que são, a probabilidade e a frequência com que um determinado estado da rede ocorre. A avaliação desses índices é normalmente baseada no diagrama espaço-estado que pode ser descrito pelo processo de Markov contínuo, também conhecido como processo de Markov homogêneo. Outras medidas, como a duração média de um estado, podem ser obtidas a partir deste dois índices básicos (BILLINTON et al.,1992).

4.7.1 Princípio Básico

Considere o diagrama espaço-estado de um simples componente reparável k , como mostrado na figura 4.4. O componente k pode encontrar-se em dois estados: operando (estado 1) ou fora de operação (estado 2). Após a ocorrência de uma falha o componente é

submetido a reparo, e após terminado o reparo ele retorna à operação. As taxas de transição entre os dois estados são caracterizadas pelas taxas de falha e reparo do componente.

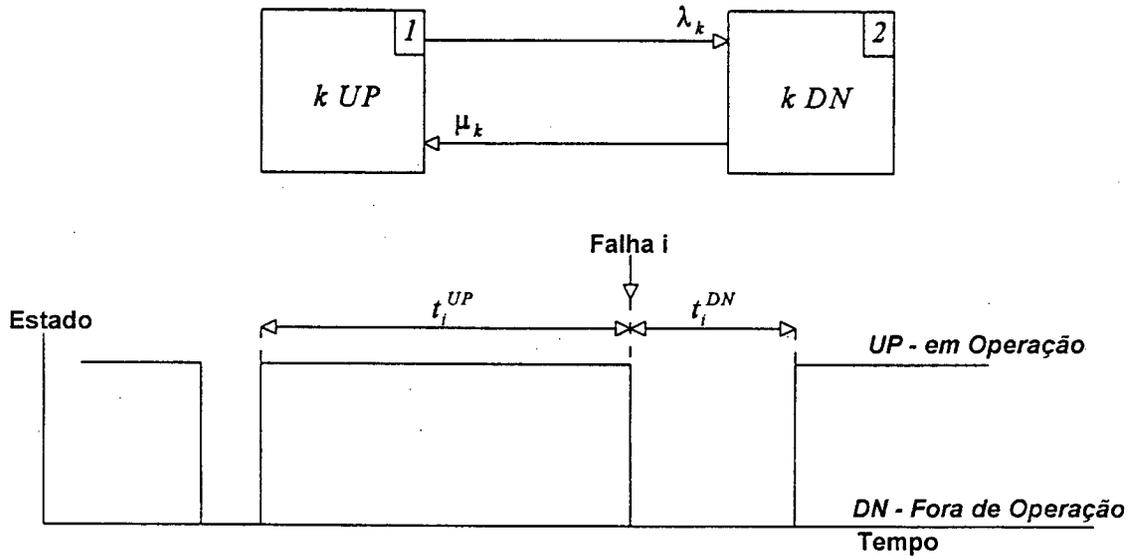


Figura 4.4 – Diagrama Espaço-Estado e Tempo-Estado de um Simples Componente Reparável

A taxa de falha, λ_k , pode ser derivado do diagrama tempo-estado da figura 4.4: (MEEUWSEN, 1998)

$$\lambda_k = \frac{N_k}{\sum_{i=1}^{N_k} t_i^{UP}} \quad (4.6)$$

onde:

- N_k – número de falhas do componente k
- t_i^{UP} – tempo gasto no estado UP antes da ocorrência da falha i .

Esta taxa de falha λ_k , é pressuposto ser independente do tempo e de outros componentes. Isso corresponde à metade da vida útil, correspondente à taxa de falha, da curva da banheira.

Da mesma forma pode ser determinado a taxa de reparo de um simples componente reparável k , μ_k :

$$\mu_k = \frac{N_k}{\sum_{i=1}^{N_k} t_i^{DN}} \quad (4.7)$$

onde:

- t_i^{DN} – tempo gasto no estado DN após a ocorrência da falha i .

Quando todas as taxas de transição em um diagrama espaço estado são conhecidas, é possível calcular-se a probabilidade e a frequência dos estados e alguns outros índices, tal como a duração média de permanência em um estado.

A probabilidade de ocorrer o estado UP (estado 1) do componente k na figura 4.4, Pr_1 , é dado por:

$$Pr_1 = \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} \quad (4.8)$$

A probabilidade de ocorrer o estado DN (estado 2) do componente k na figura 4.4, Pr_2 , é dado por:

$$Pr_2 = \frac{\lambda_k}{\lambda_k + \mu_k} \quad (4.9)$$

A frequência de entrar no estado DN, Fr_2 , para um dado componente k é igual a frequência de entrar no estado UP, Fr_1 , e é dado por:

$$Fr_1 = Fr_2 = \frac{\lambda_k \mu_k}{\lambda_k + \mu_k} \quad (4.10)$$

A duração média que um simples componente k reparável da figura 4.4 estar no estado UP, Du_1 , ou chamado duração média em operação ou tempo médio para a falha, $MTTF_k$, é dado por:

$$Du_1 = MTTF_k = \frac{1}{\lambda_k} \quad (4.11)$$

A duração média que um simples componente k reparável da figura 4.4 estar no estado DN, Du_2 , ou chamado duração média em reparo ou tempo médio para reparo, $MTTR_k$, é dado por:

$$Du_2 = MTTR_k = \frac{1}{\mu_k} \quad (4.12)$$

A duração média do ciclo de entrar no estado DN de um dado componente k , Du_{c1} , é igual a duração média do ciclo de entrar no estado UP, Du_{c2} . Esse parâmetro é freqüentemente chamado de tempo médio entre falhas, $MTBF_k$, o qual é dado por:

$$Du_{c1} = Du_{c2} = MTBF_k = \frac{\lambda_k + \mu_k}{\mu_k \lambda_k} = \frac{1}{\lambda_k} + \frac{1}{\mu_k} \quad (4.13)$$

4.7.2 Diagrama Espaço-Estado Geral

Considere o diagrama espaço-estado mostrado na figura 4.5.

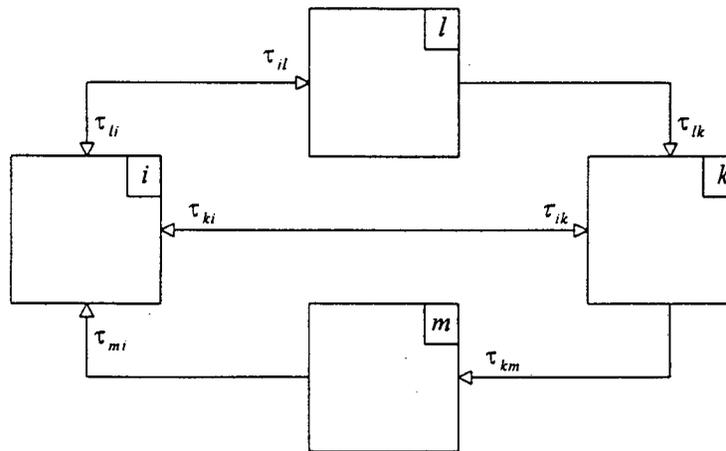


Figura 4.5 – Diagrama Espaço-Estado Geral

Onde:

τ_{ik} – taxa de transição do estado i para o estado k .

É ilustrado na figura 4.5 que a probabilidade de um componente estar em um estado i , no tempo $t + \Delta t$ depende do estado em que o componente está no tempo t , mas também do intervalo de tempo Δt . Para menores valores de Δt , a probabilidade de um componente i estar no estado i no tempo $t + \Delta t$ é dado por:

$$Pr_i(t + \Delta t) = Pr_i(t) * \left(1 - \sum_{k \neq i} \tau_{ik} \Delta t \right) + \sum_{k \neq i} Pr_k(t) * \tau_{ki} \Delta t \quad (4.14)$$

onde:

$Pr_i(t)$ – probabilidade do componente estar no estado i no tempo t .

O primeiro termo desta expressão significa que o componente permanecerá no estado i no intervalo de tempo Δt . Isso significa que não haverá transição neste intervalo de

tempo. O segundo termo trata da transição para o estado i a partir de um estado k no intervalo de tempo considerado. Rearranjando os termos da equação 4.14 obtém-se.

$$\frac{\text{Pr}_i(t + \Delta t) - \text{Pr}_i(t)}{\Delta t} = -\text{Pr}_i(t) \sum_{k \neq i} \tau_{ik} + \sum_{k \neq i} \text{Pr}_k(t) * \tau_{ki} \quad (4.15)$$

a qual, após uma transição onde $\Delta t \rightarrow 0$ torna-se:

$$\frac{d \text{Pr}_i(t)}{dt} = -\text{Pr}_i(t) \sum_{k \neq i} \tau_{ik} + \sum_{k \neq i} \text{Pr}_k(t) * \tau_{ki} \quad (4.16).$$

Com a notação de matriz, pode-se escrever:

$$\frac{d \text{Pr}(t)}{dt} = T * \text{Pr}(t) \quad (4.17)$$

onde:

T – matriz de taxas de transição

$\text{Pr}(t)$ – vetor coluna no qual o $i^{\text{ésimo}}$ termo é a probabilidade do componente estar no estado i no tempo t .

O elemento T_{ik} da matriz de taxas de transição, T , é dado por:

$$T_{ik} = \begin{cases} \tau_{ki} & , k \neq i \\ -\sum_{j \neq i} \tau_{ij} & , k = i \end{cases} \quad (4.18)$$

Considerando a probabilidade de um componente permanecer em um estado dado por $\text{Pr}_i(t)$ e o tempo $t \rightarrow \infty$, tem-se:

$$0 = T * \text{Pr}(t) \quad (4.19)$$

onde:

Pr - vetor coluna no qual o $i^{\text{ésimo}}$ termo é a probabilidade do componente residir no estado i .

Somando-se os elementos em cada coluna da matriz T , constata-se que será zero, o que indica que a equação 4.19 não é linearmente independente. Cada equação é uma combinação linear das demais. Para obter-se uma equação adicional, basta lembrar que a soma de todas as probabilidades de estados deve ser igual a um, isto é:

$$\sum_k Pr_k = 1 \quad (4.20)$$

Por esta razão, a probabilidade de permanecer em um estado pode ser obtida pela solução da seguinte equação:

$$T' * Pr = C \quad (4.21)$$

onde:

T' – matriz obtida a partir da matriz T por substituição de uma linha, selecionada arbitrariamente, por um;

Pr – vetor coluna no qual o $i^{\text{ésimo}}$ termo é a probabilidade de residir no estado i ;

C – vetor coluna com o $p^{\text{ésimo}}$ elemento igual a um e os demais elementos iguais a zero.

É óbvio que a frequência de transição do estado i para o estado k , depende da probabilidade de estar no estado i , Pr_i , e da taxa de transição do estado i para o estado k . A frequência com que um componente realiza uma transição, é dada por:

$$Fr_{ik} = Pr_i \tau_{ik} \quad (4.22)$$

A frequência de deixar ou entrar no estado i é igual à soma das frequências de transição do estado i para algum outro estado k .

$$Fr_i = \sum_{k \neq i} Fr_{ik} = Pr_i \sum_{k \neq i} \tau_{ik} \quad (4.23)$$

A fim de mostrar a frequência, a probabilidade e a duração média de estar em um estado i , o diagrama espaço-estado da figura 4.5 pode ser rearranjado em apenas dois estados que são, permanecer o estado i ou estar fora do estado i . Assim o sistema pode ser representado por um diagrama espaço-estado de dois estados.

A duração média de estar no estado i é dado por Du_i , e de permanecer fora do estado i é Du'_i . A duração média do ciclo do estado i , Du'_{ci} , é:

$$Du_{ci} = Du_i + Du'_i \quad (4.24)$$

É óbvio que a frequência de ocorrência do estado i , Fri , é :

$$Fr_i = \frac{1}{Du_{ci}} \quad (4.25)$$

Multiplicando-se a equação anterior por Du_i , o lado direito da equação torna-se Du_i/Du_{ci} , o qual é igual a Pr_i . Portanto, a seguinte equação fundamental surge:

$$Pr_i = Fr_i * Du_i \quad (4.26)$$

Combinando-se a equação anterior e a equação 4.18, a duração média do estado i , pode ser expressa como:

$$Du_i = \frac{1}{\sum_{k \neq i} \tau_{ik}} \quad (4.27)$$

4.7.3 Estados Combinados

No caso de grandes diagramas espaço-estado, vários estados podem ter o mesmo efeito e então esses estados podem ser combinados (agrupados) de forma a simplificar o diagrama espaço-estado original. Esta simplificação do diagrama espaço-estado original não alterará as características do mesmo. Na análise do sistema de potência, os estados combinados poderiam ser a combinação de vários estados do sistema que não levam a corte de carga.

Através da combinação dos estados, um novo diagrama espaço-estado é gerado com novos estados e novas taxas de transição.

Considerando-se o diagrama espaço-estado geral da figura 4.6, supondo que um certo número de estados resulte na falha do sistema, então estes estados podem ser combinados em um simples estado, chamado I , e a probabilidade e a frequência do estado I pode ser calculado.

A probabilidade de ocorrência do estado I , Pr_I , é obtida pelo somatório de todas as probabilidades Pr_i , tal como:

$$Pr_I = \sum_{i \in I} Pr_i \quad (4.28)$$

As probabilidade Pr_i , podem ser somadas porque os eventos que ocorrem nos estados i são mutuamente exclusivos.

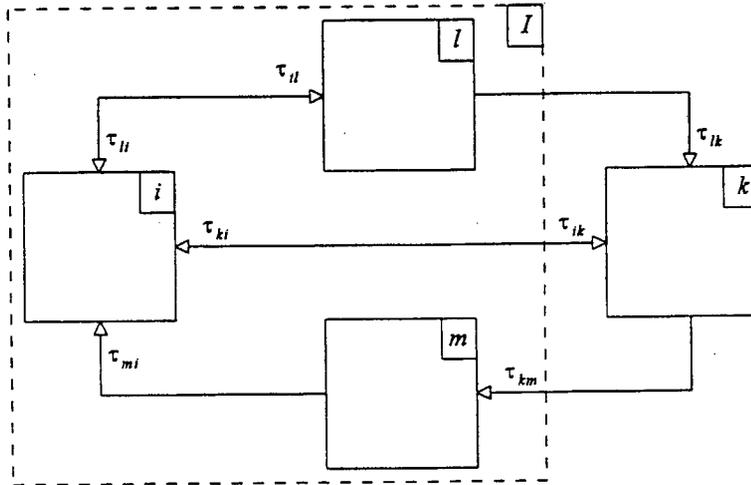


Figura 4.6 – Diagrama de Estados Combinados

A frequência de I , Fr_I , é o total da frequência de partida de um estado i para um estado k fora de I , tal como:

$$Fr_I = \sum_{i \in I} \sum_{k \notin I} Fr_{ik} = \sum_{i \in I} \sum_{k \notin I} Pr_i \tau_{ik} = \sum_{i \in I} \left(Pr_i \sum_{k \notin I} \tau_{ik} \right) \quad (4.29)$$

A duração média de permanecer no estado I , Du_I , é dado por:

$$Du_I = \frac{Pr_I}{Fr_I} \quad (4.30)$$

Exemplo (MEEUWSEN, 1998)

Considere um sistema composto por dois componentes falhando independentemente. O diagrama espaço-estado deste sistema é mostrado na figura 4.7. É assumido que o sistema falha se pelo menos um dos dois componentes falhar. Então, os estados 2, 3 e 4 tem o mesmo efeito, isto é, levam a falha do sistema. As probabilidades dos estados podem ser determinadas através da equação 4.21. As matrizes T' e C são:

$$T' = \begin{pmatrix} -(\lambda_k + \lambda_l) & \mu_k & \mu_l & 0 \\ \lambda_k & -(\lambda_l + \mu_k) & 0 & \mu_l \\ \lambda_l & 0 & -(\lambda_k + \mu_l) & \mu_k \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}, \quad C = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix} \quad (4.31)$$

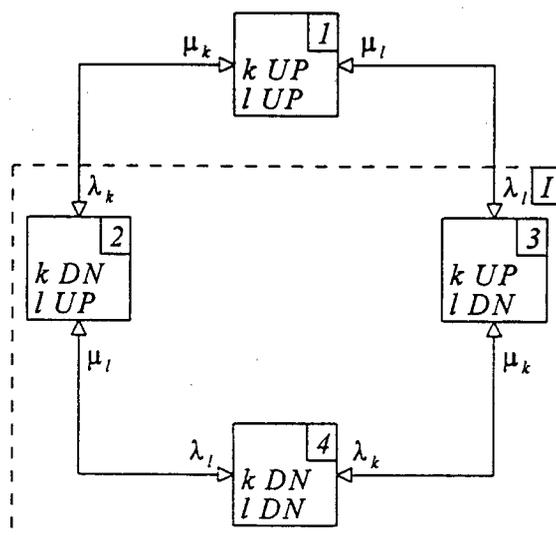


Figura 4.7 – Diagrama Espaço-Estado para Dois Componentes Falhando Independentemente

Resolvendo a equação 4.21 obtêm-se:

$$Pr = T^{-1} * C = \begin{pmatrix} Pr_1 \\ Pr_2 \\ Pr_3 \\ Pr_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\mu_k \mu_l}{(\lambda_k + \mu_k)(\lambda_l + \mu_l)} \\ \frac{\lambda_k \mu_l}{(\lambda_k + \mu_k)(\lambda_l + \mu_l)} \\ \frac{\mu_k \lambda_l}{(\lambda_k + \mu_k)(\lambda_l + \mu_l)} \\ \frac{\lambda_k \lambda_l}{(\lambda_k + \mu_k)(\lambda_l + \mu_l)} \end{pmatrix} \quad (4.32)$$

Combinando os estados 2, 3 e 4 em um outro estado chamado I, a probabilidade de ocorrer I, Pr_I é obtido pela soma de todas as probabilidades Pr_i , tal como:

$$Pr_I = Pr_2 + Pr_3 + Pr_4 = \frac{\lambda_k \mu_l + \mu_k \lambda_l + \lambda_k \lambda_l}{(\lambda_k + \mu_k)(\lambda_l + \mu_l)} \quad (4.33)$$

A frequência de ocorrência do estado I, Fr_I , é obtida a partir da equação 4.29, tal como:

$$Fr_I = Pr_2 \mu_k + Pr_3 \mu_l = \frac{\mu_k \mu_l (\lambda_k + \lambda_l)}{(\lambda_k + \mu_k)(\lambda_l + \mu_l)} \quad (4.34)$$

Note na equação 4.34 que se μ_k e μ_l são muito maior que λ_k e λ_l , a frequência com que o estado I ocorre, pode ser aproximado pela soma de λ_k e λ_l .

4.8 Método dos Cortes Mínimos

Através do método dos cortes mínimos são determinados os caminhos mínimos entre os pontos de fornecimento de energia e os pontos de carga, isto é, a continuidade do fluxo de energia elétrica é considerada como critério de sucesso para o suprimento de um ponto de carga individual.

Algumas definições preliminares são de fundamental importância no entendimento deste método (BILLINTON et al., 1983). São elas:

- caminho mínimo: conjunto de ramos, orientados ou não, que formam uma ligação entre o nó fonte e o nó carga, na direção permitida dos ramos orientados, sendo que nenhum nó do grafo deve ser atravessado mais do que uma vez;
- corte mínimo: conjunto de ramos que se forem retirados do sistema interrompe todos os caminhos entre a fonte e a carga;
- corte de 1ª ordem: é o corte formado por apenas um componente, que uma vez falhado interrompe os caminhos entre a fonte e a carga;
- corte de 2ª ordem: é o corte formado por dois componentes. Neste caso os dois elementos devem falhar para que a alimentação da carga seja interrompida;
- a confiabilidade do sistema é determinada através da probabilidade de pelo menos um dos caminhos estejam em operação;
- a probabilidade de falha é determinada através da probabilidade de falha dos elementos pertencentes a pelo menos um corte mínimo.

O sistema elétrico pode ser representado sob a forma de um grafo, onde cada ramo deste grafo representa um elemento do sistema (disjuntor, transformador, chave seccionadora, linha de transmissão, barramento,...) e a conexão entre dois ou mais ramos é chamado de nó.

Através de um exemplo será descrita a aplicação deste método na determinação dos cortes mínimos.

Será adotado no exemplo a topologia da subestação mostrada na figura 4.8 e o seu respectivo grafo na figura 4.9 . (BILLINTON e LIAN, 1995)

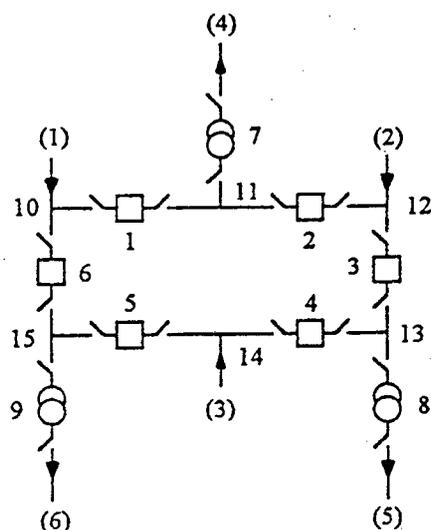


Figura 4.8 – Arranjo da Subestação em Anel

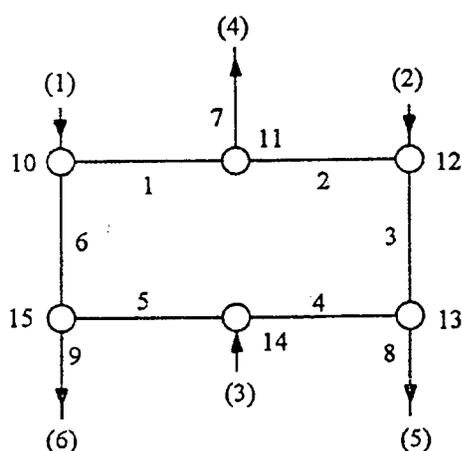


Figura 4.9 – Grafo da Subestação Apresentada na figura 4.8

A determinação dos cortes mínimos para um determinado ponto de carga segue os seguintes passos: (ALLAN et al., 1976 ; BILLINTON e LIAN, 1995 ; REIS, 1993 ; GEHRKE, 1995 , MENDES et al., 1993)

- I- determinar o conjunto de caminhos mínimos entre a fonte e o ponto de carga considerado;
- II- construir a matriz de incidência que relaciona os caminhos com os ramos;
- III- se todos os elementos de uma coluna da matriz de incidência são não nulos, então o componente associado a esta coluna forma um corte mínimo de 1ª ordem;
- IV- combinar as colunas duas a duas e se todos os elementos das colunas combinadas forem não-nulos então, os elementos associados às colunas combinadas formam um

conjunto de cortes de 2ª ordem. Devem ser eliminados os cortes que contêm cortes de primeira ordem para obter os cortes mínimos de 2ª ordem;

- V- repetir o passo IV com a associação de três colunas, para determinar os cortes de 3ª ordem. Devem ser eliminados os cortes que contêm corte mínimos de 1ª e 2ª ordens;
- VI- repetir este procedimento até atingir a ordem máxima esperada para o sistema sob análise.

A aplicação desta técnica será aplicada ao ponto de carga (4). Pode-se observar que existem seis caminhos mínimos para o ponto de carga (4) a partir dos três pontos de suprimento. A matriz de incidência é mostrada em (4.35), os resultados dos cortes mínimos são mostrados na tabela 4.1 e o diagrama de blocos referente aos cortes mínimos é mostrado na figura 4.10. (BILLINTON e LIAN, 1995)

Ramos(Elementos)

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \text{Caminhos} \\ \text{Mínimos} \end{array} \quad (4.35)$$

| Ordem | Total de Eventos | Elementos Pertencentes ao Conjunto de Cortes Mínimos |
|-------|------------------|--|
| 1ª | 2 | 7,11 |
| 2ª | 4 | 1 + 2 ; 1 + 12 ; 2 + 10 ; 10 + 12 |
| 3ª | 0 | |

Tabela 4.1 – Conjunto de Cortes Mínimos para o Ponto de Carga (4)

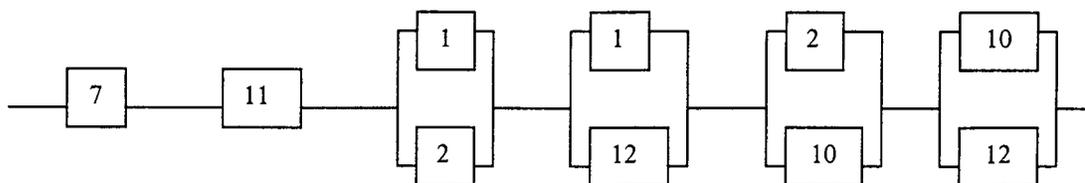


Figura 4.10 – Diagrama de Blocos dos Cortes Mínimos para o Ponto de Carga (4)

A partir da determinação dos cortes mínimos para a subestação sob estudo, são encontradas as possíveis situações de contingências que levam o sistema à interrupção dos pontos de carga. Uma vez determinado o conjunto de cortes mínimos, pode ser analisada a confiabilidade deste sistema.

Existe também um método analítico, como descrito por BARROS e ANDRADE (2001), que descreve um método para a avaliação de confiabilidade de configuração de subestações sem a construção prévia de diagramas de lógicos (blocos), como o utilizado na técnica dos cortes mínimos. Isto é, conhecendo apenas a topologia (arranjos de barras, pontos de carga e fonte, etc.) e os índices probabilísticos dos equipamentos envolvidos na análise, é possível determinar-se os índices de confiabilidade para cada ponto de carga.

4.9 Conclusões

Para avaliar a confiabilidade de um sistema de transmissão é necessário que se avalie o impacto da perda de linhas de transmissão e transformadores no fornecimento de energia elétrica. Esta avaliação deve fornecer ao final uma série de índices probabilísticos sobre frequência e duração média das interrupções nos pontos de cargas ou mesmo a energia esperada não suprida.

Estes índices serão função não apenas das taxas de falha dos equipamentos instalados no sistema, mas também da configuração dos sistemas, por exemplo, a existência de linhas de transmissão em paralelo, topologias flexíveis nas subestações, etc. .

No caso específico de subestações, deve-se verificar que eventos e/ou combinações de eventos, levarão a perdas de linhas de transmissão e transformadores, para que estes estados sejam depois analisados na avaliação de confiabilidade do sistema como um todo.

Sabe-se que um percentual considerável dos desligamentos em linhas de transmissão é causado por falhas ou por atividades de manutenção em equipamentos terminais. Portanto, deve ser considerado o impacto da topologia da subestação na confiabilidade do sistema para seleção da configuração ótima para a subestação.

No Capítulo 5 será apresentado o programa computacional CST – Confiabilidade de Sistemas de Transmissão. Este programa realiza a análise de confiabilidade das alternativas de topologia, fornecendo os índices de confiabilidade necessários à realização da análise pelo sistema especialista.

Capítulo 5

Implementação e Resultados

5.1 Introdução

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, muitas mudanças têm ocorrido. O processo de regulamentação do setor inclui exigências de níveis de confiabilidade mínimos para os sistemas de transmissão e distribuição e, conseqüentemente, trouxe a discussão sobre a configuração mínima para as subestações, de acordo com seus níveis de tensão.

Dando ênfase ao processo de análise de projeto de subestações, será apresentado neste capítulo o sistema especialista desenvolvido para análise das alternativas de projeto de subestações, onde são levados em consideração o custo dos equipamentos utilizados, o valor da energia esperada não suprida, a confiabilidade, o impacto ambiental, flexibilidade de operação, além da preferência que o proprietário possui por uma determinada topologia. As características de especificações dos equipamentos utilizados (corrente de curto-circuito, tipo de abertura para chaves seccionadoras, classe de tensão dos equipamentos, etc.) fazem parte dos dados de entrada.

Para exemplificar o funcionamento do sistema especialista desenvolvido, foi apresentado um estudo de caso, onde foi feita a análise de alternativas de topologias para uma subestação do sistema sul-suldeste brasileiro. Para esta subestação foram propostas diferentes configurações, tanto para o setor de baixa tensão quanto para o de alta tensão, sendo geradas várias alternativas de projeto para a subestação. Os dados de todas essas alternativas foram passados para o sistema especialista e foi feita a análise. Ao final da análise, o sistema apresenta qual das topologias propostas se mostra mais vantajosa perante os vários critérios de análise adotados, a partir de heurísticas incluídas na sua base de conhecimento.

5.2 Descrição do Sistema

Nesta seção será descrito o funcionamento do sistema especialista proposto para a avaliação de topologias de subestações, bem como todas as partes que o compõem.

O sistema especialista está estruturado conforme a figura 5.1. Este sistema possui uma interface gráfica, onde os dados de entrada, tais como: dados de confiabilidade, dados de equipamentos, dados qualitativos e preço da energia, são fornecidos pelo usuário ao sistema. Os resultados das avaliações são também apresentadas ao usuário através de interfaces gráficas.

O protótipo do sistema especialista foi implementado utilizando o Kappa, que é uma ferramenta de programação (*shell*) híbrida que permite o uso dos paradigmas da programação orientada aos objetos e baseada em regras. O Kappa também possui facilidade para desenvolvimento de interface com o usuário.

No caso desta aplicação a estrutura de classes e objetos foi empregada para armazenar os fatos sobre transformador, disjuntor, chave seccionadora, etc., e o conhecimento necessário à tomada de decisão foi armazenado na forma de regras.

O Kappa suporta processo de inferência para frente (a partir dos dados) e para trás (a partir de uma meta), sendo que nesta aplicação se optou pela inferência para frente.

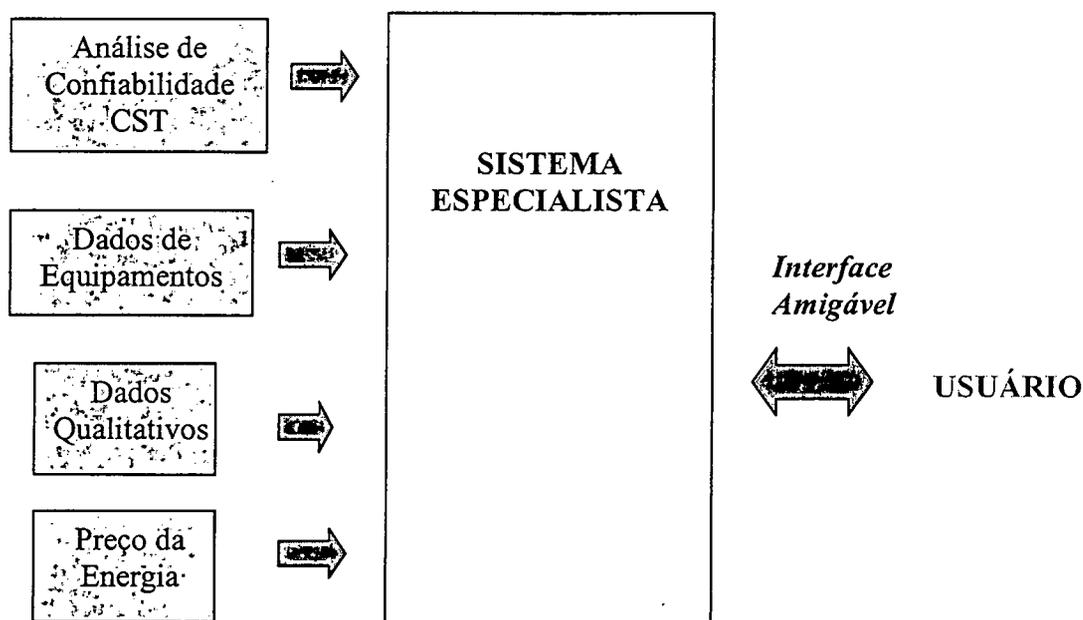


Figura 5.1 – Estrutura do Sistema Especialista

Nas subseções seguintes será descrita cada uma das partes da figura 5.1.

5.2.1 O Sistema Especialista

O sistema especialista é um sistema computacional que executa as funções competentes a ele de forma semelhante a um especialista humano da área, isto é, soluciona o problema com um comportamento semelhante ao especialista em um determinado domínio.

De um modo geral os sistemas especialistas necessitam de: (BARRETO, 1999 , KASTRUP et al., 1999)

- ✓ Fonte de conhecimento: especialista;
- ✓ Obtenção e transformação do conhecimento a ser armazenado no computador;
- ✓ Conhecimento fundamental, que é de dois tipos: fatos sobre o problema a resolver e regras que mostram como o especialista raciocina para chegar a uma conclusão;
- ✓ Mecanismo que gere explicações sobre como a conclusão final foi obtida para, dessa forma, poder comprovar os resultados.

A figura 5.2 mostra de uma forma geral como são constituídos os sistemas especialistas. (BARRETO, 1999)

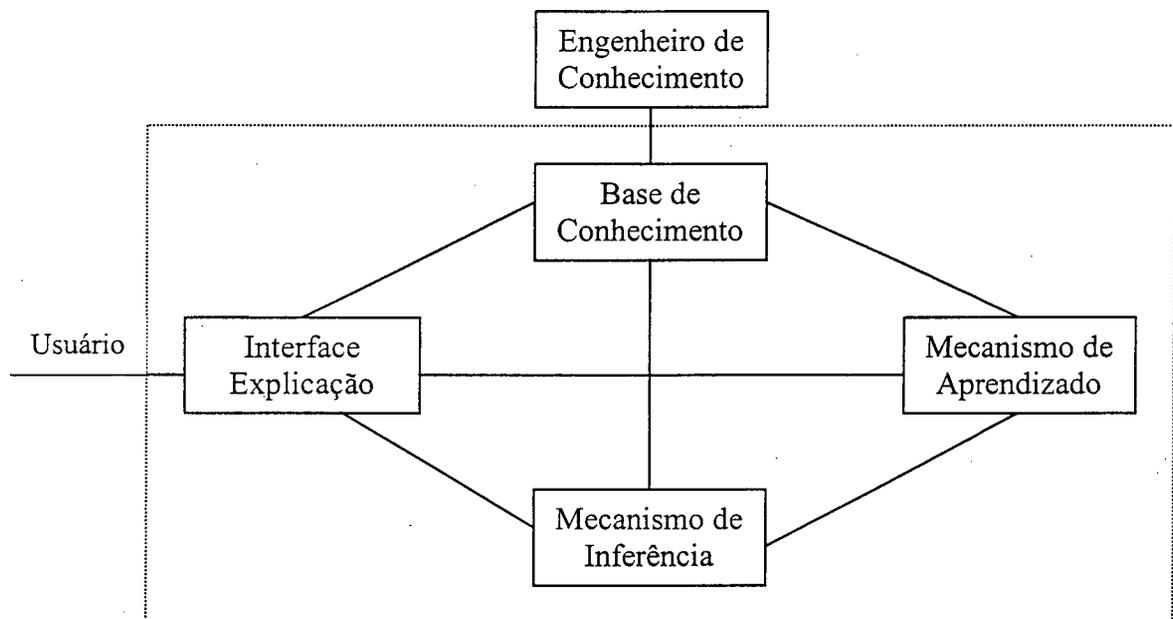


Figura 5.2 – Estrutura Geral de um Sistema Especialista (BARRETO, 1999)

O bloco Interface e Explicação é a parte do sistema responsável pela comunicação entre o sistema e o usuário, isto é, fornece linhas de texto, interfaces gráficas, interfaces multimídia, entre outras.

O bloco Engenheiro de Conhecimento comunica-se diretamente com o bloco Base de Conhecimento, onde é fornecido todo o conhecimento necessário, do especialista humano, e todas as atualizações para a base de conhecimento.

No bloco Base de Conhecimento é armazenado todo o conhecimento do especialista humano sob a forma de fatos e regras. Os fatos são locais onde são armazenados os dados do assunto sobre o qual foi desenvolvido o sistema, e as regras, juntamente com o mecanismo de inferência, representam o raciocínio do especialista humano.

O bloco Mecanismo de Aprendizado é o bloco responsável por tornar a base de conhecimento dinâmica, ou seja, faz com que a base de conhecimento possa se atualizar continuamente sem a interferência do engenheiro de conhecimento nem do especialista humano.

O bloco Mecanismo de Inferência é o bloco responsável pelo desenvolvimento de todos os raciocínios dentro do sistema especialista, para a obtenção da solução final do problema. Este raciocínio é executado sobre a base de conhecimento do sistema.

Tendo esta visão do funcionamento do sistema especialista como um todo, descreveremos agora o funcionamento do sistema desenvolvido.

A figura 5.3 mostra a estrutura inicial do sistema especialista, onde a subestação está dividida em quatro subclasses:

- ✓ Ind_Qlitativos – nesta subclasse são armazenados e analisados todos os dados qualitativos das alternativas de topologias da subestação;
- ✓ Elem_Dinamic – esta subclasse armazena e analisa todos os dados referentes aos elementos dinâmicos (disjuntores e chaves seccionadoras) das alternativas;
- ✓ Elem_Estatico – da mesma forma que a subclasse anterior, esta subclasse armazena e analisa todos os dados referentes aos elementos estáticos (barramentos, linhas de transmissão e transformadores) das alternativas;
- ✓ Custo_Total – nesta subclasse são armazenados e analisados todos os custos envolvidos com a análise das alternativas de topologias.

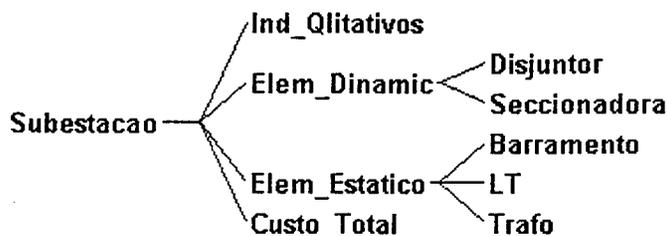


Figura 5.3 – Estrutura do Sistema Especialista Desenvolvido – Estrutura Inicial

O sistema especialista desenvolvido possui uma interface gráfica com o usuário, através da qual o sistema faz todas as solicitações de dados extras aos já armazenados em sua base de conhecimento, para que possa desenvolver a análise e apresentar os resultados alcançados.

A tela inicial do sistema desenvolvido é mostrada na figura 5.4. Esta tela apresenta as seguintes funções:

- ✓ Início: tem a finalidade de iniciar o processo de análise das várias alternativas da subestação;
- ✓ Resultados Finais: tem a função de apresentar os resultados finais da análise desenvolvida para cada uma das alternativas, separadamente;
- ✓ Avaliação Final: tem a finalidade de apresentar qual alternativa apresenta o melhor desempenho em cada um dos critérios analisados;
- ✓ Reinício: tem a finalidade de reiniciar a análise. A função *reinicio* deve ser utilizada para que possa ser reiniciado o sistema para a execução de uma nova análise.

Ao iniciar a execução do sistema especialista (pressionando o botão Iniciar da figura 5.4), o sistema apresenta algumas de suas janelas de comunicação entre sistema especialista e usuário, para que os dados adicionais necessários à análise possam ser fornecidos pelo usuário ao sistema (figura 5.5 à 5.11). Dentre estas janelas, existem aquelas em que o usuário utiliza apenas o “mouse” para selecionar o tipo de equipamento e/ou as características do mesmo (figura 5.6), há também aquelas em que o usuário deve digitar os valores desejados para cada item (figura 5.5, 5.7 à 5.9), e além dessas, existem as janelas de apresentação de resultados, cuja função é apenas informar ao usuário os resultados das análises realizadas (figura 5.10 e 5.11).

Como mencionado anteriormente, todo o conhecimento necessário à execução da análise das alternativas das subestações é armazenado em uma base de conhecimento interna ao sistema. Muitas das informações necessárias para tal análise ficam

permanentemente armazenadas, e algumas outras informações necessárias são solicitadas ao usuário através das interfaces gráficas ilustradas anteriormente.

O conhecimento sobre os equipamentos da subestação, como por exemplo: para disjuntores – meio de extinção de arco elétrico, classe de tensão, corrente de curto-circuito, capacidade de interrupção, quantidade de equipamentos; para chaves seccionadoras – tipo de abertura, classe de tensão, capacidade de condução de corrente, quantidade de equipamentos; etc., são armazenados na forma de fatos dentro da estrutura do sistema especialista (figura 5.12). Esta estrutura ampliada (figura 5.12) a partir da estrutura ilustrada na figura 5.3 é construída a partir dos dados de entrada solicitados pelo sistema, pois a partir de uma estrutura geral e bastante flexível pode-se realizar a análise de inúmeros casos ao mesmo tempo.

Uma vez fornecidos todos os dados necessários à análise das alternativas, o sistema especialista utiliza-se das regras, que representam o raciocínio do especialista, para chegar à solução final. Estas regras fazem a análise das alternativas em cada um dos critérios adotados, ou seja, custo de implantação (equipamentos), custo da energia esperada não suprida e índice qualitativo (impacto ambiental, facilidade de manobra e preferência do proprietário).

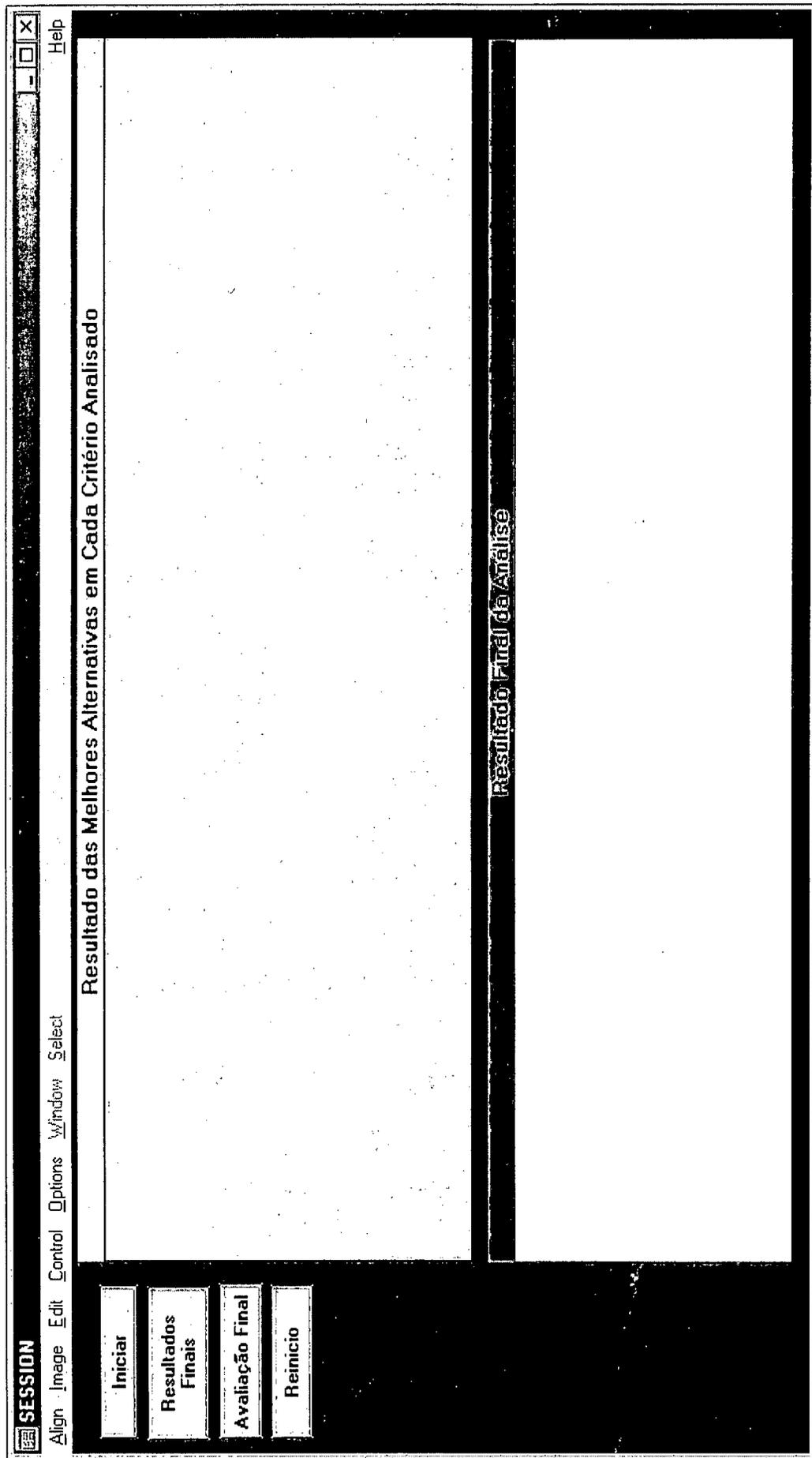
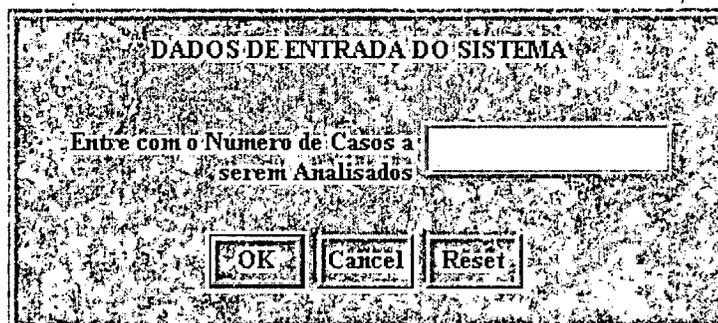


Figura 5.4 – Tela Inicial

O processo de análise e classificação das várias alternativas de projeto da subestação é feita da seguinte forma:

- ✓ No critério de Índices Qualitativos são calculados os valores médios dos índices de todas as alternativas, e aquelas que obtêm um índice acima da média são classificadas.
- ✓ No critério de Custo da Energia Esperada Não Suprida é calculado o valor médio do custo da energia esperada não suprida entre todas as alternativas analisadas, e as que obtêm um custo de energia esperada não suprida inferior ao valor médio são classificadas. Este valor médio (limite) para o custo da energia esperada não suprida pode ser substituído pelo limite máximo de energia esperada não suprida que a subestação pode ter dentro do sistema elétrico onde está inserida, para dessa forma atender aos níveis de qualidade estabelecidos pela ANEEL. Essa informação não foi introduzida neste sistema especialista pelo fato de que esse limite assim como as penalizações para quem violar este limite, ainda não foram estabelecidos.
- ✓ Após estas duas classificações, é feita uma interseção entre estes dois conjuntos e as alternativas que já haviam sido classificadas nos dois grupos (Índice Qualitativo e Custo da EENS) são classificadas novamente em um terceiro conjunto. Este novo conjunto de alternativas, apresenta apenas as subestações que atendem os limites de custo da energia esperada não suprida, e apresentam um índice qualitativo satisfatório. Podem existir casos em que a interseção desses dois conjuntos resulte em um conjunto de alternativas vazio. Neste caso é realizada uma nova análise sobre as alternativas, onde os limites de energia esperada não suprida e índices qualitativos são relaxados em dez por cento (uma vez que os limites de energia esperada não suprida ainda não foram determinados pelo órgão regulador, este valor foi definido arbitrariamente). O quanto os limites podem ser relaxados deve ser determinado conforme a política de cada empresa e os limites aceitáveis pelo órgão regulador do sistema. Com isso é feita uma nova classificação das alternativas, e o processo de interseção desses conjuntos é repetido. Se mesmo assim nenhuma subestação é classificada, então a análise, deve ser feita sobre cada uma das alternativas individualmente e a decisão final deve ser tomada pela gerência.
- ✓ Em posse desse conjunto interseção, as alternativas mais promissoras são ranqueadas em função do custo dos equipamentos utilizados em sua implantação. Dessa forma, a alternativa que apresentar um menor custo de implantação é apresentada como sendo a alternativa mais promissora.

Todo esse raciocínio desenvolvido pelo sistema especialista é realizado pelo mecanismo de inferência do programa sobre a base de conhecimento e o conjunto de regras. Uma vez terminada a análise, os resultados finais são apresentados através de uma interface gráfica, como mostrado na figura 5.10 e 5.11.



DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA

Entre com o Numero de Casos a serem Analisados

OK Cancel Reset

Figura 5.5 – Entrada do Número de Alternativas a serem Analisados



Dados de Entrada: Escolha um Equipamento de Cada Vez

Disjuntor

Chave Seccionadora

Transformador

Fim

Figura 5.6 – Dados de Entrada do Sistema Especialista – Escolha dos Equipamentos



DADOS DE ENTRADA PARA DISJUNTORES DO LADO DE ALTA TENSÃO

Quantidade de Disjuntores:

Valor da Capacidade de Interrupção do Disjuntor [kA]:

Valor da Corrente de Curto-Circuito do Disjuntor [kA]:

OK Cancel Reset

Figura 5.7 – Dados de Entrada do Sistema Especialista - Disjuntores

**DADOS DE ENTRADA DA ANÁLISE DE
CONFIABILIDADE**

Energia Não Suprida para a
Subestação [MW]:

Duração Média da Interrupção de
Carga [horas/ano]:

Taxa de Falha da Subestação
[falhas/ano]:

Figura 5.8 – Dados de Entrada do Sistema Especialista – Dados de Confiabilidade

**DADOS DE ENTRADA DO ESPECIALISTA - O Somatório das Ponderações
para as Notas do Especialista Deve ser de 100%**

Nota Impacto Ambiental: 0 .. 10

Ponderação para o Impacto
Ambiental em Porcentagem [%]: 0 .. 100

Nota Facilidade de Manobra: 0 .. 10

Ponderação para a Facilidade de
Manobral em Porcentagem [%]: 0 .. 100

Nota Preferência Proprietário: 0 .. 10

Ponderação para a Preferência do
Proprietário em Porcentagem
[%]: 0 .. 100

Figura 5.9 – Dados de Entrada do Sistema Especialista – Índices Qualitativos

KAPPA [X]

RESULTADOS FINAIS DA AVALIAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

- Custo Total de Equipamentos [R\$] - CASO1 = 26753104
- Custo Total da EENS [R\$] - CASO1 = 0.2028285
- Avaliação dos Índices Qualitativos - CASO1 = 9.3
- Taxa de Falha [falhas/ano] - CASO1 = 0.00516

Figura 5.10 – Resultados do Sistema Especialista – Para cada uma das Subestações

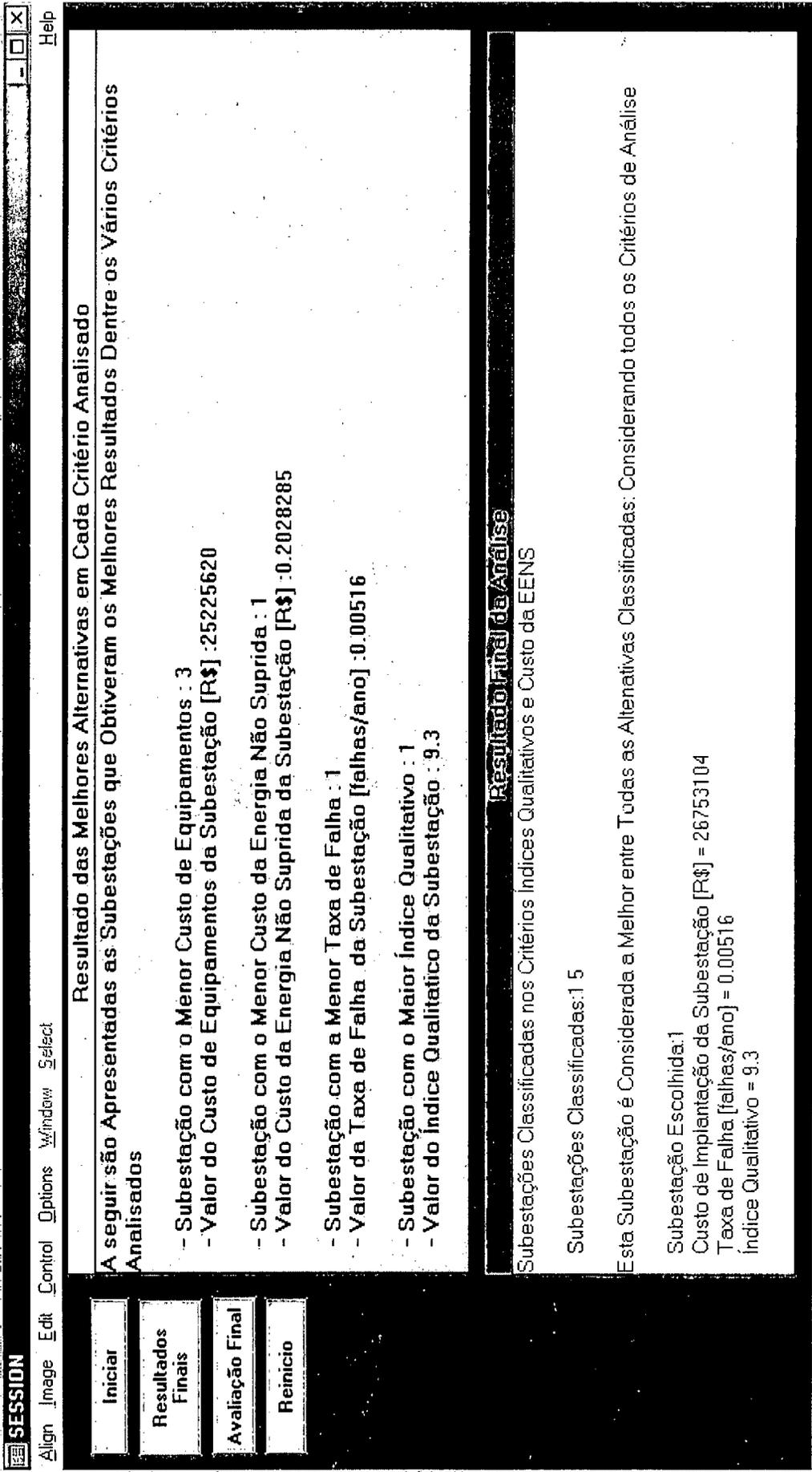


Figura 5.11 – Resultado da Análise do Sistema Especialista – Análise dos n Casos

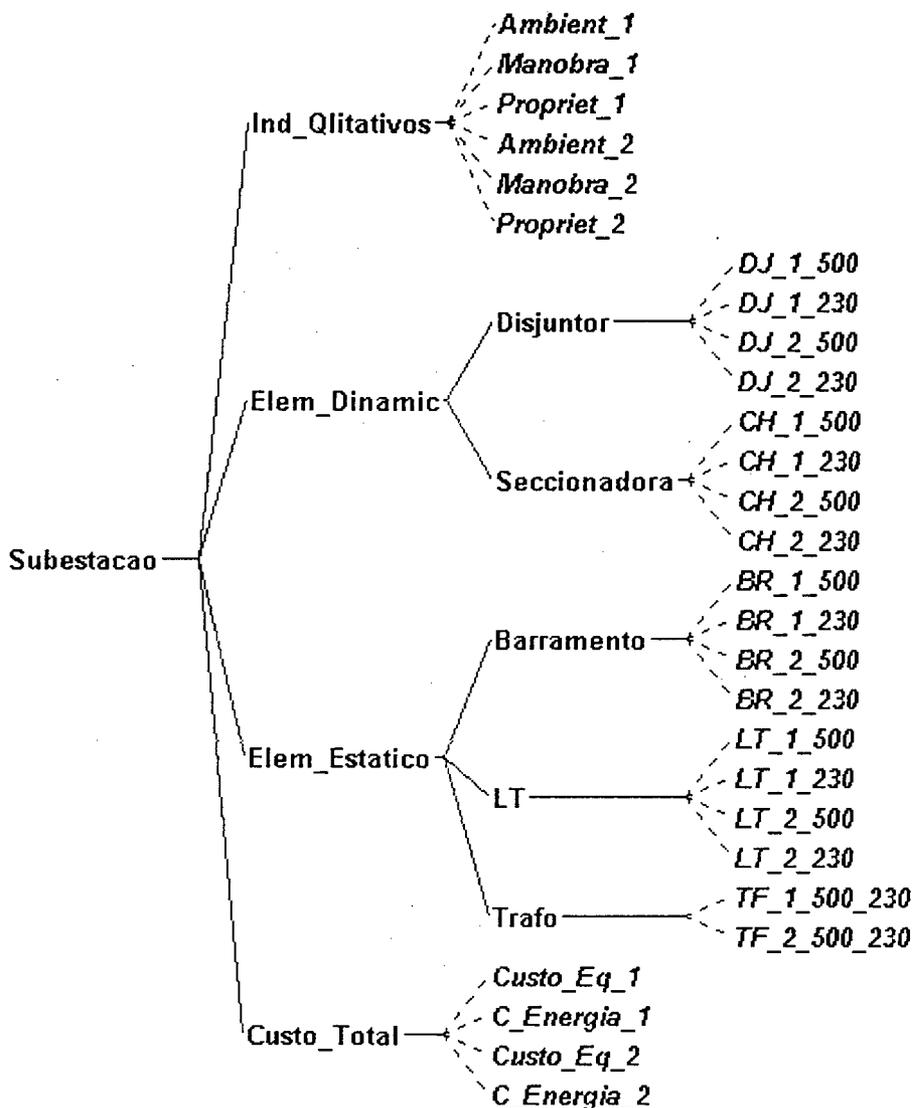


Figura 5.12 – Estrutura do Sistema Especialista Desenvolvido – Estrutura Completa

5.2.2 Análise de Confiabilidade – CST

A análise de confiabilidade fornece os dados de entrada para o sistema especialista, tais como, taxa de falha da subestação [ocorrências/ano], energia esperada não suprida [MW/ano] e a duração média da interrupção [horas/ano]. Esses dados devem ser fornecidos para a subestação como um todo, considerando todos os pontos de carga.

O software utilizado para executar a análise de confiabilidade é o CST – Confiabilidade de Sistemas de Transmissão. Este software foi desenvolvido pela ELETROSUL (Centrais Elétricas do Sul do Brasil), no final da década de 70. (CENTRAIS ELÉTRICAS DO SUL DO BRASIL, 1980)

O sistema CST tem por objetivo a avaliação numérica da confiabilidade de sistemas de transmissão, através do cálculo de índices que permitam compará-lo com outros sistemas alternativos, ou ainda com diferentes políticas de operação da mesma configuração, utilizando como critério de sucesso, a continuidade do fornecimento de energia a um ponto de carga especificado, podendo o sistema lidar com até 20 pontos carga e 20 pontos fonte.

Os índices calculados são: frequência das interrupções em falhas por ano, duração das interrupções em horas por ano, indisponibilidade total ou probabilidade de falha em horas por ano, e a energia esperada não suprida em watt-hora por ano.

O modelo utilizado pelo CST, para representar a saída de operação dos componentes considera que as distribuições de probabilidade exponencial do tempo para a falha e reparo sejam as mesmas para cada ciclo opera-falha-repara. (CENTRAIS ELÉTRICAS DO SUL DO BRASIL, 1980)

Observa-se que após a falha de um componente no sistema de potência, ele pode ser isolado pela atuação da proteção, juntamente com outros componentes não falhados. Assim que possível são postos em operação novamente todos os equipamentos não necessários para manter isolado o equipamento falhado. Pode-se perceber, que após a falha existe um estado em que vários componentes estão fora de operação, e logo em seguida outro estado em que apenas o que efetivamente falhou está isolado do sistema. Assim torna-se necessária a adoção de um modelo de falha a três estados. Para a manutenção programada (preventiva) considera-se um modelo de dois estados, independente do ciclo de falha (operando e fora de serviço para a manutenção programada). Estes modelos de falhas são apresentados na figura 5.13. (REIS, 1993)

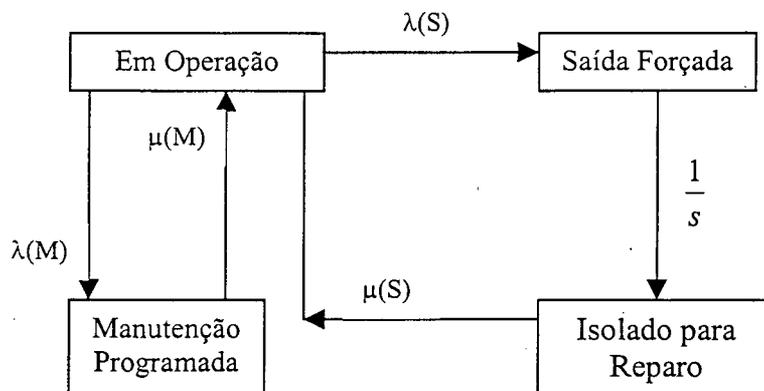


Figura 5.13 – Modelo de Operação e Manutenção Programada

Onde:

S – representa o estado de falha;

M – representa o estado de manutenção programada;

$\lambda(S)$ – taxa de falha em falhas por ano;

$\lambda(M)$ – taxa de manutenção programada em ocorrências por ano;

$\mu(S)$ – taxa de reparos em reparos por ano;

$\mu(M)$ – taxa de reparo referente à manutenção programada em reparos por ano;

s – tempo de chaveamento em horas.

Os componentes do sistema podem ser divididos em dois grupos de acordo com a sua função: estáticos (linhas de transmissão, barramentos, transformadores, etc.) e dinâmicos (disjuntores, chaves seccionadoras, etc.). Essa divisão é muito importante para que o sistema possa ser dividido em vários modos de falha, tais como:

- ✓ falha ativa: modo de falha de um componente que causa a atuação da proteção primária e pode causar a remoção de outros componentes não falhados. O componente em falha ativa é isolado, permitindo a restauração do serviço em alguns ou em todos os pontos de carga. O componente falhado, só retornará à operação após o seu reparo ou substituição;
- ✓ falha passiva: modo de falha de um componente que causa a atuação de disjuntores somente para isolá-lo, ou seja, nenhum componente perfeito é removido do sistema. O serviço é restaurado com o reparo ou substituição do componente falhado;
- ✓ falhas temporárias: falhas passivas onde o serviço pode ser restabelecido pelo chaveamento de elementos normalmente abertos;
- ✓ falha ativa com disjuntor preso: ocorre a conjugação de uma falha ativa com um disjuntor preso quando chamado a operar, forçando a atuação de outros componentes de proteção, interrompendo o fornecimento;
- ✓ falhas por manutenção programada: um componente está em manutenção programada e um outro componente sofre uma falha passiva, ativa ou temporária, interrompendo o fornecimento.

O CST analisa a confiabilidade do sistema de transmissão de energia elétrica, considerando todos os modos de falha e efeitos das falhas, utilizando para isso o método dos cortes mínimos descrito no Capítulo 4.

Os dados necessários para se executar da análise de confiabilidade pelo programa CST são:

- ✓ Taxa de falha ativa (falhas/ano);
- ✓ Taxa de falha passiva (falhas/ano). Para os elementos estáticos a taxa de falha ativa e passiva são as mesmas;
- ✓ Taxa de manutenção programada (ocorrência/ano);
- ✓ Duração média da falha (horas);
- ✓ Duração média da manutenção (horas);
- ✓ Probabilidade de disjuntor preso quando chamado a operar, e;
- ✓ Estado de operação dos equipamentos: normalmente aberto ou normalmente fechado.

Seus valores são mostrados na tabela 5.1. Estes dados foram obtidos através de um estudo nas seguintes referências bibliográficas: REIS, 1993; KLADT et al., 2000; BILLINTON et al., 1985; ATANACKOVIC et al., 1999; RADWAN et al., 1990, BILLINTON e SATISH, 1995.

| | Disjuntor | Seccionadora | Barramento | Transformador |
|---------------------------------------|-----------|--------------|------------|---------------|
| Taxa de Falha Passiva (falhas/ano) | 0,05 | 0,003 | 0,007 | 0,0013 |
| Taxa de Falha Ativa (falhas/ano) | 0,05 | 0,003 | 0,007 | 0,0013 |
| Taxa de Manutenção (ocor./ano) | 0,5 | 0,3 | 0 | 0,25 |
| Duração Média da Falha (h) | 36,5 | 8,0 | 6,0 | 100,0 |
| Duração Média da Manutenção (h) | 10,0 | 2,0 | 0 | 8,0 |
| Probabilidade de Disjuntor Preso | 0,005 | - | - | - |

Tabela 5.1 – Dados de Equipamentos da Subestação

Com esses dados, o CST fornece ao sistema especialista os seguintes dados para cada uma das alternativas de topologias:

- Energia esperada não suprida;
- Duração média de interrupção de carga;
- Taxa de falha.

5.2.3 Dados de Equipamentos

Os dados de equipamentos de subestação de transmissão de energia elétrica são essenciais para a análise de confiabilidade no CST e para a análise realizada pelo sistema especialista, pois são estes dados que refletem o comportamento dos equipamentos instalados e por conseguinte refletem no comportamento da subestação perante o sistema elétrico de potência como um todo.

Os dados necessários para a realização da avaliação das alternativas de topologias para subestação pelo sistema especialista são:

- Disjuntor: meio de extinção do arco elétrico, classe de tensão, capacidade de condução de corrente elétrica, corrente de curto-circuito, quantidade de equipamentos utilizados. Esses dados são fornecidos tanto para os equipamentos do setor de alta tensão quanto para os de baixa tensão;
- Chave Seccionadora: classe de tensão, tipo de abertura, quantidade de equipamentos utilizados. Esses dados são fornecidos tanto para os equipamentos do setor de alta tensão quanto para os de baixa tensão;
- Transformador: potência nominal de cada unidade monofásica, quantidade de unidades monofásicas utilizadas.

Os dados de custo de equipamentos estão armazenados na base de conhecimento do sistema especialista.

5.2.4 Dados Qualitativos

No processo de avaliação de uma subestação, existem alguns parâmetros que são de difícil mensuração em termos de custo, por isso é realizada uma análise qualitativa dos mesmos, de forma a obter-se uma nota para cada um deles, permitindo a ponderação da importância destes parâmetros para a subestação como um todo. Dessa forma, encontra-se uma nota final ponderada para a subestação sob análise.

No sistema especialista, os parâmetros qualitativos considerados no processo de avaliação, são:

- ✓ Impacto Ambiental;
- ✓ Facilidade de Manobra;
- ✓ Preferência do Proprietário, e;
- ✓ Ponderação para cada um desses parâmetros.

Estes parâmetros foram escolhidos por possuírem maior importância na análise de alternativas de subestação. Existem outros parâmetros que poderiam ser utilizados nesta análise, tais como: segurança das pessoas / explosão, tecnologia utilizada, assistência técnica, entre outros.

O Impacto Ambiental tem o objetivo de relatar o quanto a subestação poderá interferir e/ou causar riscos de danos ao meio ambiente que a cerca. Este parâmetro pode relatar a dificuldade de se obter a licença ambiental para a instalação da subestação.

A Facilidade de Manobra indica o grau de flexibilidade e/ou facilidade que o operador possui para a realização de seqüências de manobras (isolamentos de equipamentos, abertura de circuitos, transferência de circuitos, entre outras), obedecendo aos manuais de operação da subestação em questão.

A Preferência do Proprietário relata a preferência que a empresa proprietária da subestação tem por um determinado arranjo/equipamento para a subestação que está sendo projetada.

5.2.5 O Preço da Energia

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é o órgão responsável pela operação do sistema elétrico e pela introdução de um sistema tarifário para a transmissão, desse modo, viabilizando a concorrência entre as empresas geradoras de eletricidade e entre os comercializadores de energia elétrica.

As empresas de transmissão firmam contratos de prestação de serviços com o ONS, delegando-lhe o direito de comercializar o uso da rede de transmissão. Em contrapartida, as empresas de transmissão garantem o ressarcimento de seus custos e investimentos remunerados.

Os usuários do sistema de transmissão (empresas geradoras, distribuidoras e grandes consumidores) fazem os investimentos necessários para se conectar ao sistema e pagam para o ONS uma tarifa pelo uso do mesmo.

A tarifa paga pelos usuários do sistema de transmissão é determinada de forma a cobrir o conjunto de contratos do ONS com as empresas transmissoras de energia elétrica mais os custos de operação do sistema.

Ao contrário dos geradores e comercializadores de energia elétrica, que têm a liberdade de estabelecer seus preços no ambiente competitivo, o preço pago à rede de transmissão é estabelecido pelo órgão regulador (ANEEL) como uma receita definida pelo

aluguel de seu sistema em um ambiente completamente regulado. Na realidade, esta receita é variável, pois é dependente da disponibilidade do sistema.

O modelo adotado para a regulação das empresas de transmissão no Brasil, estabelece uma remuneração básica anual em retribuição aos serviços de transmissão prestados, a qual é reajustada anualmente e cujos índices de reajustes são definidos pelo órgão regulador, a ANEEL.

A parcela variável da fórmula de remuneração é proporcional à indisponibilidade verificada no sistema de transmissão. Portanto, quanto menor a indisponibilidade do sistema, menor será a parcela variável (redução da receita assegurada), incentivando as empresas a alcançarem índices de disponibilidade cada vez maiores.

No caso do Brasil, a fórmula de remuneração utilizada pela ANEEL nas últimas licitações, é mostrada a seguir (TONDELLO, 2001).

Receita = PB – PV, onde:

$$PV = \frac{PB}{24D} Kp \left(\sum_{i=1}^{NP} DDP_i \right) + \frac{PB}{24D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Ko_i DOD_i \right)$$

sendo:

PB – Pagamento base mensal da instalação;

PV – Parcela variável da receita;

DDP – Duração, em horas, de cada desligamento programado que ocorram durante o mês;

DOD – Duração, em horas, de cada um dos outros desligamentos que ocorra durante o mês;

Kp – Fator de desligamento programado = $K_0/15$;

K_0 – Fator para outros desligamentos de até cinco horas após o primeiro minuto (o fator será reduzido para $K_0/15$, após a quinta hora);

NP – Número de desligamentos programados da instalação ao longo do mês;

NO – Número de outros desligamentos da instalação ao longo do mês;

D – Número de dias do mês.

Com relação às novas instalações, a remuneração a ser paga está sendo definida através de licitações pela qual vencerá aquela que oferecer o menor preço a ser cobrado

pela disponibilização, operação e manutenção. Este preço é reajustado anualmente pelo índice geral de preços, e sobre ele, incidem as mesmas penalidades descritas anteriormente.

Está sendo discutida, também, uma remuneração adicional temporária a ser paga pelos consumidores em decorrência do aumento da confiabilidade do sistema em uma determinada barra do sistema, através da instalação de novos elementos na rede (subestação, linha da transmissão, etc.). Esses custos serão repartidos entre as empresas que acessam a rede elétrica e serão pagos aos agentes proprietários da nova instalação, enquanto o benefício existir, limitando a um período pré-determinado (MACHADO et al., 2001).

Através da Resolução nº 244 de 28 de junho de 2001, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, estabelece que o valor mensal pago para a tarifa de uso das instalações do sistema de transmissão é de R\$ 3.612,19 / MW (três mil seiscentos e doze reais e dezenove centavos por megawatt).

Na atual situação que se encontra a regulamentação do setor elétrico, ainda não se está aplicando a parcela variável da receita para as empresas transmissoras.

Uma das avaliações realizadas pelo sistema especialista é a da energia esperada não suprida para cada alternativa de projeto para a subestação. Para realizar-se uma análise mais realista, seria necessário considerar-se os valores de penalizações. Porém, encontra-se em fase de análise a portaria que estabelecerá estes valores.

Para suprir esta deficiência, foi utilizado o preço de megawatt, mencionado acima, e o valor da energia esperada não suprida pela subestação, e calculado o quanto a empresa deixaria de receber durante o período de vida útil (30 anos) da subestação.

5.3 Exemplo

Nesta seção será apresentada a análise de várias alternativas para uma subestação escolhida como exemplo, bem como será determinada a alternativa mais promissora de acordo com os vários critérios adotados.

A subestação adotada para se elaborar a análise foi a subestação de Londrina – 500/230kV, que faz parte do sistema de transmissão de energia elétrica da ELETROSUL.

Foi adotada essa subestação porque suas três linhas de 230kV são pontos de interligação com outras empresas, podendo então ser considerados pontos de carga.

Foram analisados cinco casos, como segue:

- ✓ Caso 1: situação atual – anel no lado de alta tensão e barra dupla, quatro chaves no lado de baixa tensão;
- ✓ Caso 2: anel no lado de alta tensão e barra principal e transferência no lado de baixa tensão;
- ✓ Caso 3: anel no lado de alta tensão e barra simples no lado de baixa tensão;
- ✓ Caso 4: anel no lado de alta tensão e barra simples seccionada no lado de baixa tensão;
- ✓ Caso 5: disjuntor e meio no lado de alta tensão e barra dupla com quatro chaves no lado de baixa tensão.

Foram utilizados os seguintes dados de custo de equipamentos (valores armazenados na base de conhecimento do sistema especialista):

- Disjuntor de alta tensão (500kV) R\$ 1.520.000,00;
- Disjuntor de baixa tensão (230kV) R\$ 542.854,00;
- Chave seccionadora de alta tensão (500kV) R\$ 183.800,00;
- Chave seccionadora de baixa tensão (230kV) R\$ 98.463,00;
- Transformador monofásico 500/230 kV R\$6.102.500,00

O carregamento das linhas de transmissão adotado foi de 200MVA por linha no setor de baixa tensão, e em consequência, 600MVA no lado de alta tensão. Em nosso exemplo a linha de alta tensão foi considerada com fonte e as linhas de baixa tensão foram consideradas como pontos de carga.

A seguir, será apresentada a análise individual de cada um dos casos citados anteriormente, e por fim, será feita uma análise comparativa entre eles, onde uma alternativa será escolhida.

5.3.1 Caso 1: Situação Atual – Anel no Lado de Alta Tensão e Barra Dupla com Quatro Chaves no Lado de Baixa Tensão

O diagrama unifilar da subestação para o caso 1 é apresentado na figura 5.14. A configuração em anel é temporária, devendo progredir no futuro para configuração disjuntor e meio.

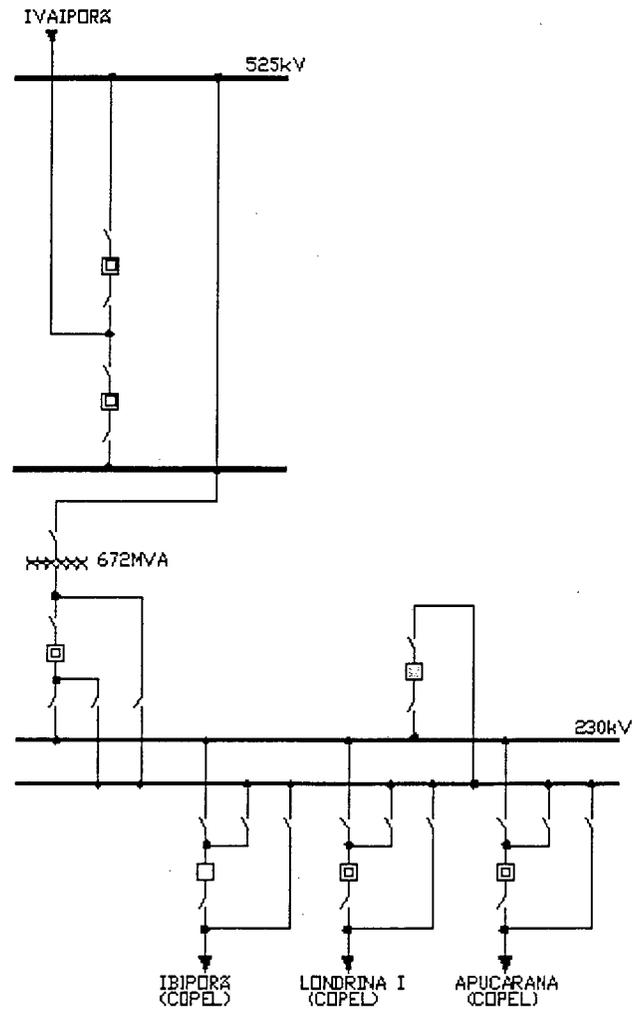


Figura 5.14 – Diagrama Unifilar – Caso 1

Os dados da análise de confiabilidade obtidos utilizando-se o programa CST para essa alternativa, considerando-se todos os pontos de carga, são:

- Taxa de Falha = 0,00516 falhas/ano;
- Duração Média = 31,27 horas;
- Energia Esperada Não Suprida = 0,00137 MWh.

Os índices qualitativos da subestação (fornecidos pelo usuário) são:

- Impacto Ambiental = 8,00
- Ponderação para o Impacto Ambiental = 20%
- Facilidade de Manobra = 9,00
- Ponderação para a Facilidade de Manobra = 30%
- Preferência do Proprietário = 10,00
- Ponderação para a Preferência do Proprietário = 50%

O resultado final obtido para essa alternativa está ilustrado na figura 5.15.

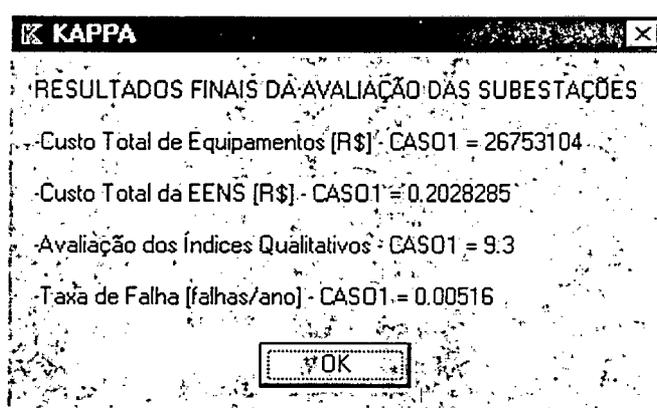


Figura 5.15 – Resultado Final Obtido para a Alternativa 1

5.3.2 Caso 2: Anel no Lado de Alta Tensão e Barra Principal e Transferência com Três Chaves no Lado de Baixa Tensão

O diagrama unifilar da subestação para o caso 2 é apresentado na figura 5.16.

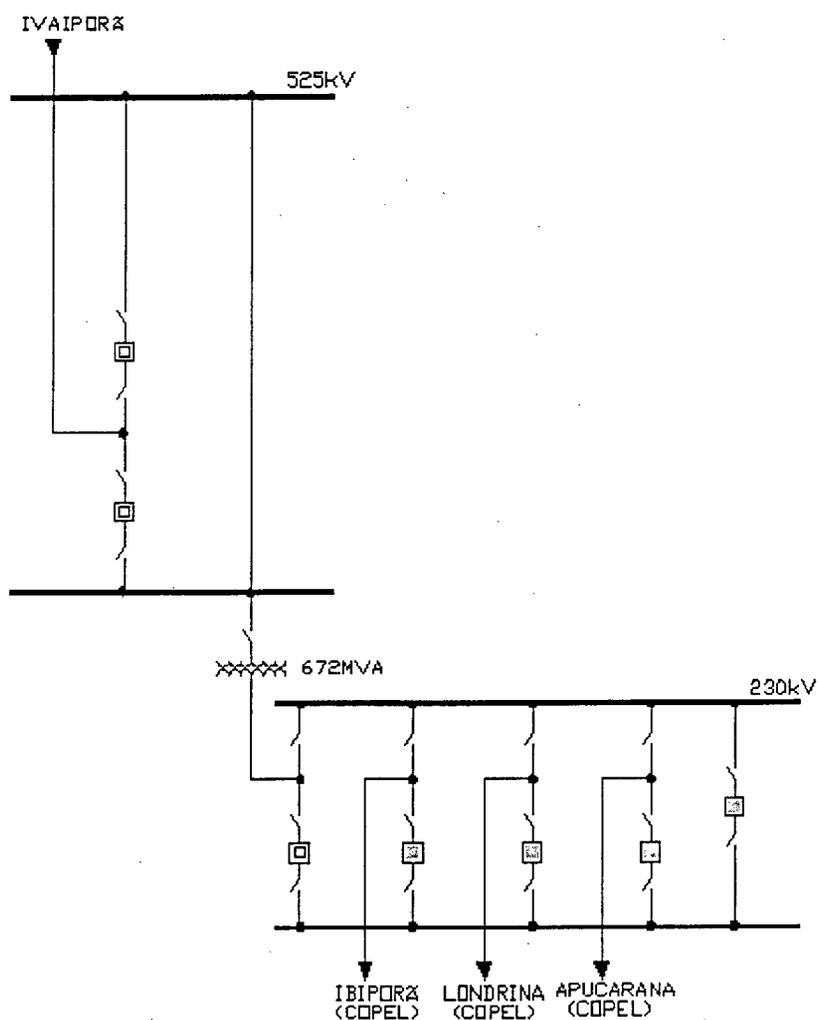


Figura 5.16 – Diagrama Unifilar – Caso 2

Os dados da análise de confiabilidade obtidos utilizando-se o programa CST para essa alternativa, considerando-se todos os pontos de carga são:

- Taxa de Falha = 0,0052 falhas/ano;
- Duração Média = 31,06 horas;
- Energia Esperada Não Suprida = 0,00137 MWh.

Os índices qualitativos da subestação são:

- Impacto Ambiental = 8,50
- Ponderação para o Impacto Ambiental = 20%
- Facilidade de Manobra = 8,00
- Ponderação para a Facilidade de Manobra = 30%
- Preferência do Proprietário = 7,00
- Ponderação para a Preferência do Proprietário = 50%

O resultado final obtido para essa alternativa está ilustrado na figura 5.17.

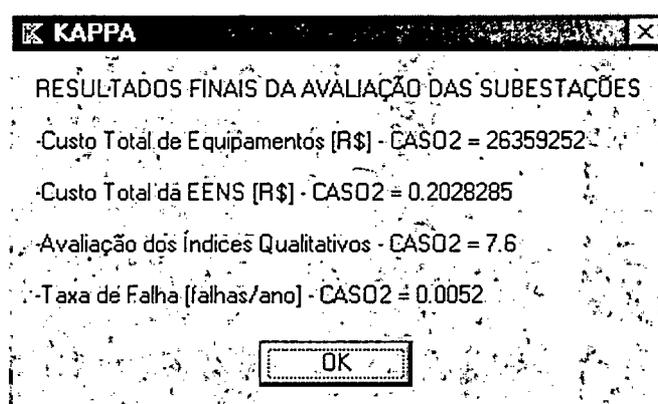


Figura 5.17 – Resultado Final Obtido para a Alternativa 2

5.3.3 Caso 3: Anel no Lado de Alta Tensão e Barra Simples no Lado de Baixa Tensão

O diagrama unifilar da subestação para o caso 2 é apresentado na figura 5.18.

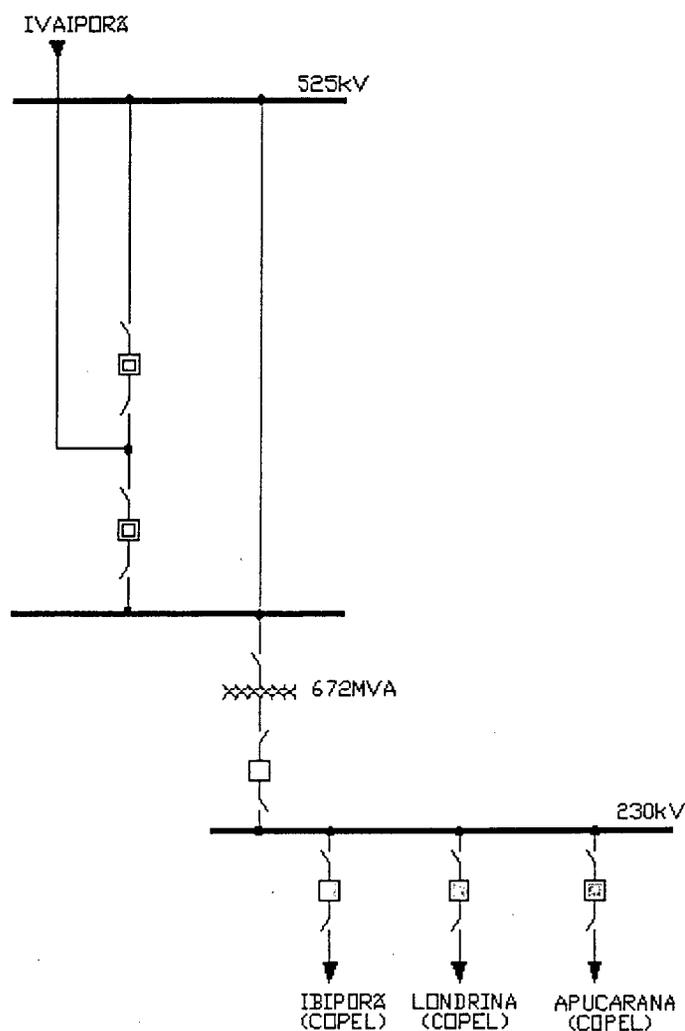


Figura 5.18 – Diagrama Unifilar – Caso 3

Os dados da análise de confiabilidade obtidos utilizando-se o programa CST para essa alternativa, considerando-se todos os pontos de carga são:

- Taxa de Falha = 0,235 falhas/ano;
- Duração Média = 32,66 horas;
- Energia Esperada Não Suprida = 0,0239 MWh.

Os índices qualitativos da subestação são:

- Impacto Ambiental = 9,00
- Ponderação para o Impacto Ambiental = 20%
- Facilidade de Manobra = 7,00
- Ponderação para a Facilidade de Manobra = 30%
- Preferência do Proprietário = 6,00
- Ponderação para a Preferência do Proprietário = 50%

O resultado final obtido para essa alternativa está ilustrado na figura 5.19.

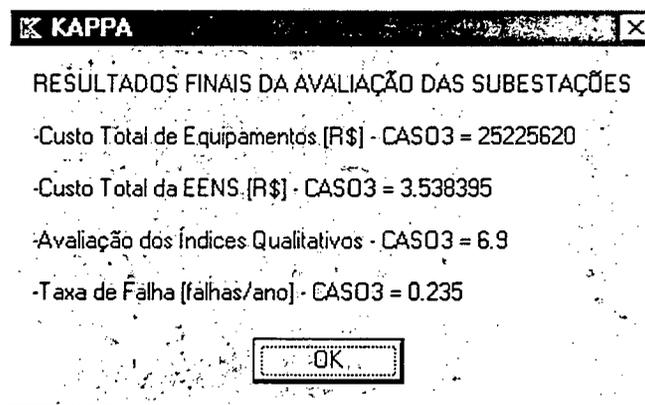


Figura 5.19 – Resultado Final Obtido para a Alternativa 3

5.3.4 Caso 4: Anel no Lado de Alta Tensão e Barra Simples Seccionada no Lado de Baixa Tensão

O diagrama unifilar da subestação para o caso 2 é apresentado na figura 5.20.

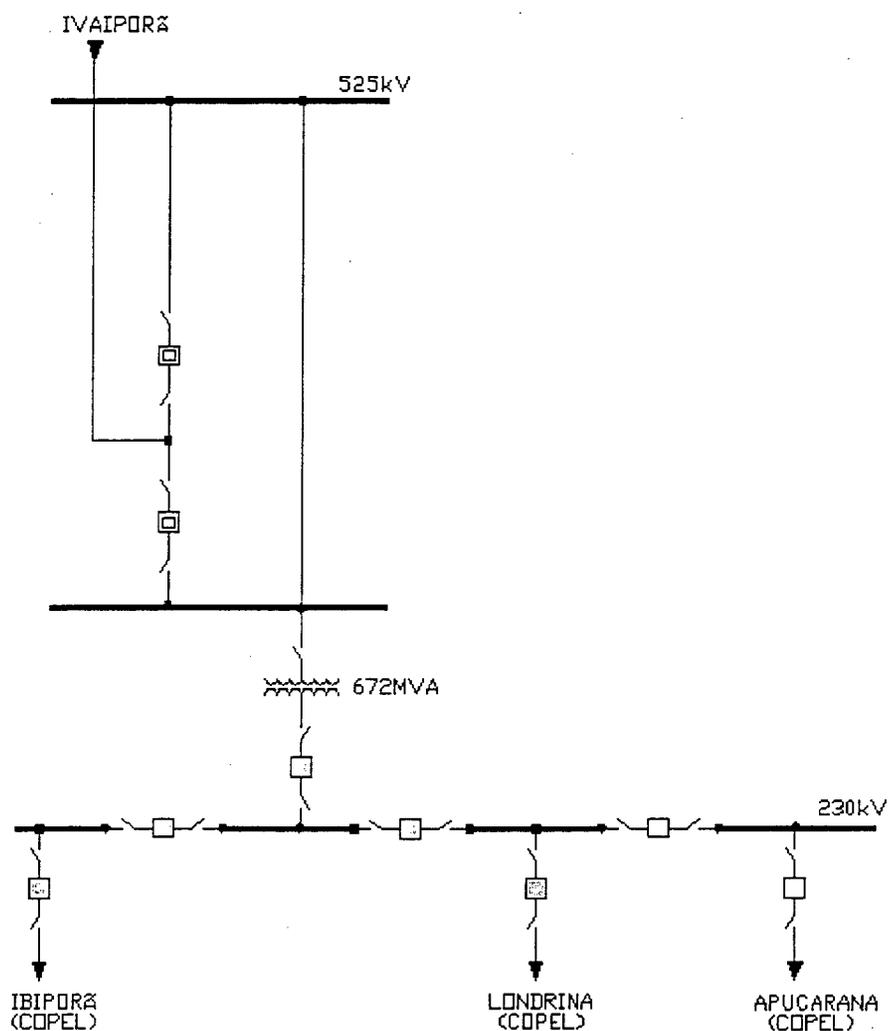


Figura 5.20 – Diagrama Unifilar – Caso 4

Os dados da análise de confiabilidade obtidos utilizando-se o programa CST para essa alternativa, considerando-se todos os pontos de carga são:

- Taxa de Falha = 0,417 falhas/ano;
- Duração Média = 32,08 horas;
- Energia Esperada Não Suprida = 0,039 MWh.

Os índices qualitativos da subestação são:

- Impacto Ambiental = 8,00
- Ponderação para o Impacto Ambiental = 20%
- Facilidade de Manobra = 8,00
- Ponderação para a Facilidade de Manobra = 30%
- Preferência do Proprietário = 6,00
- Ponderação para a Preferência do Proprietário = 50%

O resultado final obtido para essa alternativa está ilustrado na figura 5.21.

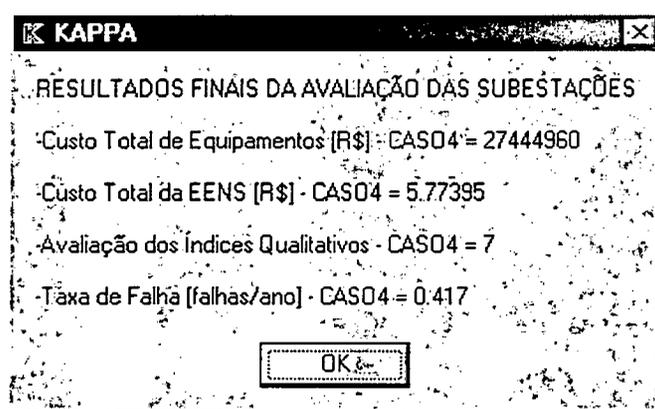


Figura 5.21 – Resultado Final Obtido para a Alternativa 4

5.3.5 Caso 5: Disjuntor e Meio no Lado de Alta Tensão Barra Dupla com Quatro Chaves no Lado de Baixa Tensão

O diagrama unifilar da subestação para o caso 2 é apresentado na figura 5.22.

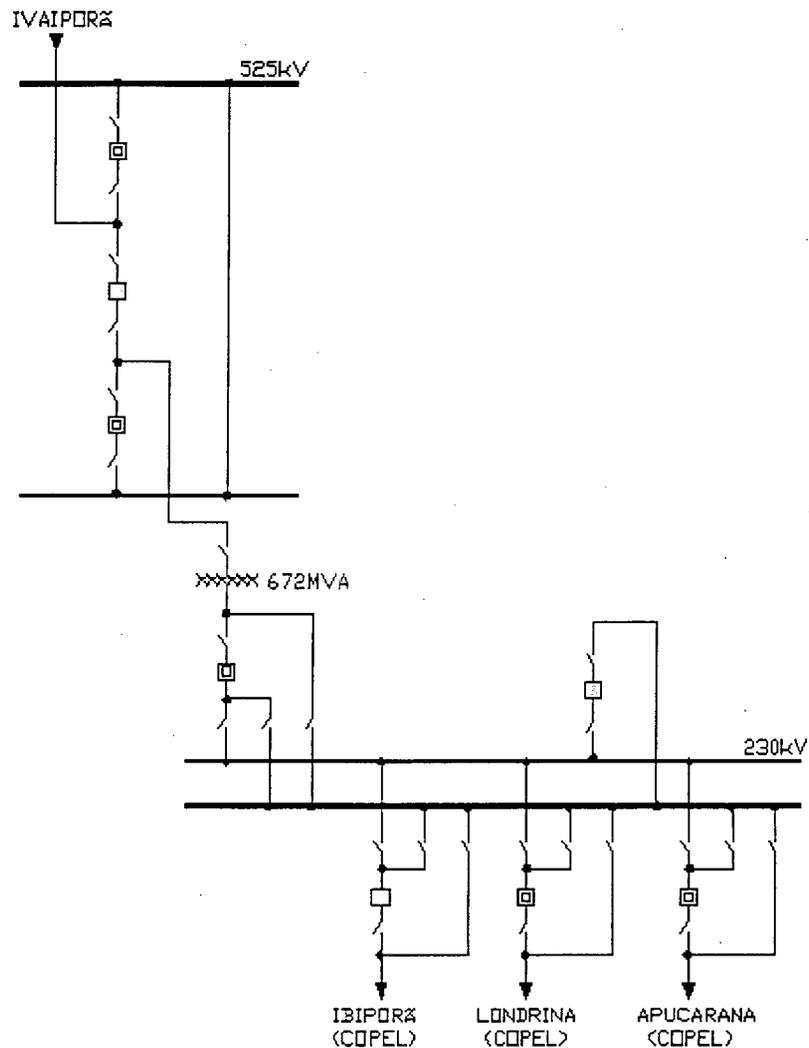


Figura 5.22 – Diagrama Unifilar – Caso 5

Os dados da análise de confiabilidade obtidos utilizando-se o programa CST para essa alternativa, considerando-se todos os pontos de carga são:

- Taxa de Falha = 0,00526 falhas/ano;
- Duração Média = 30,83 horas;
- Energia Esperada Não Suprida = 0,00139 MWh.

Os índices qualitativos da subestação são:

- Impacto Ambiental = 8,00
- Ponderação para o Impacto Ambiental = 20%
- Facilidade de Manobra = 9,00
- Ponderação para a Facilidade de Manobra = 30%
- Preferência do Proprietário = 10,00
- Ponderação para a Preferência do Proprietário = 50%

O resultado final obtido para essa alternativa está ilustrado na figura 5.23.

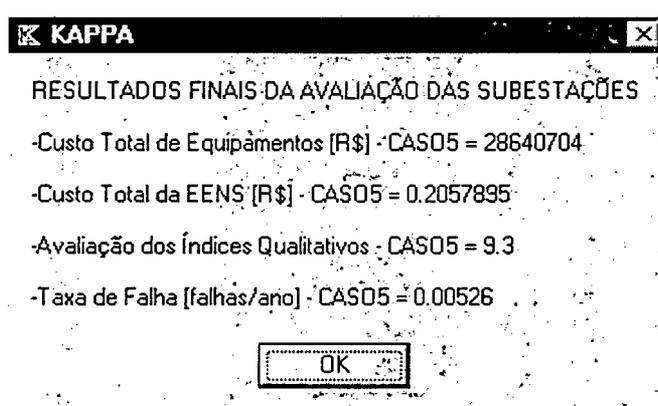


Figura 5.23 – Resultado Final Obtido para a Alternativa 5

5.3.6 Resultado Alcançado

O resultado obtido com a análise das diversas alternativas (figura 5.15, 5.17, 5.19, 5.21 e 5.23) para a subestação em questão está apresentado na tabela 5.2.

| Resultado Final da Análise | |
|--|-------------------|
| Subestações Classificadas nos Critérios Índices Qualitativos e EENS: | 1 - 5 |
| Subestação Considerada a Melhor entre todas as Alternativas Classificadas: Considerando todos os Critérios de Análise | |
| ✓ Subestação Escolhida: | 1 |
| ✓ Custo de Implantação da Subestação [R\$]: | R\$ 26.753.104,00 |
| ✓ Taxa de Falha [falhas/ano]: | 0,00516 |
| ✓ Índice Qualitativo: | 9,30 |

Tabela 5.2 – Resultado Final Obtido com a Execução do Sistema Especialista

Analisando-se o resultado obtido através do sistema especialista, verifica-se que a subestação escolhida pelo sistema é a subestação que encontra-se atualmente implantada no sistema de transmissão de energia elétrica da ELETROSUL.

Para que se possa entender a escolha do sistema especialista, será feita uma análise do procedimento por ele utilizado para que chegasse à conclusão final. Iniciando-se pelo critério de Índice Qualitativo, verificamos que as alternativas 1 (nota 9,30) e 5 (nota 9,30) possuem índices acima do valor médio (nota 8,02), sendo portanto classificadas nesse critério. No critério do Custo da Energia Esperada Não Suprida, que possui um valor médio de 1,95 R\$/MW, as alternativas classificadas são as subestações 1, 2 e 5. Fazendo-se um processo de filtragem, no qual são classificadas apenas as subestações que foram classificadas nos critérios dos Índices Qualitativos e no Custo da Energia Esperada Não Suprida, verifica-se que as alternativas 1 e 5 são selecionadas.

Obtidas as subestações classificadas nos dois critérios anteriores, foi feito o ranqueamento das alternativas quanto ao critério de Custo de Implantação da subestação (custo de equipamentos: disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores). Desta forma, a subestação classificada foi a 1, com um custo de R\$ 26.753.104,00 contra R\$ 28.640.704,00 da subestação 5.

Analisando-se a alternativa 2, nota-se que está classificada no critério de Custo da Energia Não Suprida, porém, no critério do Índice Qualitativos, ela fica um pouco abaixo da média. Isso ocorre devido ao fato de possuir uma configuração no lado de baixa tensão que não fornece uma flexibilidade adequada ao nível de tensão e à quantidade de energia manejada. Outro ponto fraco dessa configuração, é que não atende à preferência do proprietário e a tendência à padronização das topologias das subestações por nível de tensão.

5.4 Conclusão

No processo de projeto de subestação existe uma combinação bastante grande de configurações que podem ser adotadas para os setores de alta e baixa tensão. Todas estas alternativas devem ser avaliadas e a melhor delas deve ser a escolhida. Esta escolha deve ser realizada obedecendo critérios de seleção tais como: custo de equipamentos, custo de energia não suprida, impacto ambiental, flexibilidade/facilidade de operação, entre outros.

Atualmente, existe uma tendência à padronização da topologia das subestações por nível de tensão, mas esta padronização deixa espaço para que soluções alternativas possam

ser adotadas, desde que seja mantido o nível de qualidade da energia manejada pela instalação.

A criação de um sistema especialista para auxiliar no processo de projeto de subestações de transmissão de energia elétrica, vem de encontro aos fatos anteriormente citados. O sistema especialista pode armazenar todos os dados referentes ao processo de projeto, além de poder simular o raciocínio do especialista humano no processo de tomada de decisões sem negligenciar nenhum dos critérios de avaliação das alternativas para a subestação.

Um outro fato muito importante no processo de projeto de subestações são os aspectos qualitativos, os quais são de difícil mensuração, e que neste trabalho foram avaliados através de notas atribuídas aos mesmos.

Como o critério confiabilidade avalia os efeitos que os desligamentos na subestação têm sobre a continuidade do fornecimento nos pontos de entrega de energia, pode-se concluir que a melhor topologia para uma subestação será também função de sua localização no sistema de transmissão.

Com tudo o que foi exposto até agora, pode-se garantir que o processo de projeto de subestação está passando por uma fase de intensas mudanças e que as empresas que planejam, projetam e constróem subestações devem estar atentas a todas essas mudanças.

Capítulo 6

Conclusões

6.1 Considerações Finais

A subestação, embora em algumas análises possa ser modelada apenas como um barramento por nível de tensão e transformadores, é uma parte bastante complexa e importante do sistema elétrico de potência. A confiabilidade de uma subestação tem grande influência na confiabilidade do sistema como um todo, e para elaborar o seu projeto de forma a atender a todas as expectativas do sistema na qual está inserida, devem ser levados em consideração diversos fatores tais como: padronização estabelecida pela empresa beneficiada, índices de confiabilidade a serem atendidos segundo determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, níveis de tensão na qual deve operar, potência instalada, tipo de equipamentos disponíveis no mercado, local da instalação, impacto ao meio ambiente, entre outros.

Esta dissertação teve como objetivo a construção de um sistema especialista capaz de analisar topologias de subestações do sistema de transmissão de energia elétrica, de forma a auxiliar as pessoas envolvidas no processo de projeto de subestações a tomarem as suas decisões quanto à escolha de quais alternativas de topologias de subestação seria mais apropriada para uma determinada situação.

Seguindo este objetivo, foi construído um sistema especialista capaz de analisar alternativas de projeto de subestação de transmissão, levando em consideração os seguintes critérios de projeto:

- ✓ Custo de Implantação (equipamentos: disjuntor, chave seccionadora e transformador);
- ✓ Custo da Energia Esperada Não Suprida;
- ✓ Índices Qualitativos: Facilidade/Flexibilidade de Operação, Impacto Ambiental, Preferência do Proprietário e Ponderação de cada um dos índices.

Toda a análise das alternativas da subestação são realizadas com base nesses critérios e a subestação mais promissora é escolhida.

O critério do Custo da Energia Esperada Não Suprida (EENS) é um dos critérios mais difíceis de serem estimados, pois ainda não está estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica o quanto uma empresa de transmissão de energia deixa de receber (em R\$) quando ela possui um determinado valor de EENS, e tampouco está estabelecido o limite de energia não suprida que uma determinada subestação dentro do sistema elétrico de potência pode atingir sem ser penalizada pela agência reguladora.

De modo geral, o processo de projeto de subestações de transmissão está passando por intensas mudanças, pois com a nova regulamentação que está sendo implantada, as subestações devem atender a determinados limites de qualidade de energia (limites de taxa de falha, duração média das interrupções, frequências das interrupções e energia esperada não suprida), aos padrões estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, além das preferências dos proprietários das instalações, onde o principal critério envolvido é o custo de implantação.

Portanto, este sistema especialista tem uma grande aplicação no setor de projeto de subestações de transmissão, por não permitir que nenhum dos critérios de projeto sejam negligenciados, assegurando assim, um projeto em conformidade tanto com a preferência do proprietário da instalação quanto com as restrições impostas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico e pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como resultado do trabalho desenvolvido, foram observados alguns pontos que merecem um estudo adicional. Estes pontos são relacionados a seguir:

- ✓ Estabelecer uma interface entre o sistema especialista desenvolvido e o programa de análise de confiabilidade de forma a tornar o sistema mais dinâmico na análise das alternativas.
- ✓ Atualização do critério Custo da Energia Esperada Não Suprida, assim que forem estabelecidos limites e penalizações pelos órgãos competentes.
- ✓ Adição de novos critérios de projeto, tais como: segurança, local de implantação, custo de manutenção, entre outros.
- ✓ Criação de uma base de dados sobre equipamentos de subestação de modo que o sistema possa obter as informações necessárias e precisas sobre os equipamentos utilizados para a implantação da subestação sob análise.

- ✓ Analisar a utilização de subestações compactas isoladas a gás e/ou utilizando os módulos PASS (módulos que englobam disjuntor, transformador de corrente e potencial, e chave seccionadora) em comparação com as subestações convencionais.

Referências Bibliográficas

- ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; DE OLIVEIRA, M. F. An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of a General Network Configuration. *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. R-25, 1976, pp.226-233.
- ALTWEGG, J. C. P.; JUNG, T.; ROUSSEL, P. – Uma Solução para as Novas Exigências Econômicas e Ambientais: Subestações Compactas. - *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro 2001.
- AMER, D. F.; FLURSCHEIM, C. H.; GONEK, S. M.; JOHN, M. N.; KENNEDY, M. W.; LEGG, D.; MAGGI, E.; MORTON, J. S.; REECE, M. P.; SULLIVAN, J. A. *Power Circuit Breaker: Theory and Design*. England. Published by Peter Peregrinus Ltda., 1977.
- ANDERSON, P. – *Power Systems Protection*. IEEE Press – Power Engineering, 1999.
- ATANACKOVIC, D.; MCGILLIS, D. T.; GALIANA, F. D. – The Application of Multi-Criteria Analysis to Substation Design. - *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, p. 1172-1178, August 1998a.
- ATANACKOVIC, D.; MCGILLIS, D. T.; GALIANA, F. D. – The New Tool for Substation Design. *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 13, No. 4, pp. 1500-1506, November 1998b.
- ATANACKOVIC, D.; MCGILLIS, D. T.; GALIANA, F. D. – Reliability Comparison of Substation Designs. - *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, No. 3, pp. 903-910, July 1999.
- BARRETO, J. M. *Inteligência Artificial no Limite do Século XXI*. 2.ed. Florianópolis: J. M. Barreto, 1999.

- BARROS, J. R. P.; ANDRADE, V. S. – Método Analítico para Simulação e Análise de Confiabilidade de Arranjos de Subestações. – *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro 2001.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. – Reliability Evaluation of Power Systems. *Pitman Advanced Publishing Program*, 1983.
- BILLINTON, R., VOHRA, P. K., KUMAR, S. – Effect of Station Originated Outages in a Composite System Adequacy Evaluation of the IEEE Reliability Test System. – *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 10, p2649-2655, October 1985.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. - *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. Second Edition, New York: Plenum Press, 1992.
- BILLINTON, R., LIAN, G. – A New Technique for Active Minimal Cut Set Selection Used in Substation Reliability Evaluation. *Microelectron. Reliability*, Vol. 35, No. 5, pp. 797-805, 1995.
- BILLINTON, R.; SATISH, J. – Reliability Cost/Reliability Worth Assessment of Station Configurations – IEEE Western Canada Conference and Exhibition on Communication, Power and Computing (WESCANEX) – Manitoba, Canada, pp 175-180, May 1995.
- BROWN, R. E.; TAYLOR, T. M. – Modeling the Impact of Substation on Distribution Reliability - *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No 1, pp. 349-354, February 1999.
- CARNEIRO, J. C. – Aspectos de Confiabilidade de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão Constatados na Inspeção e Ensaio de Recebimento em Fábrica: Subsídios para Avaliação da Qualidade do Produto e suas Conseqüências para o Fornecimento de Energia Elétrica. *XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Foz do Iguaçu, Outubro 1999.

CARVALHO, A. C. C. de, PUENTE, A. P., FUCHS, A., PORTELA, C. M., FIGUEIREDO, D. D., GUERATTO, E. J., CARVALHO, F. M. S., GARCIA, G. Jº., MORAIS, I. S., AMON, J. Fº., ALMEIDA, J. B. de, TEIXEIRA, J. S., SILVA, L. P. S. da, ASANO, M., DRUMMOND, M. A. G., LACORTE, M., VORPE, M. A., KASTRUP, O. Fº., COLOMBO, R., FERNANDES, S. V. Jº., MORAIS, S. A., FRONTIN, S. O., FRANÇA, W. J. – *Disjuntores e Chaves: Aplicação em Sistemas de Potência*. Niterói: EDUFF. Editora da Universidade Federal Fluminense, 1995.

CENTRAIS ELÉTRICAS DO SUL DO BRASIL – ELETROSUL. Departamento de Informática – Manual de Programa de Confiabilidade de Sistemas de Transmissão – CST, Florianópolis, SC, 100p, 1980.

CENTRAIS ELÉTRICAS DO SUL DO BRASIL – ELETROSUL – Apostila: Linhas de Transmissão e Subestações – 1992.

CIGRE WORKING GROUP 13.06 – A Summary of the Final Results and Conclusions of the Second International Enquiry on the Reliability of High Voltage Circuit-Breakers. *IEE The Reliability of Transmission and Distribution Equipment*, No. 406, pp. 24-30, March 1995.

CRUZ, Carlos Roberto Guzzo da. *Expansão Ótima da Capacidade de Transformação de Subestações*. Rio de Janeiro, 1982. Dissertação (Mestre em Ciências) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ENDRENYI, J., 1978. Reliability Modeling in Electric Power Systems. *John Wiley & Sons*, Chichester.

GEHRKE, Annemarlen; 1995. *Alocação de Reforços em Sistemas Elétricos – Método dos Cortes Mínimos*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

GILES, R.L. *Layout of E.H.V. Substations*. University Printing House, Cambridge, 1970.

- GODOY, A. V.; MORAES, H. M.; MELO, R. O. – As Subestações e suas Soluções Inovativas no Novo Ambiente do Setor Elétrico: O Estado da Arte no Mundo e uma Visão de sua Inserção no Brasil – *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro 2001.
- JACOBSEN, R. S.; NAKANO, N. S.; FERNANDES, J. M. B.; LEITÃO, G. M. S. – Estudo Comparativo entre Subestações Blindadas Isoladas a Gás SF₆ e Subestações Convencionais. - *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro 2001.
- KASTRUP, O. F°.; RIBEIRO, A. JR.; AMON, J. F°.; BARROS, A. R.; TORRES, G. L.; SILVA, A. P. A.; MARTINEZ, M. L. B. – An Expert System for Circuit Breaker Technical Specification and Life Management – *Intelligent System Application to Power Systems – ISAP '99*, Rio de Janeiro, pp. 260-264, April 1999.
- KHALIFA, M. – *High Voltage Engineering Theory and Practice* – Marcel Dekker, Inc, New York, 1990.
- KLADT, A.; BITTENCOURT, S.; CARVALHO, A. C.; CORDEIRO, M. N. SOARES, W. Z. – Evaluation Tool of Different Substation Concepts. - *VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, SPO34, Curitiba, May 2000.
- MACHADO, J. T. P.; FALCÃO, D.; OLIVEIRA, A. M.; SCHILLING, M. T. – Tarifação da Confiabilidade. - *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro 2001.
- MEEUWSEN, Jacobus Jan; 1998. *Reliability Evaluation of Electric Transmission and Distribution Systems*. Holanda. Tese de Doutorado, Delft University of Technology.

- MENDES, D. P.; MELO, A. C. G.; PEREIRA, J. L. R. . Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão Considerando o Impacto de Falhas Originadas em Subestações. *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1993.
- MILASCH, M. *Manutenção de Disjuntores de Alta Tensão*. Rio de Janeiro. Cervantes Editora, 1993.
- NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL - NERC. – Glossary of Terms Task Force, 1996.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Procedimentos de Rede, Módulo 2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações*. 2000.
- PAGE, R. , NISHIKAWARA, K. , STROMOTICH, F. – The 4x6 Network: Upgrade of a Major 500kV Substation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No. 2, pp.626-632, April 1991.
- RADWAN, R. M. , EL-MARSAFAWY, M. – Failure Analysis of Circuit Breakers in the upper Egypt Zone of the Egyptian Unified Power System Network. *Third International Conference on Future Trends in Distribution Switchgear*. 1990, pg.79-83.
- REIS, Marcelo Menezes; 1993. *Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição na Presença de Incertezas nos Dados*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- ROCHA, R.; BRASIL, D. O. C.;GAMA, C; GIÚDICE, C. G. R.; PALMER, G. – Requisitos Mínimos Funcionais quanto a Configurações de Barras para Subestações da Rede Básica do Sistema Interligado Brasileiro. – *IX Encontro Regional Latino-Americana da Cigré – ERLAC, IX/FI-23.13*, Foz do Iguaçu, Maio 2001a.

- ROCHA, R.; BRASIL, D. O. C.; GAMA, C.; DEL GIÚDICE, R.; PALMER, G. – Requisitos Mínimos Funcionais quanto a Configurações de Barras para Subestações da Rede Básica do Sistema Interligado Brasileiro. - *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro 2001b.
- THOMAZ, W.; BORDINI, W. P.; HASSIN, E. S.; 1998. Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica. In: *III Coladis – Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica* (3: set. 1998: São Paulo, SP). Anais. São Paulo. p. 13-17.
- TIMMERMAN, H.; GROEMAN, J. F. – Developments Towards H.V. Substations Without Disconnecter Switches and with Modern Control Systems – *Trend in Distribution Switchgear*, pp. 40-45, November 1998.
- TONDELLO, Cendar João; 2001. *Uma Metodologia para Gerenciamento do Riscos das Empresas de Transmissão*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- TYLAVSKY, D. J.; TATIKONDA, N. R.; ALTENEDER, K.; BROWN, K. E. – Effects of Topology and Feeder Capacity on Substation Distribution and Transformer Loading – *IEEE Transactions On Power Delivery*, Vol. 13, No. 4, October 1998, pp 1425-1431.
- VIEIRA, X. FILHO; SALGADO, E; PILOTTO, L. A. S.; MARTINS, N.; ROITMAN, M.; MELLO, J. C. O.; CARVALHO, A. R.; COURI, J. J. G.; STEINBERGER, J. M.; CHIPP, H. J.; GOMES, P. – Blecaute de 11 de março de 1999: Medidas de Curto Prazo para Aumento da Segurança do Sistema Elétrico e Principais Aspectos dos Relatórios Elaborados por Especialistas Internacionais -- *VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Curitiba, May 2000.
- WARREN, C. A.; AMMOM, R., WELCH, G. – A Survey of Distribution Reliability Measurement Practices in the U.S. - *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, No 1, pp 250-257, January 1999.