

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

***SISTEMA DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO NA RECOMPOSIÇÃO DE
UNIDADES GERADORAS APÓS UM DESLIGAMENTO POR DISPOSITIVOS DE
PROTEÇÃO***

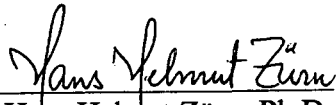
Aluno: Wanderley Szlichta
Orientador: Hans Helmut Zürn

Florianópolis, julho de 1997.

Sistema de Apoio à Tomada de Decisão na Recomposição de Unidades Geradoras Após um Desligamento por Dispositivos de Proteção.

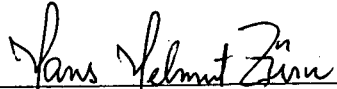
Wanderley Szlichta

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica,
área de concentração **Sistemas de Potência,** e aprovada em sua forma final pelo programa de
Pós-Graduação.

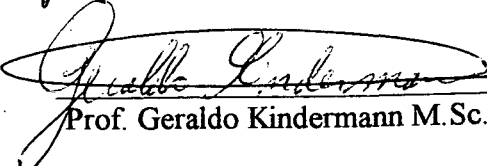

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Orientador

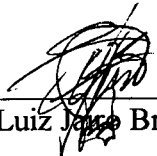

Prof. Adroaldo Raizer Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:


Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Presidente


Prof.ª Jacqueline Gisele Rolim Dr. Eng.


Prof. Geraldo Kindermann M.Sc.


Prof. Luiz João Branco Machado Dr. Ing.

*À minha esposa Simone, pelo amor, carinho
e estímulo recebidos*

*Aos meus filhos Amanda e Kauhê, que em diferentes
épocas, conviveram com a minha ausência*

*À memória de meu pai, à minha mãe e a Deus, a
quem tudo devemos*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Hans Helmut Zürn, pela confiança, encorajamento e orientação, quando foi necessária, no transcurso deste trabalho.

Ao respeitável Corpo Docente do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, cuja disponibilidade, capacidade e zelo no exercício da profissão são exemplos a serem seguidos.

À COPEL, especialmente aos engenheiros João Carlos Cascaes, Luiz Fernando Leone Vianna, Sérgio Luiz Lamy, Romano Francisco Laslowski e Takao Paulo Hara, que em épocas distintas me incentivaram a concluir este trabalho.

Ao estagiário Josué Krebs Lourenço, aos meus colegas de pós-graduação e a todos aqueles que de algum modo, no anonimato, contribuíram para que este trabalho se tornasse realidade.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1. - ATITUDES A SEREM TOMADAS APÓS A ATUAÇÃO DE UMA PROTEÇÃO	2
1.2. - INFLUÊNCIA DA EXPERIÊNCIA DO OPERADOR NAS DECISÕES QUANTO AO RELIGAMENTO DO GERADOR	3
1.3. - OBJETIVOS E PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DESTE TRABALHO	5
1.4. - ORGANIZAÇÃO DESTE TRABALHO	5

CAPÍTULO 2 - PRINCIPAIS ARRANJOS DE GERAÇÃO

2.1.- INTRODUÇÃO	6
2.2.- PRINCIPAIS ARRANJOS DE GERAÇÃO	7
2.2.1. - CONEXÃO DO GERADOR AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	7
2.2.2. - FECHAMENTO DOS ENROLAMENTOS DO ESTATOR	8
2.2.3. - ATERRAMENTO DE BAIXA IMPEDÂNCIA	9
2.2.4. - ATERRAMENTO DE ALTA IMPEDÂNCIA	10
2.2.5. - ATERRAMENTO SÓLIDO	11
2.2.6. - ENROLAMENTOS SIMPLES E PARALELOS	12
2.3. - SISTEMAS DE EXCITAÇÃO	13

CAPÍTULO 3 - PROTEÇÕES NECESSÁRIAS EM UMA USINA

3.1.- INTRODUÇÃO	15
3.2. - SISTEMA DE PROTEÇÃO PRINCIPAL	15
3.2.1. - CONDIÇÕES ANORMAIS DE OPERAÇÃO DE ORIGEM TÉRMICA	16

3.2.1.1. - Proteção Térmica do Estator do Gerador	16
3.2.1.2. - Proteção Térmica do Enrolamento de Campo	16
3.2.2. - CONDIÇÕES ANORMAIS DE OPERAÇÃO DE ORIGEM ELÉTRICA	17
3.2.4.3 - CONDIÇÕES DE FALTA	17
3.2.3.1. - Proteção Contra Falhas no Estator do Gerador	17
3.2.3.2. - Proteção do Campo do Rotor do Gerador	30
3.3. - SISTEMA DE PROTEÇÃO DE RETAGUARDA	32
3.3.1. - PROTEÇÃO DE FALHA DE DISJUNTOR	32
3.3.2. - PROTEÇÃO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO	33
3.3.3. - EXEMPLO DE PERDA DE EXCITAÇÃO	33
3.4. - OUTRAS CONSIDERAÇÕES SOBRE PROTEÇÕES DE GERADORES.....	38
3.4.1. - TRANSFORMADORES DE CORRENTE	39
3.4.2. - TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	39
3.4.3. - PROTEÇÕES DURANTE PARTIDA E PARADA	39
3.4.4. - PROTEÇÃO CONTRA ENERGIZAÇÃO ACIDENTAL DO GERADOR	40
3.4.5. - PROTEÇÕES PARA CONDIÇÕES ANORMAIS DE ORIGEM MECÂNICA	41
3.5. - DESLIGAMENTOS DE GERADORES NO SISTEMA BRASILEIRO.....	42
3.6. - ESQUEMA COMPLETO PARA PROTEÇÃO DE UM GERADOR.....	45

CAPÍTULO 4 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE SISTEMAS ESPECIALISTAS

APLICADOS À OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

4.1. - USO DE COMPUTADORES EM OPERAÇÃO EM TEMPO REAL DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	51
4.2. - ALGUNS PROJETOS E PESQUISAS IMPORTANTES NO MUNDO	53
4.3. - SOFTWARE E HARDWARE UTILIZADOS	56
4.4. - ESTADO DO PROJETO, DURAÇÃO	57

4.5.- SISTEMAS ESPECIALISTAS APLICADOS À ÁREA DE PROCESSAMENTOS DE SINAIS, ALARMES E RESTAURAÇÃO	58
---	----

CAPÍTULO 5 - SISTEMAS ESPECIALISTAS

5.1. - INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS ESPECIALISTAS	61
5.2. - APLICAÇÕES EM TRATAMENTO DE ALARMES, SINAIS E PROTEÇÃO	66
5.3. - ESTRUTURA DE UM SISTEMA ESPECIALISTA	67
5.3.1. - HISTÓRICO INICIAL	67
5.3.2. - DEFINIÇÃO	67
5.3.3. - COMPONENTES DE UM SISTEMA ESPECIALISTA	68
5.3.3.1. - Base de conhecimento	68
5.3.3.2. - Motor de inferência	69
5.3.3.3. - Interface	69
5.3.3.4. - Motor de desenvolvimento	69
5.3.4. - MÉTODOS DE REPRESENTAÇÃO DO CONHECIMENTO	70
5.3.4.1. - Redes Semânticas	70
5.3.4.2. - Cálculo Predicativo	73
5.3.4.3. - Frames	75
5.3.4.4. - Regras de Produção	76

CAPÍTULO 6 - DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA PARA APOIO A TOMADA DE DECISÃO NA RECOMPOSIÇÃO DE UNIDADES GERADORAS, APÓS UM DESLIGAMENTO POR DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

6.1. - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA SOB ESTUDO	79
--	----

6.2. - LÓGICA DAS ATUAÇÕES DA PROTEÇÃO	83
6.3. - CLASSIFICAÇÃO DA PROTEÇÃO	86
6.4. - REGRAS PARA MONTAGEM DO SISTEMA DE APOIO AO OPERADOR	88
6.5. - LINGUAGEM UTILIZADA	95
6.6. - APLICAÇÃO REAL DO SISTEMA.....	96

CAPÍTULO 7- CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	99
BIBLIOGRAFIA	101

RESUMO

A crescente complexidade dos sistemas de proteção de unidades geradoras acarreta grande dificuldade quanto à decisão sobre o que fazer, quando ocorre um desligamento forçado do gerador.

Este trabalho propõe o uso de um sistema baseado no conhecimento como instrumento de apoio ao operador, na tomada de decisão. Para isto é efetuada uma análise dos arranjos de geração, das proteções usuais, e do sistema baseado no conhecimento. Finalmente, é apresentado o sistema desenvolvido.

Este sistema pode ser usado no modo de treinamento onde os dados são fornecidos via teclado do micro PC, ou no modo de operação, onde os dados seriam adquiridos através de sensores remotos.

A atuação de um relé de proteção aciona o sistema, que fornece um diagnóstico sobre o evento e os procedimentos a serem tomados. O sistema também mostra na tela do micro computador o diagrama unifilar do gerador e a delimitação da área onde está o defeito que causou a atuação da proteção, através da mudança de sua cor.

ABSTRACT

The growing complexity of protection systems in power plants causes a great difficulty in knowing what to do when a generator is shut down. This work proposes a knowledge based system, as a means to assist the operator in his decision. For this purpose, generator arrangements, usual protection devices and knowledge based systems are analyzed. Finally, the developed system is presented.

This system can be used for operator training or in real system operation. In the first case data would be furnished by the operator through a PC, and in the second case data should be obtained from remote sensors. A trip of a protection relay starts the process that gives a diagnostic about the event and the procedures to be followed. The system also shows the generator diagram on the PC screen and the affected area.

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

Os desligamentos em sistemas de potência, são inevitáveis. Por mais que se invista em projeto, qualidade de equipamentos, pessoal e manutenção, os desligamentos de máquinas e linhas continuarão ocorrendo. Portanto, uma alternativa viável para atenuar o problema, é investir na qualidade da decisão tomada, quando ocorre um desligamento, para se efetuar a recomposição do sistema.

Esta decisão é muito mais crítica, quando se trata de desligamentos forçados de geradores. Desligamentos em linhas de transmissão, normalmente possuem uma parcela de sua causa baseada em motivos fugidios, como descargas atmosféricas, ou toque acidental da linha por animais ou vegetais. A inspeção visual em linhas de transmissão permite constatar-se qual foi o tipo de defeito ocorrido.

O índice de desligamentos de linhas de transmissão está em torno de duas vezes ao ano para linhas de transmissão em 230kV e diminui para tensões maiores. Portanto, os operadores de subestações estão habituados a conviver com esta situação, sabendo já as atitudes que devem ser tomadas para a recomposição do sistema; embora existam algumas ocorrências em subestações que são bastante raras, como defeitos em barras de alta tensão (acima de 138 kV) e falha de disjuntor.

No caso de desligamentos de geradores, a situação é bastante diferente. Podem se passar anos, sem que haja a atuação de um relé de proteção, e quando isto ocorre, nem sempre é possível efetuar inspeção visual, para constatar-se a existência ou não de

defeito, pois o equipamento é fechado. Diante disto, o operador está passando por uma situação nova, na qual ele tem que tomar uma atitude, e esta deve estar correta.

1.1. - ATITUDES A SEREM TOMADAS APÓS A ATUAÇÃO DE UMA PROTEÇÃO

A atuação de um relé de proteção pode ter dois significados completamente distintos:

- a) Pode significar uma atuação correta, na qual ocorreu o desligamento do gerador, em virtude da existência de um defeito. Neste caso, o operador tem duas alternativas a seguir: ele pode efetuar uma tentativa de religamento, caso tenha atuado uma proteção não impeditiva ou deve bloquear o religamento do gerador e acionar a manutenção, para que o defeito seja eliminado, quando ocorre a atuação de uma proteção impeditiva.
- b) Pode significar uma atuação falsa. Nesta situação, o operador deve providenciar o restabelecimento da máquina, o mais rapidamente possível.

A decisão errada em qualquer das duas condições acarretará custos. Se o gerador é religado sobre um curto-circuito, poderá ocorrer a sua total destruição. Se o gerador não tem defeito e o operador não efetuar seu religamento, haverá perda de receita devido à não geração. Evidentemente o primeiro caso, é bem mais sério e perigoso.

O operador de uma usina, para poder tomar uma decisão destas, com segurança, teria que consultar os especialistas em proteção e gerador. Normalmente estes especialistas não estão disponíveis, e quando estão, demandam tempo para serem encontrados e questionados.

Visando atender a essa necessidade, foi desenvolvido um sistema baseado no conhecimento, agregando esses conhecimentos e indicando as soluções a serem tomadas nos diferentes casos de atuação de relés de proteção.

1.2. - INFLUÊNCIA DA EXPERIÊNCIA DO OPERADOR NAS DECISÕES QUANTO AO RELIGAMENTO DO GERADOR

Os operadores de usinas de geração, têm basicamente, as seguintes funções:

- Manobras em equipamentos da própria usina e subestação;
- Liberação de serviços à manutenção;
- Partidas e paradas de geradores;
- Acionamento da manutenção;
- Coleta de dados e preenchimento de planilhas;
- Emissão de relatórios;
- Recomposição da usina ou de geradores.

Estas tarefas são executadas de acordo com programações, instruções e manuais de operação que são de conhecimento dos operadores e elaborados pelos órgãos de controle e operação do sistema, manutenção e operação do próprio sistema.

Quando ocorre atuação de algum dispositivo de proteção, também ocorrem simultaneamente dezenas e até centenas de eventos. Portanto, o operador é submetido a uma grande carga de informações, e é obrigado a tomar uma decisão, que nem sempre é a mais apropriada e que muitas vezes acaba provocando o agravamento da situação.

Esta situação tende a agravar-se com o aumento da complexidade dos equipamentos usados nas usinas geradoras, que são bastante diferentes dos usados há dez anos atrás. Além disto, o tempo médio de experiência dos operadores vem diminuindo.

Conseqüentemente, constata-se que seria extremamente útil, extrair o conhecimento qualitativo, incluído nos manuais e instruções de operações, o conhecimento possuído pelos operadores mais experientes e o conhecimento dos especialistas nas áreas de proteção, de tal forma que o mesmo estivesse sempre disponível para os operadores na sala de comando da usina.

Este conhecimento seria armazenado e manipulado pelos denominados “sistemas especialistas” a serem introduzidos na capítulo 5.

1.3. - OBJETIVOS E PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DESTE TRABALHO

O objetivo deste trabalho é mostrar o desenvolvimento de um sistema baseado no conhecimento, ou seja, um sistema que forneça soluções similares às que um especialista encontraria, para a tomada de decisões, quanto a religar ou não o gerador, após a atuação de uma proteção. Este sistema coordena a utilização de algoritmos e heurísticas observadas em manuais e instruções de operações e em ocorrências e testes anteriores.

Além da utilização deste sistema baseado no conhecimento para a solução em situações reais, ele também poderá ser utilizado para treinamento de novos operadores de usinas.

1.4. - ORGANIZAÇÃO DESTE TRABALHO

Este trabalho propõe a utilização de técnicas de sistemas baseados no conhecimento para apoio na tomada de decisão quando da atuação das proteções de uma usina hidroelétrica. Para tanto, o Capítulo 2 descreverá os principais arranjos de geração. O Capítulo 3 abordará, as funções de proteção de uma usina, descrevendo suas finalidades e seu princípio de funcionamento.

No Capítulo 4 é efetuada uma revisão bibliográfica, mostrando o estágio atual de aplicação de sistemas especialistas no tratamento de ocorrências envolvendo o sistema de proteção, tanto na geração quanto na transmissão e distribuição.

O Capítulo 5 apresenta uma introdução à técnica de sistemas especialistas.

O Capítulo 6, mostra como o sistema proposto para uma usina de grande porte, foi desenvolvido e as principais regras que o compõem.

A apresentação dos resultados, conclusões e recomendações, é feita no Capítulo 7.

Capítulo 2

PRINCIPAIS ARRANJOS DE GERAÇÃO

2.1. - INTRODUÇÃO

O objetivo desta seção é apresentar informações sobre conexões e projetos típicos de geradores, práticas de aterramento, sistemas de excitação, arranjos de geradores, e como estes afetam a proteção e a seletividade dos relés de proteção. Por exemplo, configurações simples e paralela de enrolamentos conectados em estrela ou triângulo são descritas, visto que elas afetam o tipo de proteção contra faltas de fase discutidas no decorrer desta seção.

Desde que o método de aterramento do neutro do gerador determina o esquema de proteção aplicado contra faltas a terra do estator, serão discutidos os métodos mais usados de ligação do gerador ao sistema. Para geradores conectados ao sistema através de transformadores, será discutido o aterramento através de transformadores de distribuição e com reatores de aterramento.

Para dois ou mais geradores conectados a um mesmo transformador, será discutido a aterramento através de baixas resistências.

O tipo de sistema de excitação afeta o tipo de proteção de campo do rotor que pode estar sendo usado, deste modo os quatro tipos básicos de sistemas de excitação são brevemente descritos. Esses incluem o gerador DC com comutador, o alternador com retificador estacionário ou rotativo e sistema de excitação estático. Para que se possa

entender as funções das proteções de um gerador é necessário entender-se critérios construtivos, arranjos e conexões.

2.2. - PRINCIPAIS ARRANJOS DE GERAÇÃO

2.2.1. - CONEXÃO DO GERADOR AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A conexão entre geradores de uma usina e o sistema de transmissão é efetuada através de um barramento, ao qual estão ligados os geradores de um lado e as linhas do outro.

Os geradores podem estar conectados ao barramento de três maneiras: diretamente (G1 da figura 2.1), cada gerador através de um transformador (ou banco de transformadores) (G2 da figura 2.1) ou ainda, dois ou mais geradores conectados a um transformador que está conectado à barra (G3 da figura 2.1).

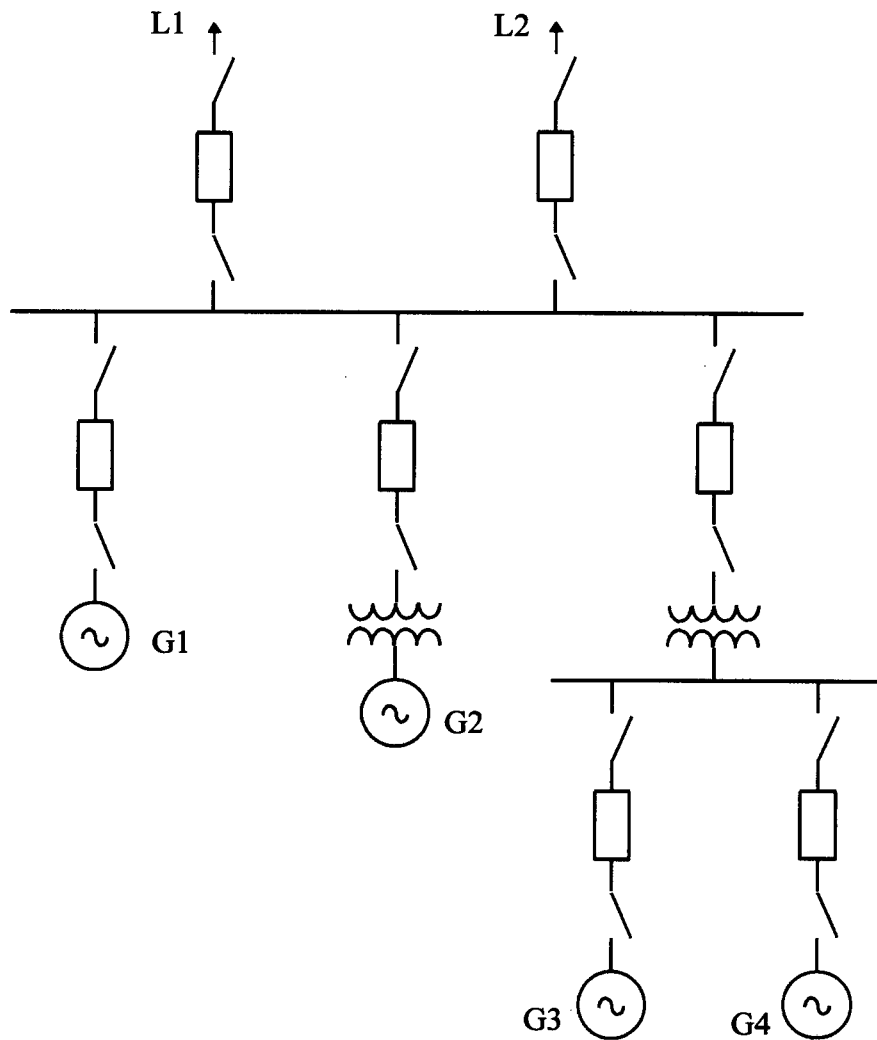


Figura 2.1

Formas de conexão do gerador ao barramento

2.2.2. - FECHAMENTO DOS ENROLAMENTOS DO ESTATOR

O enrolamento estatórico dos geradores pode ser conectado em estrela (Y) ou triângulo (Δ). A configuração pode ser do tipo de um só enrolamento por fase, ou de vários enrolamentos por fase.

No caso de ligação dos enrolamentos do estator em Δ , haverá necessidade de projetar-se uma proteção de falta a terra, baseada em sinal de tensão. Máquinas conectadas desta forma, não possuem circulação de corrente, quando ocorre um defeito a terra. Portanto este defeito não apresenta riscos de danos à máquina. Entretanto, causa elevado risco humano, visto que uma das fases se encontra a terra e poderá causar a morte de alguém que toque esta região. Caso ocorram dois defeitos a terra, possibilidade pouco provável, teremos um defeito entre fases, se as fase forem distintas. Se envolver dois pontos de uma mesma fase, parte do enrolamento desta fase ficará em curto-circuito provocando um desbalanceamento mecânico na máquina, gerando esforços eletromecânicos que poderão causar grandes danos ao gerador. Na ligação em estrela, o neutro é aterrado e isto pode ser feito de três maneiras diferentes: através de baixa impedância, de alta impedância, ou ainda aterramento sólido.

2.2.3. - ATERRAMENTO DE BAIXA IMPEDÂNCIA

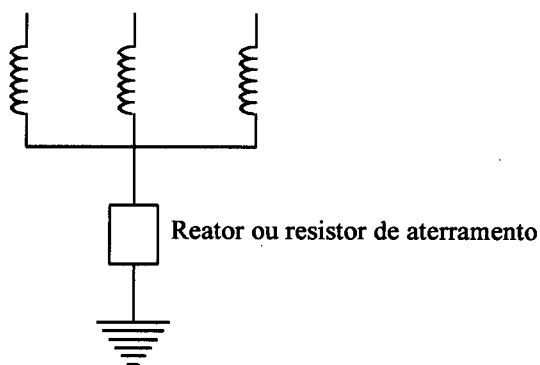


Figura 2.2

O resistor ou reator de aterramento (figura 2.2), é dimensionado de tal forma, a limitar o valor da corrente de defeito a terra, em valores inferiores a 150% da corrente nominal do gerador [1]. Este tipo de aterramento, é normalmente utilizado em arranjos onde existem dois ou mais geradores conectados a um mesmo transformador elevador. Quanto maior o valor do resistor ou reator, menor será a corrente de curto fase-terra. Entretanto, o custo do reator ou resistor aumenta exponencialmente com o aumento da potência. Portanto, existe uma limitação econômica na utilização deste método, que é mais empregado no aterramento de máquinas de pequeno porte.

2.2.4. - ATERRAMENTO DE ALTA IMPEDÂNCIA

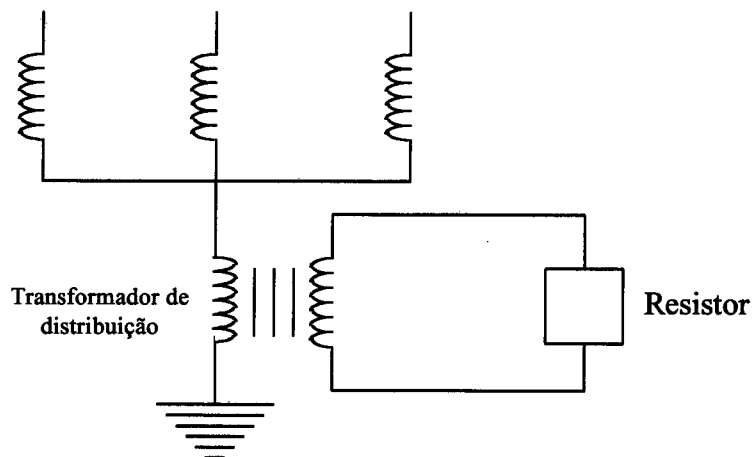


Figura 2.3

Neste tipo de conexão utiliza-se um transformador de distribuição monofásico, ligado entre o fechamento da estrela e a terra. No secundário do transformador é conectado um resistor de baixa potência. O valor desta resistência no lado de alta do

transformador será multiplicado pela relação de transformação ao quadrado [5]. Consequentemente, o gerador “verá” uma impedância de aterramento extremamente alta, que limitará a corrente de defeito a valores típicos, compreendidos entre 5 e 25 A . Este tipo de aterramento é utilizado em máquinas que são ligadas ao sistema através de transformadores elevadores e de grandes potências.

2.2.5. - ATERRAMENTO SÓLIDO

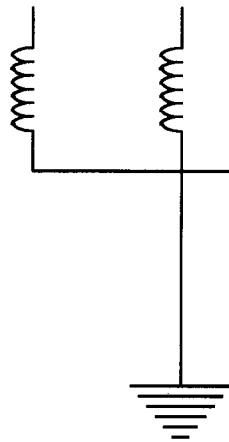


Figura 2.4

Neste caso, o neutro do gerador é ligado diretamente a terra (figura 2.4). A consequência é que faltas na parte inicial do enrolamento (próximos à fase), causam correntes elevadas. Logo os enrolamentos do gerador precisam ser dimensionados para suportar esta corrente pelo tempo necessário para a atuação da proteção e abertura do disjuntor. Este tipo de aterramento foi bastante utilizado na primeira metade do século, quando eram construídas máquinas de pequeno porte com estator totalmente aberto, com

resfriamento natural. Estas máquinas eram extremamente robustas e sobredimensionadas. Portanto, elas suportavam altos valores de corrente de falta. A partir da década de 50, as máquinas passaram a ser menos robustas com a utilização mais racional das quantidades de cobre e ferro e passaram a ter um menor tempo de suportabilidade a defeitos. Portanto, este tipo de aterramento já não podia mais ser utilizado.

Vale lembrar, que em defeitos entre fases, a corrente de falta é alta. Para eliminá-la rapidamente, existe a proteção diferencial. Diminuindo-se o valor da corrente de falta a terra através do uso de resistores, reatores ou transformadores, pode-se usar uma proteção mais lenta e menos sofisticada que a diferencial para defeitos fase-terra.

2.2.6. - ENROLAMENTOS SIMPLES E PARALELOS

A grande maioria dos geradores de grande porte atualmente é construída utilizando-se apenas uma espira por barra, duas barras por ranhura e dois ou mais enrolamentos em paralelo por fase. Neste caso, cada fase é dividida em dois ou mais enrolamentos que são distribuídos ao redor do estator. O objetivo desta divisão é manter a corrente por barra abaixo de 3000 A de modo a limitar a seção da mesma, facilitando o trabalho de construção e montagem. Conseqüentemente, a maioria das ranhuras conterá barras da mesma fase. Como cada barra possui isolamento individual, a probabilidade de defeito entre espiras é praticamente nula. Máquinas de pequeno porte possuem enrolamentos em paralelo para permitir uma melhor distribuição ao longo da circunferência do estator. Neste caso, utiliza-se o enrolamento multi-espiras, onde uma barra contém várias espiras da mesma fase, isoladas entre si por uma pequena camada de

material isolante, constituído de epoxi e mica. Neste tipo de enrolamento, existe a possibilidade de ocorrência de defeitos entre espiras, e para proteger a máquina, é definida a proteção de fase dividida, descrita adiante.

2.3. - SISTEMAS DE EXCITAÇÃO

Um dos mais antigos sistemas de excitação é o que utiliza um gerador DC, com comutador alimentando o campo do rotor do gerador. Neste sistema, a tensão é retificada nos comutadores e aplicada ao campo do gerador. O gerador DC pode estar acoplado ao eixo da máquina síncrona, ou pode ser acionado externamente, através de um motor de indução compondo o conhecido grupo WARD-LEONARD. O controle da tensão gerada é efetuado pelo enrolamento de campo do gerador DC.

Outro sistema bastante utilizado é o alternador com retificador. Se o retificador não girar junto com o eixo da máquina, teremos um alternador com retificador estacionário. Se girar solidário ao eixo, teremos o alternador com retificador rotativo, também chamado de retificador “Brushless”. Basicamente, o sistema é formado por um gerador de corrente alternada, conectado a diodos que efetuam a retificação e aplicam tensão contínua aos enrolamentos de campo do gerador. O controle da tensão é efetuado no campo do gerador de corrente alternada.

Os sistemas de excitação mencionados acima, são encontrados em diversas usinas em operação ao redor do mundo. A partir da década de 70, passou-se a utilizar sistemas de excitação estáticos, que são compostos basicamente de um transformador de excitação, alimentado pelo serviço auxiliar da usina e uma ponte de tiristores. O nível da

tensão aplicada aos enrolamentos de campo do gerador é controlado pelo ângulo de disparo dos tiristores.

Capítulo 3

PROTEÇÕES NECESSÁRIAS EM UMA USINA

3.1. - INTRODUÇÃO

Esta seção descreve brevemente os efeitos e danos causados pelas faltas e as condições anormais de operação e o tipo de equipamento normalmente usado na detecção destas condições. Um entendimento claro dos efeitos das anormalidades no gerador auxiliará o leitor na avaliação dos meios necessários para se obter uma proteção adequada para o gerador em situações específicas.

3.2. - SISTEMA DE PROTEÇÃO PRINCIPAL

Basicamente, o gerador deve possuir proteção para duas situações distintas:

defeito ou falha;

condições anormais.

A condição de falta do gerador está praticamente limitada à existência de curto-circuitos fase-fase, fase-terra, ou entre espiras.

No caso de geradores de grande porte, não existe o defeito entre espiras, pois cada ranhura do estator contém apenas duas barras, onde cada barra é uma espira.

As condições anormais para a operação do gerador podem ser de origem térmica ou elétrica.

3.2.1. - CONDIÇÕES ANORMAIS DE OPERAÇÃO DE ORIGEM TÉRMICA

3.2.1.1. - Proteção Térmica do Estator do Gerador

A proteção térmica para o núcleo do estator e enrolamentos deve ser fornecida seguindo as contingências abaixo:

1. Gerador sobrecarregado.
2. Falha do sistema de resfriamento.
3. Pontos quentes localizados causados por falha da isolamento das chapas do núcleo ou por falhas do enrolamento localizadas ou em rápido desenvolvimento.

3.2.1.2. - Proteção Térmica do Enrolamento de Campo

A proteção térmica do campo do gerador pode ser dividida em duas categorias:

1. Proteção para o circuito do enrolamento de campo principal.
2. Proteção para o corpo principal do rotor, cunhas, anel de retenção e enrolamento amortecedor.

3.2.2. - CONDIÇÕES ANORMAIS DE OPERAÇÃO DE ORIGEM ELÉTRICA

Esta seção descreve aqueles perigos aos quais o gerador é submetido, mas que não envolvem necessariamente faltas no gerador. Essa discussão típica implica na detecção dessas condições anormais de operação e práticas de desligamento.

A proteção é normalmente efetuada para as seguintes condições anormais de operação:

1. perda de campo
2. correntes desequilibradas
3. perda de sincronismo
4. sobreexcitação
5. reversão
6. sobretensão
7. frequências anormais

3.2.3. - CONDIÇÕES DE FALTA

3.2.3.1. - Proteção Contra Faltas no Estator do Gerador

Faltas no gerador são consideradas sérias, já que causam severos e dispendiosos danos na isolação, enrolamentos e núcleo; elas também podem causar sérias torções mecânicas no eixo e conexões. Além disto, a corrente de falta do gerador não desaparece quando o gerador é desligado do sistema e o campo é desconectado. Devido aos fluxos

envolvidos na máquina, a corrente de falta continua a fluir por mais alguns segundos, aumentando os danos já iniciados.

Como consequência, para faltas no gerador que produzem correntes de curto-circuito de altas magnitudes, algumas formas de proteção de alta velocidade são normalmente usadas para abrir e desconectar a máquina do sistema, o mais rápido possível, de maneira a minimizar os danos. Relés diferenciais e de faltas entre espiras são usados para detectar faltas entre fases e entre espiras, enquanto um grande número de arranjos está disponível para aplicação em faltas à terra, dependendo do método a ser usado no aterramento do gerador. Onde impedâncias externas são usadas para limitar a corrente de falta a uns poucos Amperes, formas de proteção mais lentas podem ser usadas.

a. - FALTAS ENTRE FASES

A proteção para este tipo de faltas é efetuada através de relés diferenciais. O esquema mais largamente utilizado para prover proteção para este tipo de falta, é o relé diferencial percentual, com slope variável (figura 3.7). Este tipo de proteção compara as correntes de entrada e de saída dos extremos do enrolamento do estator, atuando quando houver diferença. Em condições normais, ambas as correntes fluem no mesmo sentido e com igual valor.

Se houver curto-circuito externo, ambas as correntes serão aumentadas e fluirão no mesmo sentido e o relé não atuará. Se o defeito for interno à área dos TC's, o fluxo de corrente se inverterá em um deles, fazendo com que haja diferença entre as correntes dos TC's, provocando a atuação da proteção diferencial (figura 3.5).

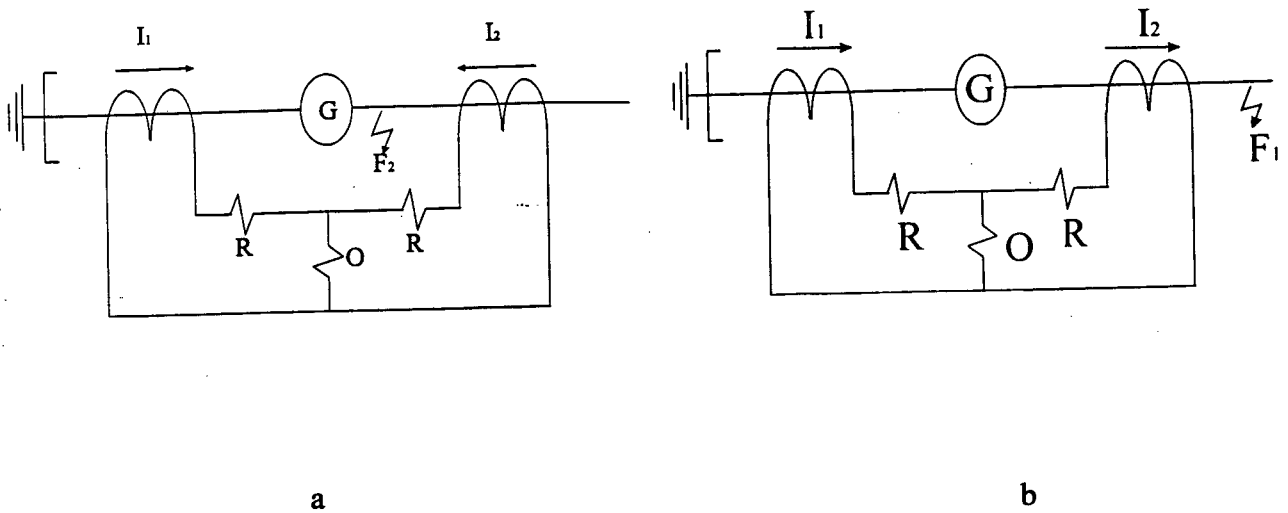


Figura 3.5

Diagrama unifilar para conexão do relé diferencial de gerador, mostrando o comportamento das correntes, para faltas internas (a) e externas (b)

Este relé possui uma bobina de restrição à atuação, chamada de restrição percentual, que é obtida pela soma das correntes nos TC's dividida por dois $\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right)$ e uma corrente de operação que é dada por $I_1 - I_2$.

No caso de defeitos externos, $\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right)$ terá um valor elevado e $I_1 - I_2$ terá um valor baixo (ponto 1 da figura 3.6), portanto o relé não atua. Esta característica visa prevenir atuação falsa do relé diferencial, para defeitos externos. Quanto maior for a corrente de defeito externo, maior será a restrição. Sua característica principal é que o defeito externo fortalece a restrição e enfraquece a bobina de operação, garantindo a não operação do relé. No caso de defeitos internos, $\left(\frac{I_1 + (-I_2)}{2}\right)$ terá um valor baixo, pois houve a inversão do sentido de fluxo de I_2 e $I_1 - (-I_2)$ terá um valor elevado (ponto 2)

Para os geradores de grande porte atualmente em uso, a conexão típica é gerador mais transformador elevador ligados ao barramento. Neste arranjo, usa-se sempre uma proteção diferencial da unidade (gerador + transformador) com o objetivo de prover proteção extremamente rápida de retaguarda. Neste caso deve-se usar um relé que possua restrição harmônica, para evitar a atuação da proteção durante a energização do transformador.

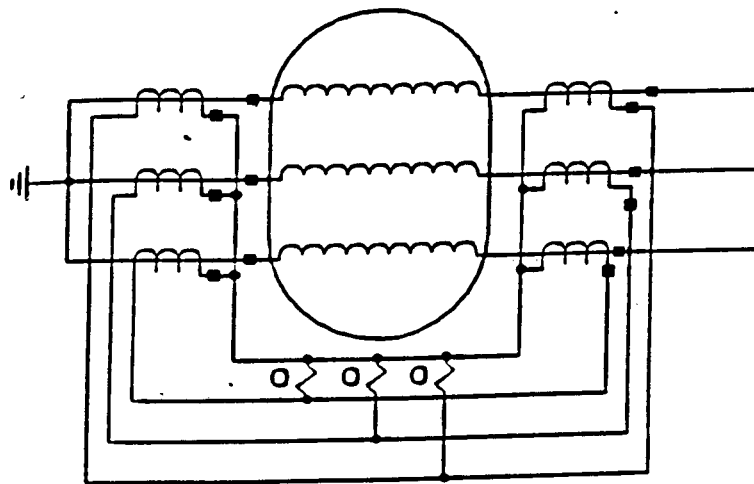


Figura 3.8
Relé diferencial de alta impedância

Existe ainda um terceiro tipo, chamado relé diferencial de auto-balanço (figura 3.9), usado para máquinas pequenas, onde se aplica um relé de sobrecorrente simples conectado a um TC que enlaça a entrada e a saída da bobina de fase.

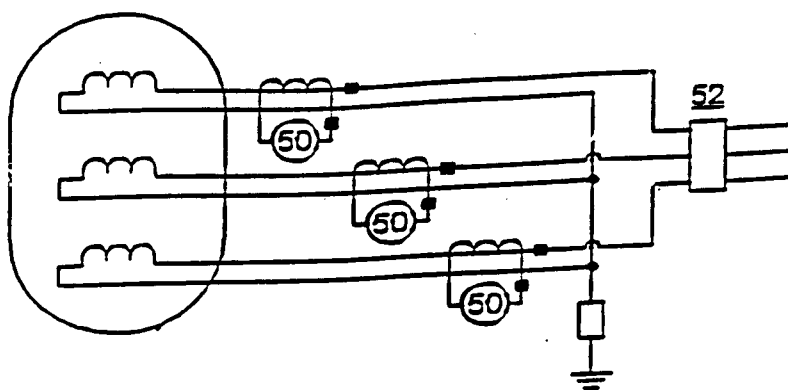


Figura 3.9

Relé de auto balanço

Este esquema é aplicado a máquinas aterradas solidamente ou com baixa impedância [1]. Requer TC's tipo janela com baixa relação e relés com baixo "burden". Altas correntes de defeito podem saturar os TC's caso o burden seja elevado.

b. - FALTAS ENTRE ESPIRAS

Esta proteção é aplicada a máquinas que possuem enrolamentos 'multiturn' e se baseia no princípio de que as correntes que fluem em duas bobinas de uma mesma fase, são iguais em condições normais (figura 3.10). No caso de um defeito entre espiras, a corrente será diferente, causando a atuação da proteção.

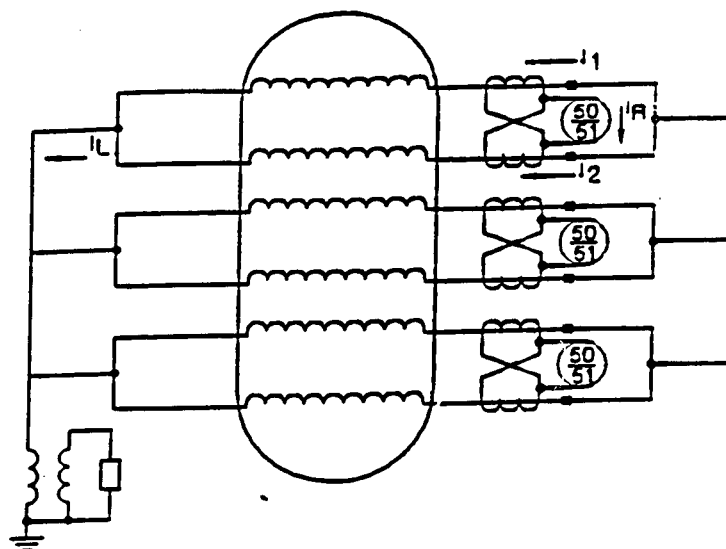


Figura 3.10
Proteção para faltas entre espiras [1]

Normalmente usa-se um relé de sobrecorrente, atuando sobre um temporizador, que previne a atuação para transitórios externos da bobina.

c. - PROTEÇÃO CONTRA FALTAS FASE - TERRA

O sistema de proteção contra faltas a terra depende do tipo de aterramento utilizado. Existem dois extremos possíveis para a ligação dos enrolamentos estáticos: ligação em triângulo onde não há circulação de correntes de falta, mas há aumento da tensão fase terra durante faltas com arco, provocando riscos ao isolamento da máquina e risco humano; ligação sólida a terra que provoca elevadas correntes de curto. Na prática o aterramento é feito em uma situação intermediária, usando-se o aterramento através de baixa ou alta impedância. Um sistema de proteção típico para máquinas aterradas através de baixa impedância, utiliza relés diferenciais ligados entre as fases e o neutro [2], conforme mostrado na figura 3.11.

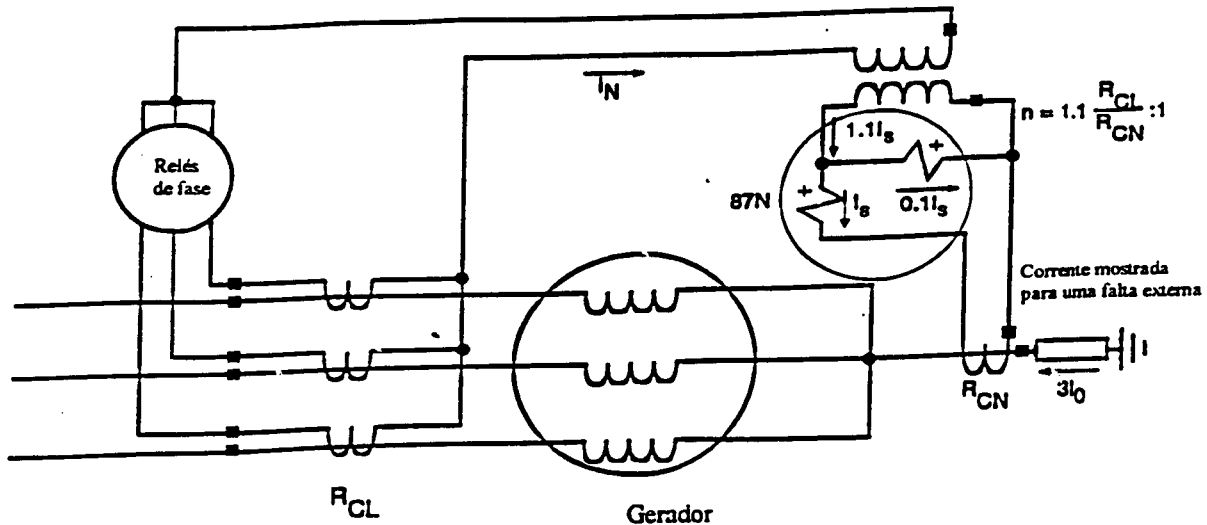


Figura 3.11
Proteção diferencial de terra

Outro tipo, mais simples, utiliza simplesmente um relé de sobrecorrente ligado ao secundário de um TC, colocado entre o fechamento da estrela e o aterramento. Já para máquinas de grande porte, cujo aterramento é efetuado através de alta impedância, existem diversos arranjos para efetuar esta proteção. Alguns provêm proteção para 100 % do estator, enquanto que outros protegem apenas de 95 a 98 % do enrolamento.

Um método simples, que protege apenas 95% do estator, consiste em medir a tensão fundamental sobre o resistor no secundário do transformador. Este relé deve ser insensível a tensões de terceiro harmônico. No caso de uma falta para terra, aparece tensão sobre o resistor R (figura. 3.12). O valor desta tensão é máximo quando a falta ocorre no terminal de fase e mínimo quando está muito próxima ao terminal de neutro. Para que o relé de tensão não opere indevidamente, seu ajuste mínimo de sensibilidade deve ser igual ou superior a 5 V. Portanto, defeitos ocorridos próximos ao terminal de neutro, que apresentam tensões menores que 5 V no resistor, não serão detectados.

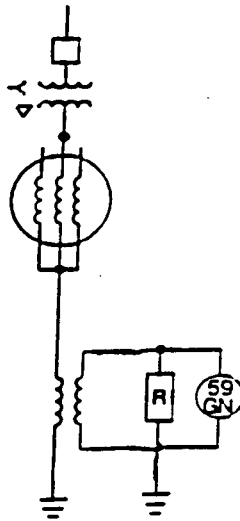


Figura 3.12
 Proteção para 95% dos enrolamentos do estator

Os esquemas que efetuam a proteção dos 5% restantes dos enrolamentos situados próximos ao neutro se dividem basicamente em dois tipos:

técnicas baseadas em tensão de terceiro harmônico

injeção de tensão sub harmônica no neutro.

A componente de tensão de terceiro harmônico sempre está presente nas máquinas síncronas, variando sua amplitude em função das diferenças de projeto e construção. A figura 3.13, mostra o comportamento da tensão de terceiro harmônico em diferentes condições para um gerador típico.

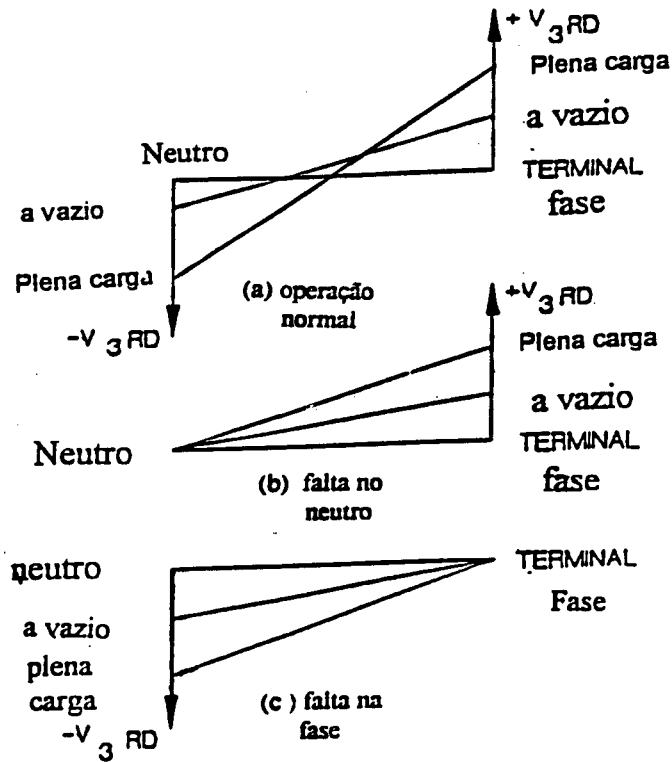


Figura 3.13

Comportamento típico da tensão de terceiro harmônico para geradores [1]

A medição da tensão de terceiro harmônico no neutro ou nos terminais de fase do gerador ou em ambos terminais é usada para a proteção de 100 % do estator, contra faltas a terra.

Estas técnicas podem ser divididas em:

- a- sub-tensão de terceiro harmônico no neutro;
- b- tensão terminal residual de terceiro harmônico;
- c- comparação de terceiro harmônico.

A técnica do item "a" consiste em medir a tensão de terceiro harmônico no neutro do gerador através de um relé de subtensão ajustado para 180 Hz (figura 3.14).

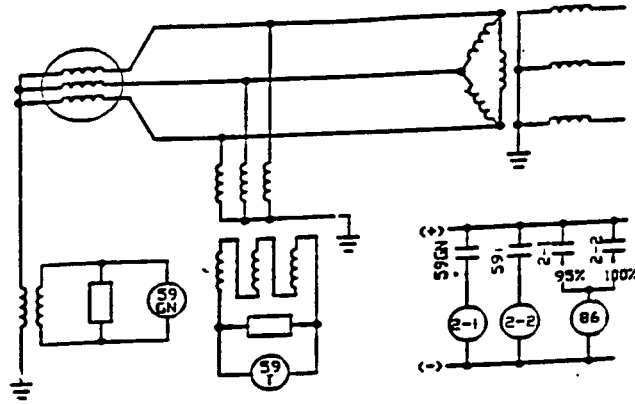


Figura 3.15

Proteção 100% terra-estator, usando relé de sobretensão de terceiro harmônico

No caso do item “c” (figura 3.16), o esquema é baseado na premissa de que o nível de terceiro harmônico é praticamente constante, entre o terminal de fase e o terminal de neutro, durante a operação normal do gerador. Este equilíbrio é rompido, quando há um defeito próximo ao lado de neutro ou de fase e o relé atua.

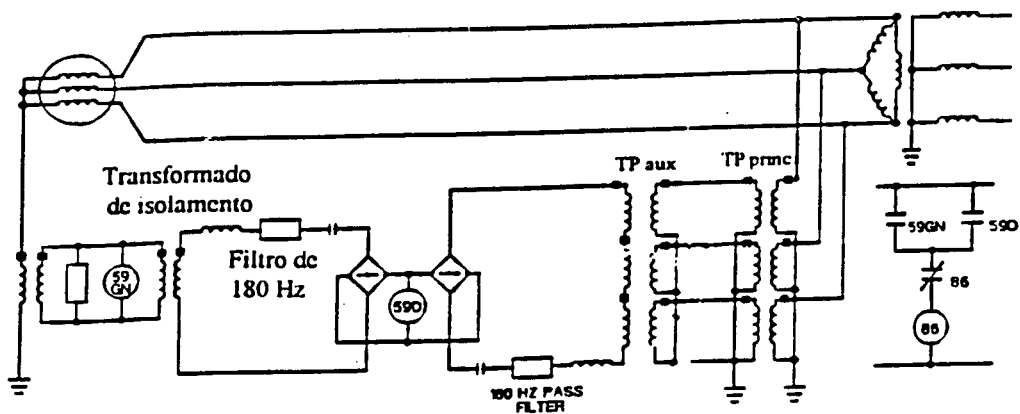


Figura 3.16

Proteção 100% terra-estator

Comparação entre tensões de terceiro harmônico na fase e no neutro

Também deve ser usado um relé de sobretensão de 60 Hz para a proteção do restante do isolamento.

Certos geradores podem não produzir níveis suficientes de terceiro harmônico para permitir a aplicação de esquemas de proteção baseados neste princípio. Um sistema alternativo é obtido, injetando-se tensão sub-harmônica, como por exemplo 15 Hz, nos enrolamentos do estator (figura 3.17). No caso de uma falta, esta tensão provoca um aumento da corrente de 60 Hz e opera o relé. Este sistema, proporciona proteção para 100 % do estator. Seu maior inconveniente é o alto custo de implantação e manutenção.

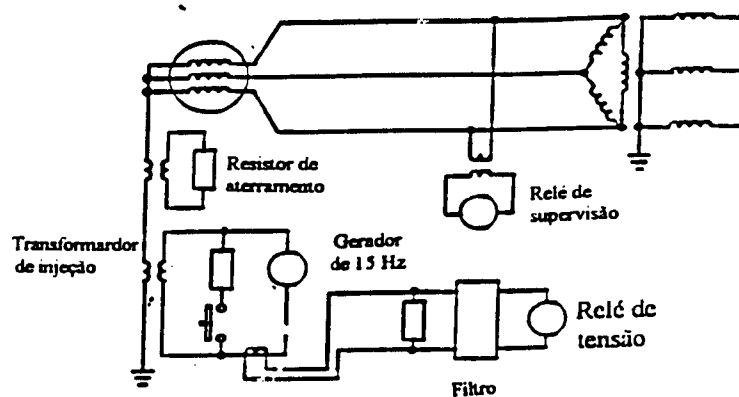


Figura 3.17
Injeção de tensão de terceiro harmônico

3.2.3.2. - Proteção do Campo do Rotor do Gerador

Esta seção analisa a detecção de faltas a terra no circuito de campo. Outra proteção ao circuito de campo é analisada na seção sobre a perda do campo e na seção de proteção de sistemas de excitação. O circuito de campo de um gerador é um sistema de corrente contínua, não aterrado. Uma única falta para a terra não afetará o desempenho do gerador. Entretanto, a probabilidade de ocorrência de um segundo defeito aumenta

bastante após a ocorrência do primeiro, pois fica estabelecida uma referência para a terra o que permite indução de tensão no circuito do rotor, devido a transitórios no estator. Quando a segunda falta ocorre, uma porção do enrolamento de campo será curto-circuitada produzindo fluxos desbalanceados na máquina. Estes fluxos provocarão aquecimento do ferro e vibrações que poderão causar sérios danos à máquina. Existem relatos, mencionando danos catastróficos, causados pela ocorrência do segundo defeito a terra no rotor. Não existe consenso sobre a conduta a ser seguida, quando da ocorrência do primeiro defeito a terra; uma corrente sugere o desligamento do gerador, enquanto que outra, simplesmente alarme. Do ponto de vista da proteção, a prática mais segura é efetuar o desligamento do gerador.

Existem diversos métodos para detecção de defeitos no enrolamento de campo. Um destes métodos consiste na aplicação de uma fonte de corrente contínua em série com um relé de sobretensão conectados entre o lado negativo do campo do gerador e a terra (figura 3.18). Um ponto de aterramento em qualquer local do enrolamento de campo causará a operação do relé.

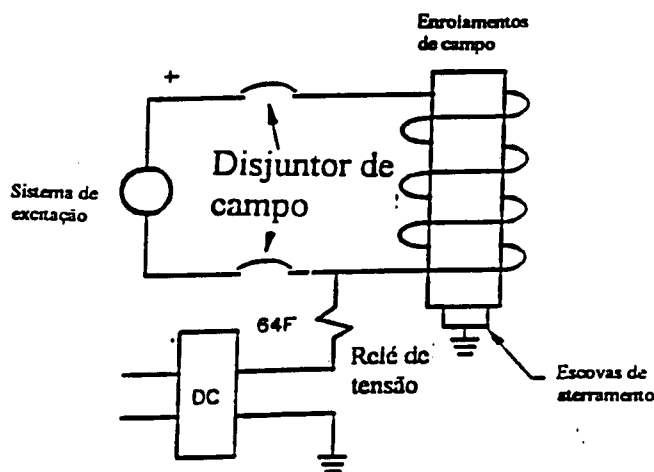


Figura 3.18

Fonte de tensão CC em série com o lado negativo do campo

3.3. - SISTEMA DE PROTEÇÃO DE RETAGUARDA

Os relés de proteção descritos nos itens anteriores, fornecem proteção para todos os tipos de falta no gerador e para todas as condições anormais de operação.

Adicionalmente, é prática comum prover o gerador com relés de proteção para detectar e operar para defeitos externos ao gerador, que não sejam eliminados devido a falha no sistema de proteção principal. Este tipo de proteção, chamado de “proteção de retaguarda”, é projetado para detectar faltas entre fases e para a terra no sistema.

3.3.1. - PROTEÇÃO DE FALHA DE DISJUNTOR

Quando relés de proteção detectam uma falta interna ou uma condição anormal no gerador, eles comandam a abertura do disjuntor de grupo e de campo de gerador, ao mesmo tempo em que inicializam o temporizador da proteção de falha do disjuntor.

Se a falta ou condição anormal não é eliminada dentro de um determinado tempo, o temporizador comandará um relé, que fará com que sejam abertos todos os disjuntores necessários para isolar o defeito.

3.3.2. - PROTEÇÃO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO

Os sistemas de excitação, quando sofrem algum tipo de defeito, geralmente sofrem danos menos sérios que os geradores. Entretanto, mesmo assim, é necessário, projetar-se um sistema de proteção adequado, que permita a continuidade de serviço.

Esta proteção pode ser obtida, conforme descrito a seguir.

1. Falta para terra. Esta condição está coberta pela proteção de terra no rotor, do próprio gerador.
2. Sobrecorrente. A detecção é feita pela proteção de terra rotor.
3. Perda de resfriamento dos retificadores. Para evitar danos nos retificadores, deve-se prever proteção contra perda do sistema de resfriamento, com retaguarda através de uma proteção térmica de sobretemperatura.

3.3.3. - EXEMPLO DE PERDA DE EXCITAÇÃO

Se um gerador está operando a plena carga quando ocorre uma perda de excitação, isto pode ocasionar um aumento em sua velocidade, em 2 a 5% acima do normal.

O nível de reativo absorvido da rede, pode ser igual ou maior que o nominal do gerador.

Se a máquina está operando com a carga reduzida, por exemplo 30% da nominal, a velocidade da máquina aumentará apenas 0,1 a 0,2% sobre o nominal e o reativo absorvido da rede também será reduzido.

Portanto, as condições mais severas para o gerador ocorrem quando ele está operando a plena carga, e ocorre uma perda de excitação.

Nesta situação, a corrente do estator, pode chegar a 2 pu, uma vez que o gerador perde o sincronismo, e isto pode causar altos níveis de correntes induzidas no rotor.

Logo esta situação causará a rápida elevação da temperatura no rotor e no estator, inclusive no núcleo de ferro. Não se pode afirmar, quanto tempo um gerador pode operar nestas condições, mas como a velocidade de operação não é mais síncrona, este tempo é muito curto [3].

Com relação aos efeitos no sistema, a drenagem de reativo causa um afundamento da tensão, afetando o desempenho dos outros geradores da mesma usina e mesmo do restante do sistema.

Esta situação poderá causar atuações da proteção de linhas de transmissão, causando instabilidade no sistema.

Quando uma máquina pequena ou com pouca carga perde excitação, os efeitos sobre a própria máquina ou o sistema serão menos danosos.

A forma mais comum de detectar perda de excitação em geradores, é através de relés de distância, que irão detectar o valor da impedância do gerador, vista dos seus terminais.

Estudos diversos têm mostrado que, quando um gerador perde a excitação em diferentes condições de carga, a variação da impedância da máquina, quando vista de seus terminais, tem a característica mostrada no diagrama R versus X, na figura 3.19 abaixo.

Neste diagrama, a curva mostra a variação da impedância, com a máquina operando inicialmente próxima à plena carga.

O ponto inicial de carga é em C e o local dos pontos de impedância segue o caminho C-D. O valor da impedância, acabará no ponto D, à direita do eixo (X), e terá um valor de impedância algo maior do que a média entre as reatâncias subtransitórias de eixo direto e de eixo em quadratura do gerador.

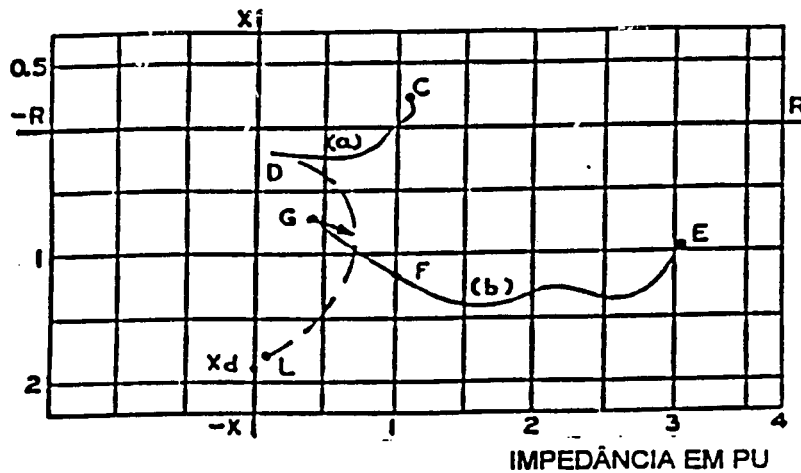


Figura 3.19

Característica de Perda de Excitação para um Gerador

A curva “b” ilustra o caso em que a máquina opera com 30% da plena carga e subexcitada.

Neste caso a impedância segue o caminho E-F-G e oscilará na região entre os pontos F e G. Para uma perda de excitação com a máquina operando sem carga, a impedância vista do terminal do gerador irá variar entre os valores das reatâncias transitórias de eixo direto e de eixo em quadratura.

Em geral, para qualquer carregamento da máquina, o valor final da impedância vista de seus terminais irá terminar ou variar perto da curva pontilhada entre D-L.

Existem dois esquemas de proteção usados para a detecção da impedância, durante uma perda de excitação. Uma das formas é mostrada na figura 3.20, onde uma ou duas unidades de offset tipo MHO são usadas para a proteção da máquina.

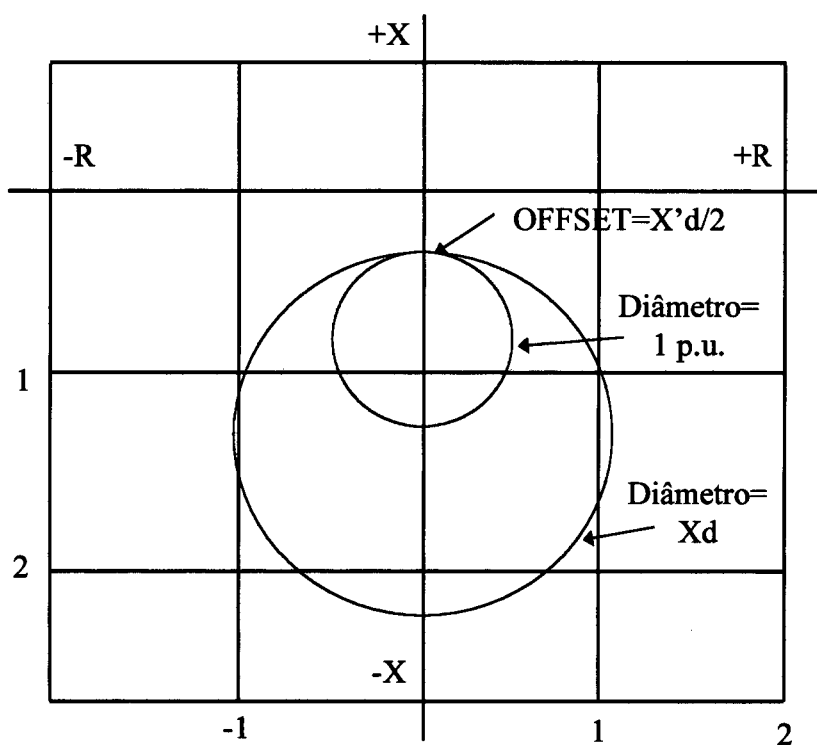


Figura 3.20
 Proteção do gerador contra perda de excitação usando dois relés [3]

Estes relés são aplicados aos terminais do gerador e ajustados para “enxergar” em direção ao gerador. Em máquinas pequenas ou de pouca importância, apenas um relé é utilizado, com o diâmetro de sua característica circular ajustado para o valor da reatância de eixo direto, (X_d) com um offset igual à metade do valor da reatância de eixo direto transitória ($X'd$). Um relé temporizador, ajustado para 0,5 segundos pode ser usado conjuntamente com esta unidade, com a finalidade de prevenir possíveis operações incorretas em balanços estáveis.

A utilização do segundo esquema de proteção é mostrado na figura 3.21 abaixo. Este esquema usa uma combinação de uma unidade de impedância, uma unidade direcional e uma unidade de subtensão, instalados nos terminais do gerador e enxergando

na direção dos enrolamentos da máquina. A impedância (Z_2) e a unidade direcional são ajustadas para coordenar com o limite de excitação mínimo da máquina, no seu limite de estabilidade.

Durante condições anormais de baixa excitação, tal como pode ocorrer logo após uma falha no limite mínimo de excitação, esta unidade opera e soa um alarme, avisando o operador para corrigir a situação. Se ocorrer simultaneamente uma condição de sub-tensão, indicando uma perda de excitação, a unidade de sub-tensão opera e inicia o processo de trip, após um tempo de 0,25 a 1 segundo.

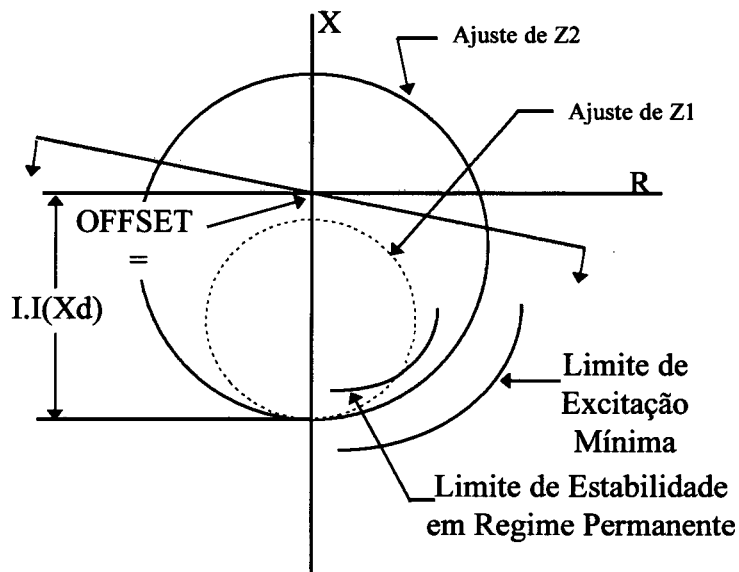


Figura 3.21
Esquema da proteção contra perda de excitação [3]

Outra forma de realizar o arranjo acima, mostrado na figura 3.21, é usando dois relés, com o segundo (mostrado como Z_1 na figura 3.21) ajustado com um offset igual ao valor de $X'd/2$, com o alcance máximo interceptando o eixo X, com 1,1 vezes o valor de X_d . Neste caso o relé ajustado para Z_1 deverá atuar o trip sem qualquer relé temporizador

externo, enquanto que o outro relé deverá ser temporizado por aproximadamente 0,75 segundos, com a finalidade de prevenir a operação em balanços estáveis.

Em ambos os esquemas mostrados acima, onde são utilizados dois relés, um deve ser considerado como proteção primária e o segundo como proteção de retaguarda. Entretanto, é prática usual não usar proteção de retaguarda para esta função. Costuma-se deixar com o operador, a função de desligar a máquina, antes que ocorra um defeito, se a proteção primária e mais a proteção incluída no sistema de excitação falham.

Em pequenos geradores, a perda de excitação pode ser detectada por sensores de magnitude de corrente de campo, ou por relé direcional de potência conectado para sentir o fluxo de potência reativa para o gerador, ou por sensores de fator de potência. Estes dispositivos tendem a ser menos seguros do que a proteção de distância e, portanto, são freqüentemente usados apenas para alarme. A proteção de perda de excitação é geralmente conectada para dar trip no gerador principal, operando o disjuntor de grupo e o disjuntor de campo. O disjuntor de campo é aberto para minimizar os danos ao campo do rotor no caso de perda de excitação devido a curto circuito no rotor. Com este arranjo, caso ocorra uma perda de excitação devida a alguma condição que possa ser facilmente corrigida, o gerador poderá facilmente ser ressinchronizado.

3.4. - OUTRAS CONSIDERAÇÕES SOBRE PROTEÇÕES DE GERADORES

Esta seção discute os tipos adicionais de proteção do gerador e descreve outros fatores que devem ser considerados na zona do gerador.

3.4.1. - TRANSFORMADORES DE CORRENTE

O desempenho global dos transformadores de corrente é um fator importante para a performance dos relés de proteção usados no gerador. Existem os efeitos adversos do fluxo residual e os fluxos de campos externos (efeito de proximidade).

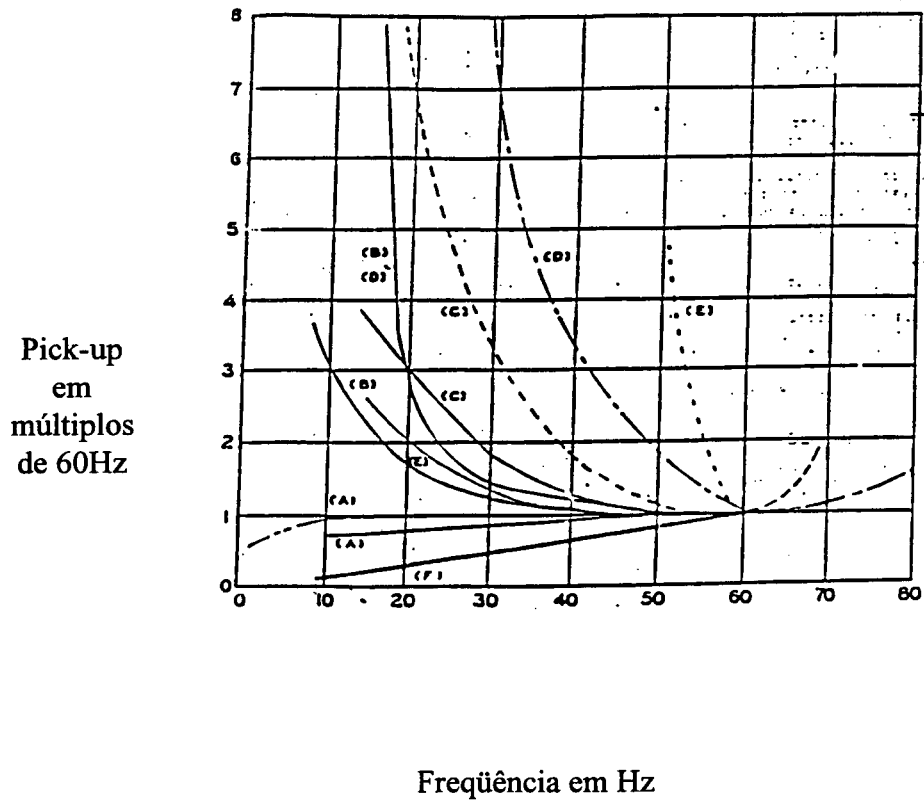
3.4.2. - TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Existem basicamente dois problemas que ocorrem em TP's:

- 1- a queima de um fusível pode causar operação incorreta de relés e reguladores de tensão, mudando a magnitude e o ângulo de fase do sinal de tensão do secundário.
- 2- pode ocorrer ferorrressonância quando TP's aterrados são conectados a sistemas sem aterramento. Se esta condição persistir, a alta corrente de excitação causará a falha do TP em um tempo relativamente curto.

3.4.3. - PROTEÇÕES DURANTE PARTIDA E PARADA

Durante partida ou parada, um gerador pode estar operando em baixa velocidade, com frequência reduzida. Em frequências abaixo de 60 Hz, a sensibilidade de alguns relés de proteção pode ser adversamente afetada. A figura 3.22 mostra o efeito da frequência na sensibilidade de relés de proteção de geradores. Para assegurar a proteção da máquina, durante os estágios de partida e parada, deve ser fornecida proteção adicional. Este tipo de proteção normalmente é desativada, quando o sistema passa a operar em condições nominais.



- A - relé de corrente tipo êmbolo
- B - Relé de sobrecorrente de indução
- C - Relé diferencial de gerador
- D - Relé de terra de gerador
- E - Relé diferencial de transformador, com restrição por tensão
- F - Relé de tensão tipo êmbolo

Figura 3.22
Pick-up do relé x Frequência

3.4.4. - PROTEÇÃO CONTRA ENERGIZAÇÃO ACIDENTAL DO GERADOR

Se um gerador é acidentalmente energizado enquanto se encontra em repouso, ele irá acelerar, como ocorre em um motor de indução [6]. Durante este período, surgirão

altas correntes induzidas no rotor, que causarão a fusão dos enrolamentos, os quais serão lançados contra o estator da máquina, causando danos severos em um intervalo de tempo bastante pequeno. Para prevenir este tipo de ocorrência, são instalados sistemas de proteção que impedem a energização acidental do gerador, enquanto este encontra-se em repouso.

3.4.5. - PROTEÇÕES PARA CONDIÇÕES ANORMAIS DE ORIGEM MECÂNICA

Além do sistema de proteção que mede as grandezas elétricas do gerador e do sistema, existe um sistema de proteção, que monitora as seguintes grandezas mecânicas:

vazão da água de resfriamento dos radiadores do estator

vazão da água de resfriamento dos mancais

temperatura do óleo dos mancais

temperatura do ferro do estator

temperatura dos mancais escora e guia

nível de água no poço da turbina (para operação como compensador síncrono)

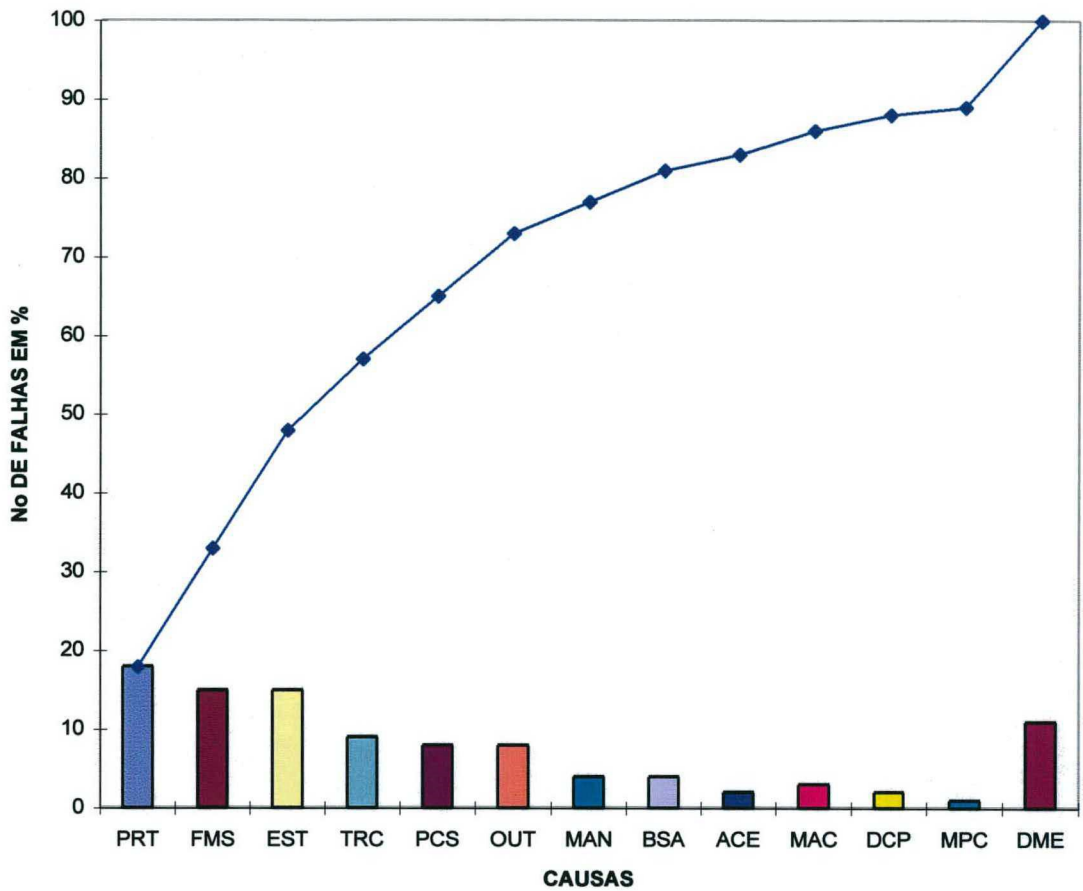
3.5. - DESLIGAMENTOS DE GERADORES NO SISTEMA BRASILEIRO

Um levantamento efetuado pelo GCOI, subcomitê de manutenção, para o período de 1989 a 1994 [53], obteve dados referentes ao desligamento de geradores com potência maior ou igual a 10 MW, das seguintes empresas: CEMIG, CESP, COPEL, ELETROSUL, ELETROPAULO, FURNAS, ITAIPÚ E LIGHT. Este levantamento apresentou 167 ocorrências com desligamento de geradores, no período considerado. Deste total, apenas 128 ocorrências foram analisadas, pois referem-se ao conjunto turbina-gerador e associados (reguladores de velocidade e tensão, sistema de excitação, mancal e outros). As demais atuações, (39) ou não estavam associadas ao gerador ou não eram identificadas.

A figura 3.23 a seguir, apresenta o número de falhas por equipamento, mostrando que o equipamento que apresentou o maior índice foi o gerador.

A figura 3.24 separa as falhas do gerador em diferentes itens, onde a proteção é responsável pelo maior índice.

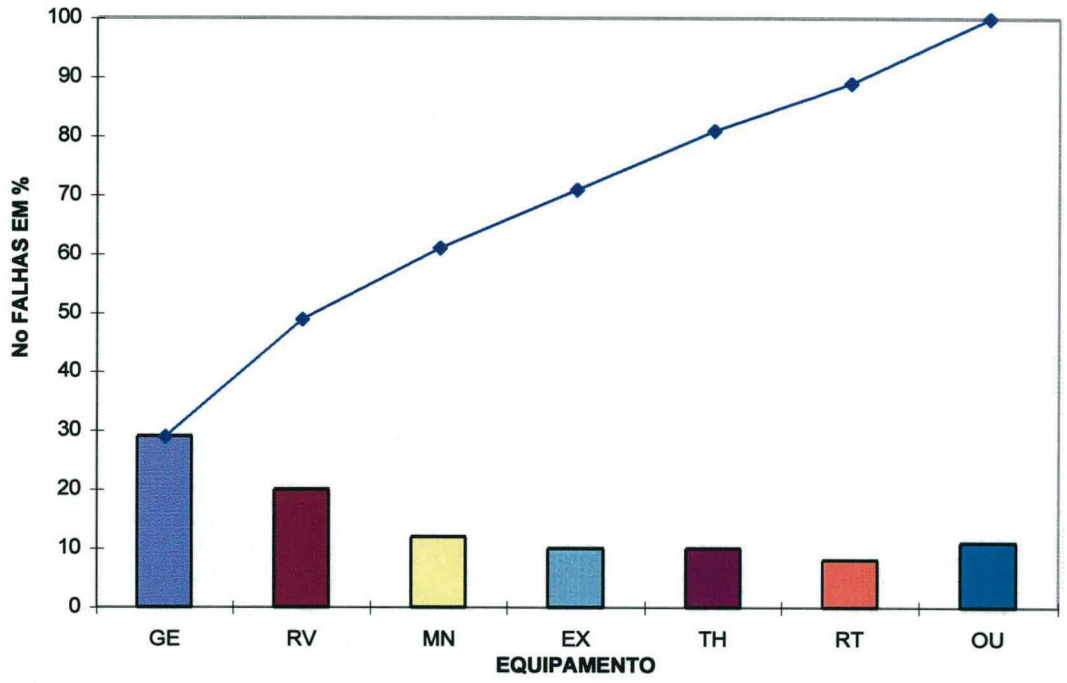
A figura 3.25 apresenta a distribuição das ocorrências, separando-as em elétricas e mecânicas.



- PRT - PROTEÇÃO
- FMS - FREIOS E MACACOS DE SUSPENSÃO
- EST - ESTATOR
- TRC - TROCADOR DE CALOR
- PCS - SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO
- OUT - OUTROS
- MAN - MANCAL
- BSA - BARRAMENTO DE SAÍDA
- ACE - ANÉIS E ESCOVAS
- MAC - MANCAL COMBINADO
- DCP - DISJUNTOR DE CAMPO
- MPC - SISTEMA DE PROTEÇÃO E CONTROLE
- DME - DEMAIS EQUIPAMENTOS

Figura 3.23

Número de falhas por equipamento



RV - REGULADOR DE VELOCIDADE	TH - TURBINA HIDRÁULICA
MN - MANCAL	RT - REGULADOR DE TENSÃO
EX - EXCITAÇÃO	OU - OUTROS

Figura 3.24

Número de falhas por componente no gerador

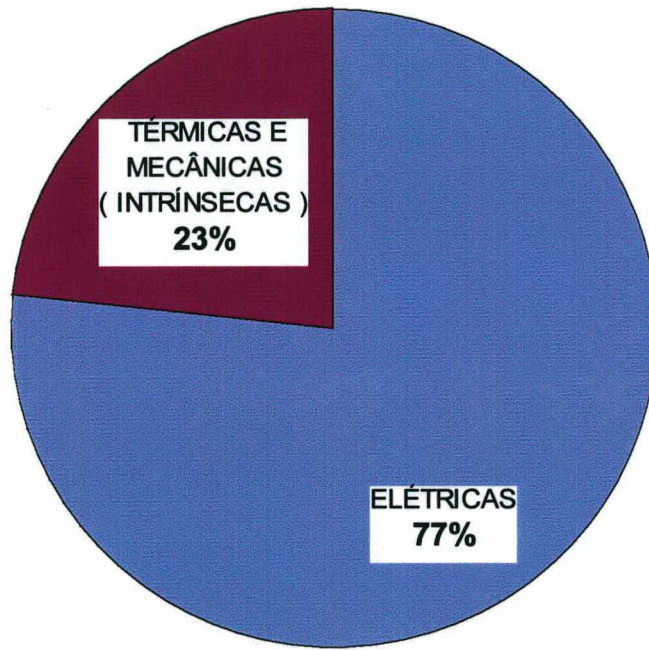


Figura 3.25

Natureza das ocorrências no grupo gerador, com relação à origem

3.6. - ESQUEMA COMPLETO PARA PROTEÇÃO DE UM GERADOR

O diagrama abaixo (figura 3.26), mostra o arranjo completo de proteção elétrica para um grupo gerador, utilizado na forma usual, atualmente, para máquinas de grande porte, ou seja, um gerador ligado a um barramento de alta tensão, através de um transformador elevador. Este diagrama mostra a combinação de relés, utilizados para a completa proteção do gerador. Inicialmente, são descritas as funções de proteção, cuja representação é feita através de números ASA (American Standard Association) [4]. Para simplificação do diagrama não foram mostradas as conexões aos TP's.

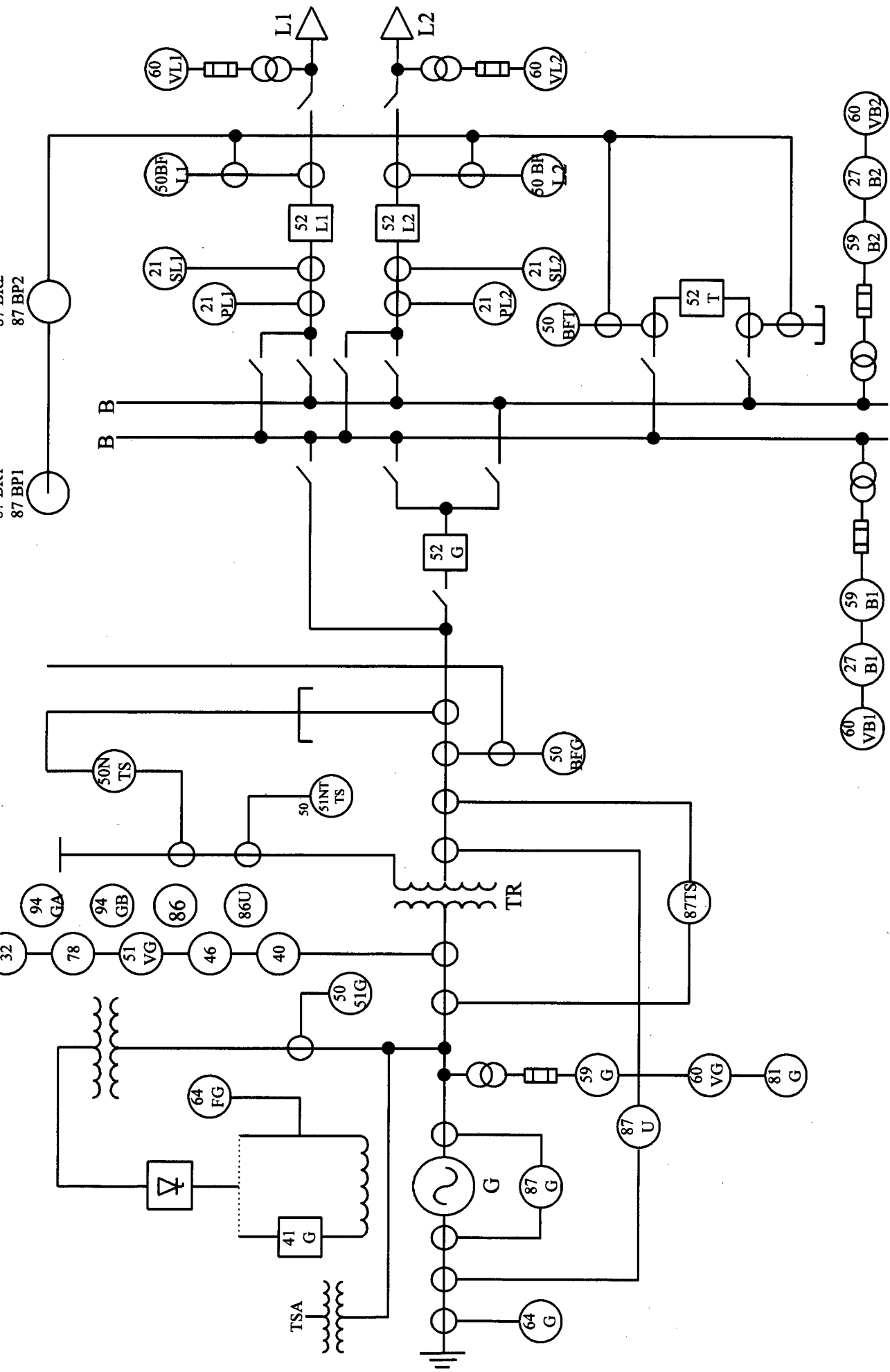


Figura 3.26
 DIAGRAMA UNIFILAR GERAL DE UM
 GERADOR

Legenda para a figura 3.26

G - gerador

TR - transformador

TSA - transformador de serviço auxiliar

B1 - barra 1

B2 - barra 2

L1 - linha 1

L2 - linha 2

52 G - disjuntor de grupo

41 G - disjuntor de campo

52L - disjuntor de linha

52T - disjuntor de transferência

52 L1 - disjuntor da linha 1

52 L2 - disjuntor da linha 2

94 GA - relé de desligamento

94 GB - relé de desligamento

86G - chave de bloqueio elétrico do gerador

86 U - chave de bloqueio elétrico da unidade

64 G - terra-estator

87 G - diferencial do gerador

87 U - diferencial da unidade

59 G - sobretensão do gerador

60 VG - queima de fusível do TP do gerador

81 G - sobrefrequência do gerador

87 T - diferencial do transformador

50 BF - falha de disjuntor

64 FG - terra-rotor

50/51 G - sobrecorrente instantâneo e temporizado do gerador

32 - potência reversa

78 - perda de sincronismo

51 VG - sobrecorrente com restrição por tensão

46 - seqüência negativa

40 - perda de excitação

50 NTS - terra restrita do transformador

50/51 NT-TS - sobrecorrente de neutro do transformador

87 BP1 - diferencial principal da barra 1

87 BP2 - diferencial principal da barra 2

87 BR1 - diferencial retaguarda da barra 1

87BR2 - diferencial retaguarda da barra 2

60 VB1 - queima de fusível do TP da barra 1

60 VB2 - queima de fusível do TP da barra 2

27 B1 - subtensão da barra 1

27 B2 - subtensão da barra 2

59 B1 - sobretensão da barra 1

59 B2 - sobretensão da barra 2

50 BFT - falha de disjuntor do transferência

50 BFL1 - falha de disjuntor da linha 1

50 BFL2 - falha de disjuntor da linha 2

21 PL1 - proteção de distância primária da linha 1

21 PL2 - proteção de distância primária da linha 2

21 SL1 - proteção de distância secundária da linha 1

21 SL2 -proteção de distância secundária da linha 2

60 VL1 - queima de fusível do TP da linha 1

60 VL2 - queima de fusível do TP da linha 2

Capítulo 4

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE SISTEMAS ESPECIALISTAS APLICADOS À OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

4.1. - USO DE COMPUTADORES EM OPERAÇÃO EM TEMPO REAL DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A pesquisa e o desenvolvimento para aplicação de técnicas computacionais, iniciou-se no final da década de 50 e tornou-se cada vez mais ativa.

O desenvolvimento das técnicas de operação em tempo real, na década de 70, e dos computadores, permitiu a simulação dos sistemas de potência em tempo real, com ferramentas de análise numérica. Uma pesquisa realizada em 1986 [7], ao redor do mundo, mostrou que 50% dos usuários encontravam-se insatisfeitos com os programas instalados nos sistemas de gerenciamento de energia, principalmente com relação à perda de flexibilidade na modelagem do Sistema Elétrico de Potência (SEP) e a interface homem máquina.

Os programas convencionais, atualmente, não são elaborados pelos usuários, que não os conhecem e portanto não podem modificá-los.

Uma das grandes vantagens dos Sistemas Especialistas (SE's), é que eles permitem especificar regras que podem ser modificadas, refletindo a experiência do usuário [8].

Uma outra motivação, é a necessidade de incorporar conhecimentos específicos da rede e outros obtidos previamente, através de análises computacionais [9].

De acordo com um trabalho, realizado por uma força tarefa do CIGRE em 1986 - 1987 a necessidade de implementação das técnicas de sistemas especialistas no lugar de algoritmos técnicos cresceu, principalmente devido as seguintes características do SEP [10]:

- Dados inconsistentes - Este é o caso do processamento e diagnóstico de sinais, onde o papel do SE é extrair a informação útil, que se apresenta estruturada com vários dados incompletos ou conflitantes. Não existe uma técnica convencional, que faça isto.
- Complexidade da estrutura da rede - O sistema especialista pode modelar o conhecimento de um especialista humano, para ajudar rapidamente na identificação de regiões frágeis num SEP.
- Natureza combinatória das soluções - Um exemplo, é a restauração do SEP, após a ocorrência de uma falha, a qual requer uma estratégia de pesquisa em um problema de decisão multidimensional.

Uma introdução aos SE's aplicados a SEP pode ser encontrada no livro editado por Dillon e Laughton [11].

Uma análise detalhada do estado da arte, em sistemas especialistas, no período de 1983 - 1989 é também dada por Liu e Dillon [12].

Desenvolvimento [13] e testes de campo [14] de sistemas especialistas em controle de SEP têm sido relatados desde 1983.

Um artigo de Magdan e Bollinger, publicado em 1997 [54], relaciona os principais trabalhos realizados no mundo, na área de Inteligência Artificial aplicada a sistemas elétricos de potência.

4.2. - ALGUNS PROJETOS E PESQUISAS IMPORTANTES NO MUNDO

Na Europa pesquisas em Sistemas de Potência, são desenvolvidas em empresas públicas de energia, como a EdF, na França, ENEL na Itália, em institutos de pesquisa privados como EFI na Noruega e KEMA na Holanda e em universidades da área tecnológica. Os fabricantes e as empresas de energia privadas, também participam destas pesquisas. Nos Estados Unidos, estas pesquisas são desenvolvidas pelo EPRI, pelas universidades e pelas empresas de energia.

Devido à complexidade dos SEP's, a introdução de novas tecnologias, como sistemas baseados em conhecimentos envolve colaboração de diversas áreas.

Os institutos de pesquisa fornecem a tecnologia, as concessionárias fornecem as condições específicas de operação e muitas vezes, juntamente com os fabricantes, o conhecimento específico.

Uma pesquisa realizada em 40 projetos em andamento na Europa [16], mostrou que estes estão classificados em 8 diferentes categorias:

- 1- Tratamento de alarmes e sistemas de diagnósticos.
- 2- Estabilidade em regime permanente e dinâmico.
- 3- Controles corretivos.
- 4- Restauração.
- 5- Gerenciamento e planejamento.
- 6- Controle e monitoração de subestações.
- 7- Ambientes para ajuda operacional.

A- Redução de Alarmes e Sistemas de Diagnóstico

Em situações de emergência ocorrem diversos alarmes em uma instalação, em um curto período de tempo. Portanto, a síntese e redução de alarmes, se tornou uma das primeiras aplicações dos sistemas especialistas, na Europa [18]. Do total de projetos analisados, 20% se encontra nesta categoria.

B- Estabilidade em Regime Permanente e Dinâmico

A definição de estados de operação de um sistema de potência foi inicialmente proposto por Dy Liacco [19]. O estado normal é definido quando toda a carga normal é atendida, sem violação de qualquer limite do SEP. Aproximadamente 10% dos projetos apresentados se enquadram neste caso.

C- Controle Reparador

A análise de contingências também consiste da avaliação de medidas preventivas, a serem tomadas após a ocorrência de uma falha. A pesquisa de um sistema especialista baseado na heurística, combinado com simulações numéricas de otimização tem sido desenvolvido para por exemplo, corrigir os chaveamentos de linhas de transmissão [20].

Sistemas deste tipo têm sido estudados e embora não produzam soluções ótimas [21], chegam a resultados satisfatórios, mesmo no caso de dados incompletos. Representam cerca de 6,4% dos casos apresentados.

D- Restauração

É essencial a diminuição do tempo de restauração de um SEP, após a ocorrência de desligamentos forçados. A natureza combinatória de problemas, o torna candidato prioritário a aplicação de sistemas especialistas. Neste caso, também existe a necessidade de utilizar-se ferramentas de simulação [22]. Aproximadamente 5% dos casos se enquadram neste tópico.

E- Gerenciamento e Planejamento

Os modelos matemáticos necessitam de dados completos, para chegarem a um resultado exato. Estes dados, nem sempre estão disponíveis. Sistemas especialistas fornecem resultados, que embora não exatos, possuem um índice razoável de acerto. Sistemas híbridos, combinando lógicas e algoritmos têm sido desenvolvidos, para a identificação de áreas frágeis [17]. Cerca de 8,5% dos casos analisados se enquadram aqui.

F- Monitoração e Controle de Subestações

Em sistemas de proteção, controle e monitoração, qualquer técnica nova, tem que se mostrar, pelo menos tão confiável quanto as já existentes. Portanto, nesta área, encontramos apenas 2,8% dos trabalhos propostos. Uma das áreas de aplicação, é a análise de ocorrências. Outra é orientada para área de manutenção, possuindo uma interface homem máquina amigável [23].

G- Ambientes de Ajuda a Operação

Sistemas especialistas têm se mostrado bastante úteis, para fazer a síntese das informações válidas em situações de emergência, sendo que 9,2% dos trabalhos identificados, se referem a esta área [16].

H- Desenvolvimentos de Métodos, Modelos e Ferramentas

Diversas técnicas numéricas existentes, precisam ser integradas aos sistemas especialistas, para a aplicação em SEP. Novas ferramentas têm sido desenvolvidas como a linguagem de produção GENESIA 2 [24] e a linguagem orientada ao objeto SPOKE [21].

Outra ferramenta que tem sido desenvolvida para aplicações em SEP, é a lógica fuzzy [49]

4.3. - SOFTWARE E HARDWARE UTILIZADOS

Hardware

Dos trabalhos analisados, 40% usaram workstation, 25% usaram PC, 15% usaram workstation compatível com LISP, 5% usaram mainframes e 15% usaram sistema SCADA [16].

Software

Apenas 4 dos projetos, não utilizaram linguagem convencional de programação, associada às ferramentas de inteligência artificial. Por outro lado, 4 projetos foram implementados em linguagem algorítmica (PASCAL) [16].

A linguagem PROLOG, foi a mais utilizada nestes projetos. Quando adequadamente utilizada, ordenando-se os fatos e regras, sua velocidade pode ser aumentada em até 4 vezes [25]. Portanto, guias para melhorar a eficiência das técnicas de programação devem ser desenvolvidas por novas linguagens e ferramentas.

Entretanto, é difícil analisar a escolha do software para o desenvolvimento dos sistemas especialistas, uma vez que muitos especialistas ainda têm experimentado o uso de linguagens de programação. Dos quarenta projetos apresentados, 11 mudaram o software na fase final de implementação. Em 5 dos casos a linguagem de programação foi alterada para uma linguagem de programação algorítmica, na fase final, PASCAL [26] ou FORTRAN [27] auxiliados por sistemas SCADA.

4.4. - ESTADO DO PROJETO, DURAÇÃO

O tempo de duração para a execução do projeto, foi bastante variável. Um sistema por exemplo [28] foi completado em 15 meses. Em média, gastaram-se 5 homens-ano, para a execução do projeto, até o seu teste em campo.

A implementação de um sistema convencional para análise de contingências, gastou 10 homens-ano. Para usinas conseguem-se menores tempos para elaboração dos sistemas.

Alguns projetos, foram abortados logo no início e nem todos chegaram ao estágio final de aplicação em campo. Após a análise do protótipo, os projetos devem ser avaliados e as modificações necessárias devem ser implementadas.

A tendência mundial, hoje, é a utilização dos sistemas especialistas, em sistemas de potência, como um sistema de ajuda à decisão do operador e não como uma regra a ser seguida. Um dos maiores problemas envolvidos, é de quem será a responsabilidade, no caso da tomada de uma decisão errada.

Em 1992, 9 anos após a primeira publicação na área de sistemas especialistas para monitoração e controle de sistemas de potência, os primeiros sistemas especialistas foram implementados [20] em vários centros de controle da Europa.

Contraditoriamente à idéia original, de que os SE's substituiriam o operador humano, estes são atualmente compreendidos como um método de implementar e estruturar as informações. É uma técnica que certamente será bastante expandida nos próximos anos.

4.5.- SISTEMAS ESPECIALISTAS APLICADOS À ÁREA DE PROCESSAMENTOS DE SINAIS, ALARMES E RESTAURAÇÃO.

Diversos sistemas especialistas foram desenvolvidos nos últimos anos, visando o auxílio à recomposição do sistema elétrico. Os trabalhos analisados dentro desta área são muito similares ao trabalho aqui proposto, pelo menos no objetivo perseguido, e serviram de subsídios a ele. Nenhum trabalho específico sobre o religamento de geradores foi encontrado. Uma pesquisa recente mostrou que existe uma grande quantidade de trabalhos desenvolvidos na área de monitoração e diagnóstico de hidro-geradores, enfocando os aspectos mecânicos da máquina [50], como medição de vibração, monitoração de descargas parciais e temperatura. Diversos trabalhos utilizaram dados

obtidos a partir de um sistema SCADA. Este tipo de sistema é largamente utilizado em usinas elétricas e apresenta uma quantidade muito grande de eventos [36], quando de uma ocorrência. Esta multiplicidade de informações em um pequeno intervalo de tempo, dificulta a tomada de decisão por parte do operador.

A maioria das aplicações de SE's é usada para dar ajuda inteligente ao operador [36] e não para tomar uma decisão por ele. A configuração normalmente aplicada, utiliza um micro PC ou uma Workstation, colocada em paralelo com o sistema SCADA existente [37]. Este micro é quem desenvolve o trabalho de processar, analisar e separar os alarmes pertinentes e importantes, em uma determinada ocorrência.

A crescente necessidade de reduzir custos, leva a uma tendência mundial, em aumentar o índice de automatização das usinas e subestações, com a conseqüente redução do quadro de pessoal. A automatização permite também manter-se apenas um centro de controle assistido, que é responsável por outras subestações e usinas automatizadas. Conseqüentemente, os operadores no centro de controle são obrigados a tomar decisões, que muitas vezes estão fora de seu alcance. Talvez este seja um dos motivos que levaram a grande quantidade de trabalhos publicados nesta área. Existem trabalhos relatando os mais diversos tipos de SE, e quase todos apresentam como sub-produto, a possibilidade de treinamento do operador [41]. Já em outros casos, houve trabalhos desenvolvidos com o objetivo exclusivo de treinamento de operadores [46][47][48]. Estes sistemas simulam diversos tipos de contingências do SEP que devem ser analisadas e resolvidas pelos operadores, fornecendo também as respostas mais adequadas, para o problema específico, em função das experiências de especialistas, permitindo o exame completo das alternativas e ações recomendadas. As principais vantagens oriundas da aplicação de SE em processamento de alarmes e restauração são a diminuição da carga sobre o operador,

quando existe uma ocorrência [41] e a diminuição do tempo de indisponibilidade do sistema. Outras vantagens adicionais, são a padronização de procedimentos e a distribuição de conhecimentos aos demais membros da equipe de trabalho [50].

A análise bibliográfica dos sistemas especialistas em uso na área de análise de atuações de sistemas de proteção, análise de processamento de sinais, mostra que a maioria dos sistemas usa a linguagem PROLOG [16].

Também concluiu-se da análise destes trabalhos que a solução apresentada pelos sistemas especialistas é sempre função do conhecimento neles armazenados. Portanto, o objetivo destes sistemas é fornecer uma alternativa de solução aos operadores, obtida a partir dos conhecimentos armazenados no sistema e não ditar ao operador o caminho a ser seguido. Cabe ao operador usar a solução apontada ou seguir a solução que ele daria.

Entretanto, na grande maioria dos casos, o sistema aponta diretamente para a solução que deve ser adotada.

No início da utilização do sistema, quando este ainda não foi exaustivamente testado, deve-se tomar cuidado com as soluções obtidas que podem não ser corretas.

Capítulo 5

SISTEMAS ESPECIALISTAS

5.1. - INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS ESPECIALISTAS

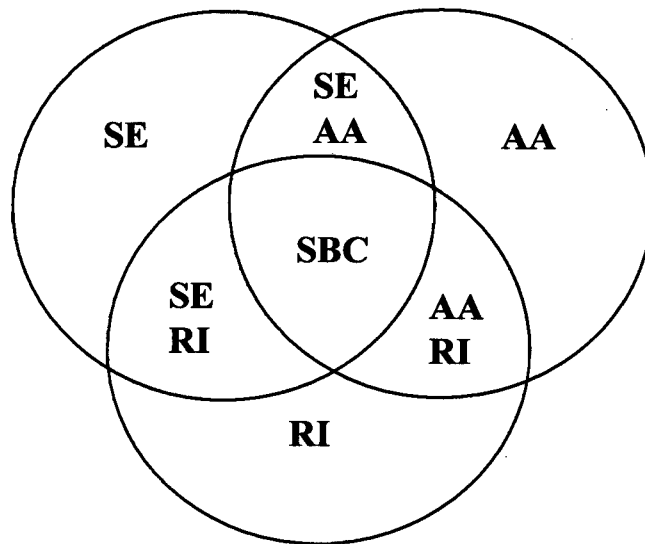
Inteligência artificial é a simulação de processos associados à inteligência humana. Toda a pesquisa relacionada a robôs, processamento da linguagem natural e sistemas tomadores de decisão é chamado de estudo de inteligência artificial.

Para que um sistema possua inteligência, é preciso que em primeiro lugar, tenha conhecimento adquirido e armazenado através de regras da lógica implícita na rotina. Portanto, todo sistema que utiliza técnicas de inteligência artificial (IA) precisa ter uma grande quantidade de conhecimento armazenado.

As pesquisas na área de IA, resultam em métodos para representação do conhecimento, especificação e técnicas de resolução de problemas. Concluiu-se que as técnicas de IA não podem ser aplicadas a problemas genéricos, elas devem ser aplicadas a cada problema, de forma particular. Portanto, surgiram diversos ramos de aplicação na área de IA.

Um destes ramos é representado pelos chamados sistemas especialistas [29], que são aplicados a problemas específicos, manipulando conhecimento fornecido por

especialistas em uma determinada área específica de conhecimento. O diagrama abaixo mostra uma representação destas diversas áreas da IA:



SE- Sistemas especialistas
AA- Aprendizado automático
RI- Raciocínio incerto
SBC- Sistemas baseados em conhecimento

Figura 4.1
Sistemas baseados em conhecimento

Portanto, SBC são sistemas que englobam parte de cada uma das áreas, conforme mostrado na figura 4.1 acima.

Para que um sistema especialista funcione, é necessário fornecer a um computador uma base de conhecimento, formada por fatos e por regras oriundas da experiência de pessoas especialistas na área.

Os sistemas especialistas aplicam-se bem à solução de problemas que dependem de previsão, diagnóstico, treinamento e controle [15]. Já os programas computacionais

convencionais, aplicam-se à solução de trabalhos envolvendo, dados e expressões matemáticas; ou seja, sistemas especialistas manipulam conhecimentos, enquanto que os tradicionais manipulam dados.

A seguir são mostrados os vários níveis de componentes existentes entre o problema a ser tratado e o hardware do computador utilizado. Num nível superior, encontra-se o problema a ser resolvido e no nível inferior, a máquina onde o problema será rodado. As linguagens de alto nível normalmente empregadas, são LISP e PROLOG. A diferença entre estas linguagens e as procedimentais é que as procedimentais apresentam inferência implícita portanto são estruturas rígidas e engessadas.

Adicionalmente, podem também ser usados programas intermediários, com finalidades específicas. Quando estas ferramentas são combinadas sobre uma área específica, temos como resultado um “sistema de conhecimento”.

Segundo Stefik et al [31], um sistema é baseado em conhecimento se seu desempenho depende criticamente do uso de fatos e heurísticas, usadas por especialistas, na solução de problemas. Nestes casos, o processamento de informações envolvido é basicamente simbólico ou seja, ao invés da execução de cálculos matemáticos, um sistema baseado no conhecimento trabalha sobre conceitos ou símbolos, representados por palavras e frases. Um SE seria então um sistema baseado em conhecimento, conforme mostrado na figura 4.1, que desempenha tarefas em um domínio limitado do conhecimento humano, com desempenho comparável ao de um especialista da área e que se utiliza para tal, de técnicas de sistemas baseados em conhecimento. Esta definição deve porém ser vista de modo flexível, já que vários sistemas especialistas, hoje em dia têm sido desenvolvidos como sistemas baseados em conhecimento, mas sua versão de

produção acaba sendo transcrita para um algoritmo, por exemplo um programa em linguagem C ou PASCAL, perdendo então o sistema a distinção entre conhecimento e algoritmo de controle. Por outro lado, o uso de técnicas de sistemas baseados em conhecimento não basta para a obtenção de um sistema especialista. Tal qualificação só pode ser obtida como resultado do desempenho do sistema.

Nos sistemas especialistas, o conhecimento específico para a solução do problema é estabelecido em separado e é chamado de “base de conhecimento especializado”. Nos programas tradicionais, os dados, fatos e regras estão contidos nos comandos do programa [30], isto é, o “conhecimento está confinado na estrutura do programa”.

Na maioria dos casos, um sistema especialista passa pelos estágios abaixo [31]:

- Protótipo para demonstração: o sistema mostra que se trata de uma alternativa viável, resolvendo parte do problema.
- Protótipo de campo: o sistema foi revisado com base em testes exaustivos e apresenta boa resposta e confiabilidade.
- Modelo de produção: com alta qualidade, confiabilidade e rapidez.
- Sistema comercial: comercializado regularmente.

Até alguns anos atrás, poucos sistemas especialistas atingiam as duas últimas fases. Atualmente, existem vários sistemas especialistas em operação, nas mais diversas áreas do conhecimento humano.

Diferentemente do especialista humano, o sistema especialista tem uma visão restrita do problema analisado, fornecendo sempre soluções geradas a partir de conhecimentos fornecidos. Ele deve ser criado para a solução de um problema específico e não de situações generalizadas. Podem ser criados sistemas especialistas bastante simples, de tal forma que para o especialista que criou o sistema, o problema solucionado

muitas vezes é visto como algo banal, para o qual o sistema seria desnecessário. Isto ocorre, porque o sistema especialista é desenvolvido e criado pelo especialista no assunto.

Entretanto, para outras pessoas, que não possuem este conhecimento o SE passa a ser algo complexo e até difícil de ser compreendido. Ou seja, o resultado apontado pelo SE é importante para estas pessoas, porque elas próprias não conseguem chegar àquele resultado. Sistemas especialistas que visam atender um objetivo comercial, não são simples nem banais, nem mesmo para os seus criadores.

Embora haja controvérsias, diversos autores consideram que apesar do alto custo de desenvolvimento e instalação, os SE's têm retorno garantido, a longo prazo, pelo seu baixo custo de manutenção. Outra vantagem adicional é que os SE's podem ter suas regras mudadas, implementadas ou diminuídas sem dificuldades, uma vez que a base de conhecimento é tratada em separado do programa. Um SE completo, possui um sistema de aprendizado que atualiza a base de regras e do conhecimento automaticamente. Sistemas especialistas voltados para processamento de alarmes, diagnóstico e manutenção, precisam, sofrer constantes alterações, visando ampliar a base de conhecimento em função de novas experiências obtidas pelos especialistas humanos, ou alterações no sistema para o qual ele é empregado.

5.2. - APLICAÇÕES EM TRATAMENTO DE ALARMES, SINAIS E PROTEÇÃO

A maioria dos sistemas especialistas para aplicação em sistemas de potência é usada na área de operação do sistema. Entretanto, estes sistemas têm se mostrado bastante eficientes na análise e tratamento de sinais e alarmes que ocorrem durante as atuações de proteção em subestações e usinas [36] [37] [38] [41] [42].

Durante esta situação, ocorrem diversos alarmes semelhantes e em curtíssimo intervalo de tempo. Portanto, o operador é obrigado a tomar uma decisão, em meio a uma condição bastante caótica. [43] [44] [50].

Os sistemas especialistas, usados no processamento de alarmes e sinais, são similares a um diagnóstico médico. No caso médico, o paciente é questionado sobre uma série de perguntas simples, com respostas “sim” ou “não” a respeito de seus sintomas, que levam o sistema progressivamente a um afinilamento de possibilidades.

O sistema é capaz de fazer isto, porque é estruturado em forma de árvore. Cada questão tem dois ramos conduzindo a novas questões. Um ramo é tomado, caso a resposta seja sim e o outro, caso seja não. Quando a base da árvore é atingida não há mais perguntas a serem feitas e chegou-se a uma solução.

No caso de processamento de sinais de alarme, existe um procedimento similar, onde as respostas “sim” e “não”, são fornecidas por equipamentos de medição remotos. Infelizmente, o processo é bem mais complexo do que o exemplo citado.

A certeza da solução, depende basicamente, das incertezas relativas atribuídas aos fatos e regras incluídas na base do conhecimento. Portanto, a qualidade dos resultados apresentados está intimamente ligada à finalidade do conhecimento usado no sistema.

Assim, antes da aplicação comercial do SE, este deve ser testado exaustivamente e seus resultados devem ser comparados com os fornecidos por outras ferramentas. Portanto, os resultados fornecidos pelo SE, devem ser analisados pelos especialistas que o desenvolveram.

5.3. - ESTRUTURA DE UM SISTEMA ESPECIALISTA

5.3.1. - HISTÓRICO INICIAL

Os primeiros sistemas especialistas de que se tem notícia, foram desenvolvidos no final da década de 60 e início da década de 70. Eram aplicados às áreas químicas, exploração de minas e medicina.

A partir da década de 80 aumentou o interesse pela aplicação de sistemas especialistas à área de sistemas de potência.

5.3.2. - DEFINIÇÃO

Uma boa definição para sistemas especialistas é a fornecida por Alberico e Micco [32]: Um grupo de programas computacionais, conhecimento, informação e base de dados, os quais atuam juntos, para simular a solução de um problema e o processo de decisão de um especialista humano, com domínio relativamente pequeno.

5.3.3. - COMPONENTES DE UM SISTEMA ESPECIALISTA

Um sistema especialista possui 4 componentes básicos: A base do conhecimento, o mecanismo de inferência, as interfaces do usuário e a máquina de desenvolvimento.

5.3.3.1. - Base de conhecimento

A base de conhecimento de um SE contém a informação a ser usada no processo de solução.

Quanto mais completa é a base de conhecimento tanto mais poderoso será o sistema especialista.

O conhecimento é representado como fatos e relacionamentos.

Os fatos do problema são armazenados na base de dados. Esta é uma área passiva de um SE e é muito similar com a base de dados de programas de computadores convencionais. Os dados de relacionamento são armazenados na base de conhecimento. Se o sistema especialista é um sistema baseado em regras, estas serão também armazenadas nesta área. Esta é a área que diferencia os sistemas especialistas dos programas computacionais convencionais.

Outra parte importante da base de conhecimento é a memória de trabalho, onde os fatos da base de dados e os relacionamentos são manipulados pela máquina de inferência, usando as regras heurísticas fornecidas para chegar a uma conclusão. Estas três partes, conhecimentos, fatos e memória de trabalho juntos, são comumente chamados de “base de conhecimento” [35].

5.3.3.2. - Motor de inferência

Inferência em inteligência artificial, refere-se aos vários processos através dos quais os programas atingem uma conclusão a partir de fatos e suposições.

Usualmente, a inferência é uma sub-atividade de uma atividade mais genérica de conhecimento. Programas que fazem esta função, são freqüentemente chamados de motores de inferência [33].

A maioria do trabalho do sistema especialista, é feita nesta área.

Ele obtém fatos da base de dados, conhecimento da base de conhecimento, informações heurísticas fornecidas pelo conhecimento dos engenheiros e técnicos e os manipula para chegar a uma solução, usando a estratégia de pesquisa adotada no sistema.

5.3.3.3. - Interface

A interface geralmente refere-se ao meio de operação entre o SE e o mundo exterior e é representado pelo monitor de vídeo, teclado e mouse.

É utilizada em 3 condições distintas:

- Quando o engenheiro especialista deseja efetuar implementações ou mudanças no SE.
- Quando o usuário quer resposta a partir do SE.
- Quando o usuário esta operando a partir do SE.

5.3.3.4. - Motor de desenvolvimento

O motor de desenvolvimento é normalmente conhecido como editor. Ele é vital na criação do SE, visto que é a forma como o especialista cria, adiciona ou modifica a base de conhecimento. O motor de desenvolvimento nem sempre é residente no sistema especialista.

5.3.4. - MÉTODOS DE REPRESENTAÇÃO DO CONHECIMENTO EM SE

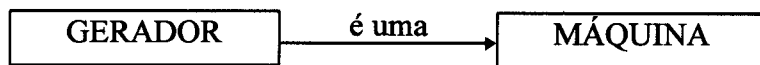
O conhecimento especialista deve ser representado de forma concisa.

Os 4 métodos descritos abaixo são as formas mais comuns de representação usadas em SE.

5.3.4.1. - Redes Semânticas

O conhecimento é representado na forma de um gráfico. Os nós representam objetos, eventos ou situações e as relações entre eles, são representadas por linhas. As redes semânticas formam a base de outros métodos, tais com “frames” e regras de produção [35].

Se quisermos representar a afirmação, “gerador é uma máquina”, gerador e máquina tomarão a forma de um nó, e a linha descrevendo a relação será representada pelas palavras “é uma”:



Uma das principais vantagens da rede semântica é sua capacidade de relações hereditárias. Existem duas formas de hereditariedade nas redes semânticas: hereditariedade própria e hierárquica.

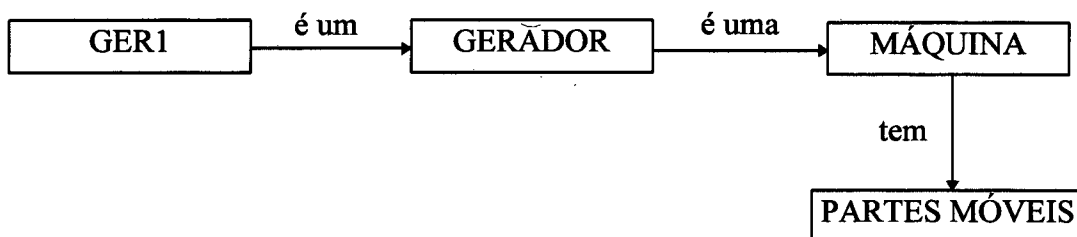
Hereditariedade hierárquica, pode ser determinada seguindo um número de arcos.

Por exemplo, se existir um gerador chamado GER1 representado numa rede semântica da forma abaixo:



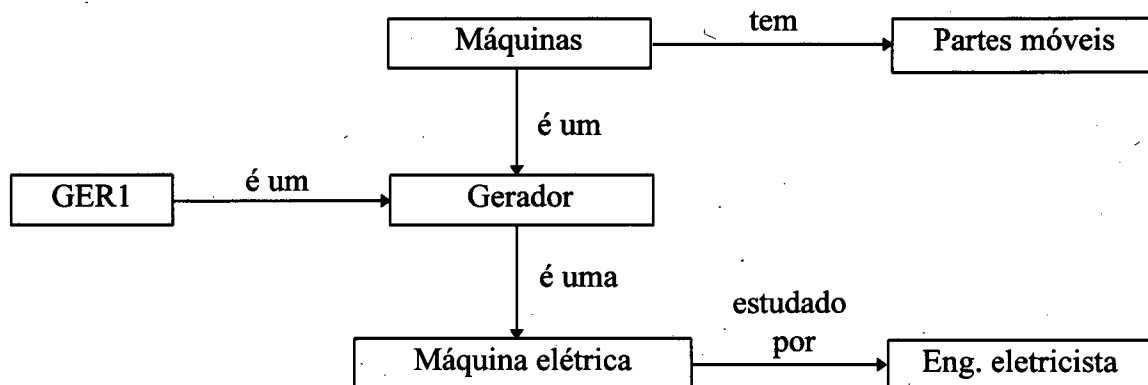
é possível deduzir que GER1 é uma máquina.

A hereditariedade própria descreve propriedades do objeto. Se incluirmos o fato de que todas as máquinas possuem partes móveis na rede semântica, a representação será a seguinte:



Usando a característica hereditária da rede semântica, pode-se deduzir que GER1 tem partes móveis. Isto demonstra uma parte importante das redes semânticas: a facilidade de incluir novas afirmações, apagar ou modificar as antigas.

A grande desvantagem deste método é a dificuldade de distinguir entre uma hereditariedade individual e de uma classe. Se a afirmação “gerador é uma máquina elétrica” e “máquinas elétricas são estudadas por engenheiros eletricitas” for representado por redes semânticas, teremos:



Portanto, é possível deduzir que GER1 é estudado por eng^o. eletricitas, o que pode ou não ser verdade.

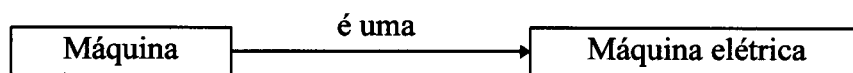
Uma outra desvantagem é a perda de qualquer estrutura de representação formal, como será visto em “Cálculo Predicativo”.

Redes pequenas, são elegantes e fáceis de serem compreendidas. Entretanto, elas podem ser transformadas em grandes estruturas, difíceis de serem compreendidas.

O mecanismo usado pela maioria das redes semânticas é baseada no “casamento” de fatos, com as perguntas feitas.

Quando uma pergunta é feita, o processo cria uma sub-rede separada e tenta “casar” esta sub-rede, com os dados da base de dados. Se é encontrada uma solução perfeita, o problema está resolvido. Caso contrário, “não” retorna como uma pergunta.

Por exemplo se a pergunta “Existe um tipo de máquina que seja uma máquina elétrica?”, é feita, o processo criará a sub-rede.



Neste caso, o processo encontrará uma resposta exata na base de dados e retornará o resultado “Sim, gerador”.

A rede semântica mais comumente usada em SE é aquela composta pela tripla:

Objeto - Atributo - Valor (O - A - V).

Valores e objetos são representados por nós e os atributos descrevem suas relações e fatos, através de linhas.

O tripé O - A - V torna a rede semântica mais confortável, uma vez que sua representação é feita em forma de árvore, fornecendo um ponto de partida ao processo, conhecido como raiz.

5.3.4.2. - Cálculo Predicativo

A lógica é um dos mais antigos conhecimentos na representação de modelos, usada na filosofia e na matemática.

Consiste no arranjo de palavras em uma frase e a determinação da verdade pela manipulação do arranjo destas palavras. Portanto, a noção fundamental na lógica é a verdade [34].

Uma proposição pode ter apenas duas respostas: falso ou verdadeiro.

As proposições são estabelecidas, combinando o que é conhecido como conectivo.

Existem 5 conectivos essenciais, comumente usados:

“e” \wedge ou &

“ou” \vee

“não” \neg

“implica” \rightarrow ou $>$

“equivalente” \equiv

A utilização de proposições com estes conectivos é chamada de “cálculo proposicional”.

O sentido dos conectivos acima é dado pela interpretação natural:

$X \wedge Y$ é verdadeiro, se X e Y são verdadeiros. De outra forma é falso.

$X \vee Y$ é verdadeiro, se X ou Y é verdadeiro ou se ambos são verdadeiros.

$\neg X$ é verdadeiro, se X é falso, e falso se X é verdadeiro.

$X \rightarrow Y$ é verdadeiro, se Y é verdadeiro, ou X é falso.

$X \equiv Y$ é verdadeiro, se X e Y são verdadeiros, ou se X e Y são falsos.

A regra de inferência aplicada à lógica, permite que novos sistemas sejam deduzidos a partir dos existentes. Estabelece que, se X e $X \rightarrow Y$ são verdadeiros, então podemos deduzir que a sentença Y é verdadeira. Usando os conectivos acima, isto poderia ser expresso como:

$(X \wedge (X \rightarrow Y)) \rightarrow Y.$

As regras algébricas normais são aplicadas aos parênteses.

Por exemplo:

Se X é uma falta fase terra e Y é a ação de trip do relé de falta à terra; $(\text{FALTA À TERRA} \wedge (\text{FALTA À TERRA} \rightarrow \text{Trip do relé falta à terra})) \rightarrow \text{Trip do relé de falta à terra}.$

Para se fazer qualquer trabalho de inteligência artificial é necessário mais do que simples expressões de verdadeiro ou falso. É neste ponto que entra o cálculo predicativo, que nos permite formar relações entre objetos e generalizar estas relações para classes de objetos. Portanto, a área de atuação é aumentada.

Por exemplo, a definição “é uma máquina” é aplicada ao caso individual “gerador” e é correta. O predicado pode ser composto de mais de um argumento.

Para descrever relações matemáticas, normalmente é usado o predicado “maior que”. Para relações físicas “mais leve que”.

Existem também dois quantificadores “ \forall ” (para todo) e “ \exists ”, (existe).

Usando a variável X e o quantificador \forall , a frase “Todas as máquinas possuem partes móveis.” pode ser representada:

$\forall X \text{ Máquina}(X) \rightarrow \text{partes móveis}(X)$

Quando os quantificadores, variáveis e regras de inferência são adicionados ao cálculo proposicional, temos o que é chamado de cálculo predicativo.

Existem duas vantagens principais neste processo.

- A lógica é bastante precisa, existem métodos padrões para determinação de um sentido ou uma expressão.
- Sentenças podem ser adicionadas, apagadas ou modificadas sem promover impactos sobre outras sentenças.

A sua principal desvantagem ocorre com o aumento da base de dados, pois o número de soluções cresce exponencialmente.

A definição do problema é facilmente estabelecida, mas uma solução pode se tornar difícil.

Este método apresenta melhores resultados, quando aplicado a situações onde há teoremas a serem resolvidos, como em Físico Química.

5.3.4.3. - Frames

Os “frames”, baseiam-se na forma como o pensamento humano ocorre, ou seja, procura ajustar-se às novas situações através de experiências adquiridas em situações passadas.

Os frames consistem em uma coleção de gavetas que contêm os atributos para descrever um objeto, evento ou situação.

Por exemplo, se tivermos um frame chamado carro, teremos várias gavetas onde estarão contidos o motor, a cor, o número de rodas, número de assentos, etc.

Cada gaveta pode ser subdividida em compartimentos. Por exemplo, a gaveta “motor”, pode conter compartimentos com tipo, capacidade, número de cilindros, etc.

Esta forma de representação torna mais fácil a organização hierárquica do conhecimento.

Considerando o exemplo do carro, se este estiver funcionando bem, não precisamos conhecer detalhes da gaveta motor. Assim como as redes semânticas, os frames possuem a característica de hereditariedade de classe.

O processo de entendimento dos frames, é dirigido por procedimentos contidos em gavetas.

Uma das principais vantagens dos frames, é a concisão, na representação do conhecimento. Um evento, objeto ou situação, pode ser agrupado em um frame de melhor forma do que usando linhas “é uma” como em redes semânticas.

Os detalhes de baixo nível, podem ser facilmente separados de detalhes abstratos de alto nível.

Os frames, normalmente são usados em situações onde um processo depende da saída de outro, domínios onde a representação e o controle não são separáveis e em situações onde o conhecimento pode ser descrito em um ambiente bem definido.

5.3.4.4. - Regras de Produção

Regras de produção são descrições do tipo “se então” ou “se então mais” para uma determinada situação. A parte “se” é chamada de premissa e a parte “então e mais” são chamados de ação.

Por exemplo: Se [falta a terra] então [atua relé de falta a terra]

Se a sentença “se” é verdadeira, então a sentença “então” é ativada.

Se a sentença é falsa, a sentença maior é ativada. Não é obrigatória a existência da sentença “mais”.

Um sistema de produção, algumas vezes conhecido como sistema baseado em regras, consiste de três partes principais:

- base de regras, composto por um conjunto de regras de produção;
- estrutura de dados e
- mecanismo de inferência.

Um sistema especialista pode conter centenas de regras de produção, em sua base de regras, devido ao fato de que a representação de um fato e suas implicações exigem um grande número de regras.

As condições do tipo “se” das regras de produção, devem estar na área de estrutura de dados antes que as regras sejam ativadas.

O motor de inferência, controla toda a ação, casamento de situações e a resolução de conflitos.

Casamento é o teste de várias regras de produção, com a estrutura de fatos para verificar se ambas se ajustam. Quando isto ocorre, é dito que houve o casamento entre as regras e os fatos.

A resolução de conflitos ordena as regras de produção para execução, no caso de mais de uma regra ser ativada ao mesmo tempo.

As principais vantagens das regras de produção são:

1. Regras individuais podem ser acrescentadas, deletadas ou modificadas. Embora este fato afete o desempenho do sistema, ele não afeta as outras regras diretamente. Esta característica torna este método bastante versátil na construção de grandes bases de regras, de acordo com as necessidades dos sistemas atuais.
2. A representação do conhecimento em uma estrutura uniforme torna-o de mais fácil compreensão para as pessoas.

3. Como as regras de produção são formadas de maneira similar ao pensamento humano, tornam-se facilmente expressáveis.

Suas principais desvantagens são:

1. Dificuldade em seguir o fluxo de controle. Embora seja fácil expressar a situação do conhecimento, é difícil fazer a representação do algoritmo do conhecimento. Isto ocorre devido o fato de alguma coisa similar à hierarquia de subrotinas e ao fato de que as regras de produção chamam umas às outras [16].
2. Como cada regra tem que percorrer um ciclo de casamento, toda informação deve ser processada na estrutura de dados, torna-se difícil para um sistema deste tipo percorrer diversos grandes passos, quando a situação exige isto. Sob este aspecto, as regras de produção são insuficientes.

Foi efetuada uma explanação sobre a estrutura de um sistema especialista e os métodos de representação do conhecimento.

A partir dos exemplos simples fornecidos neste texto, fica evidenciado que a base do conhecimento pode ser expandida, para representar conhecimentos mais complexos [35] em manutenção, projeto, controle e operação de sistemas de potência.

Portanto, pode-se concluir que os sistemas especialistas têm grande potencial de aplicação para operação em tempo real de sistemas de potência.

Capítulo 6

DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA PARA APOIO A TOMADA DE DECISÃO NA RECOMPOSIÇÃO DE UNIDADES GERADORAS, APÓS UM DESLIGAMENTO POR DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

6.1. - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA SOB ESTUDO

Para a implantação deste sistema, foi considerada uma usina hidroelétrica, composta por quatro máquinas, duas barras de alta tensão e duas linhas de transmissão. As máquinas são ligadas ao barramento, através de transformadores elevadores individuais, para cada gerador. As duas barras de alta tensão, correspondem à barra principal e a barra de transferência. Este arranjo representa genericamente, uma das possibilidades, sendo bastante usual, ao redor do mundo.

Atualmente, para máquinas de grande porte, sempre se utiliza um transformador (ou banco de transformadores monofásicos) para cada gerador, com o objetivo de reduzir os níveis de curto-circuito.

O sistema foi desenvolvido, baseado no diagrama unifilar desta usina hidroelétrica, que abrange as proteções do gerador, barra e as proteções de linha que interferem com o gerador.

A seguir está representado este diagrama unifilar, contendo todas as proteções (figuras 6.1 e 6.2).

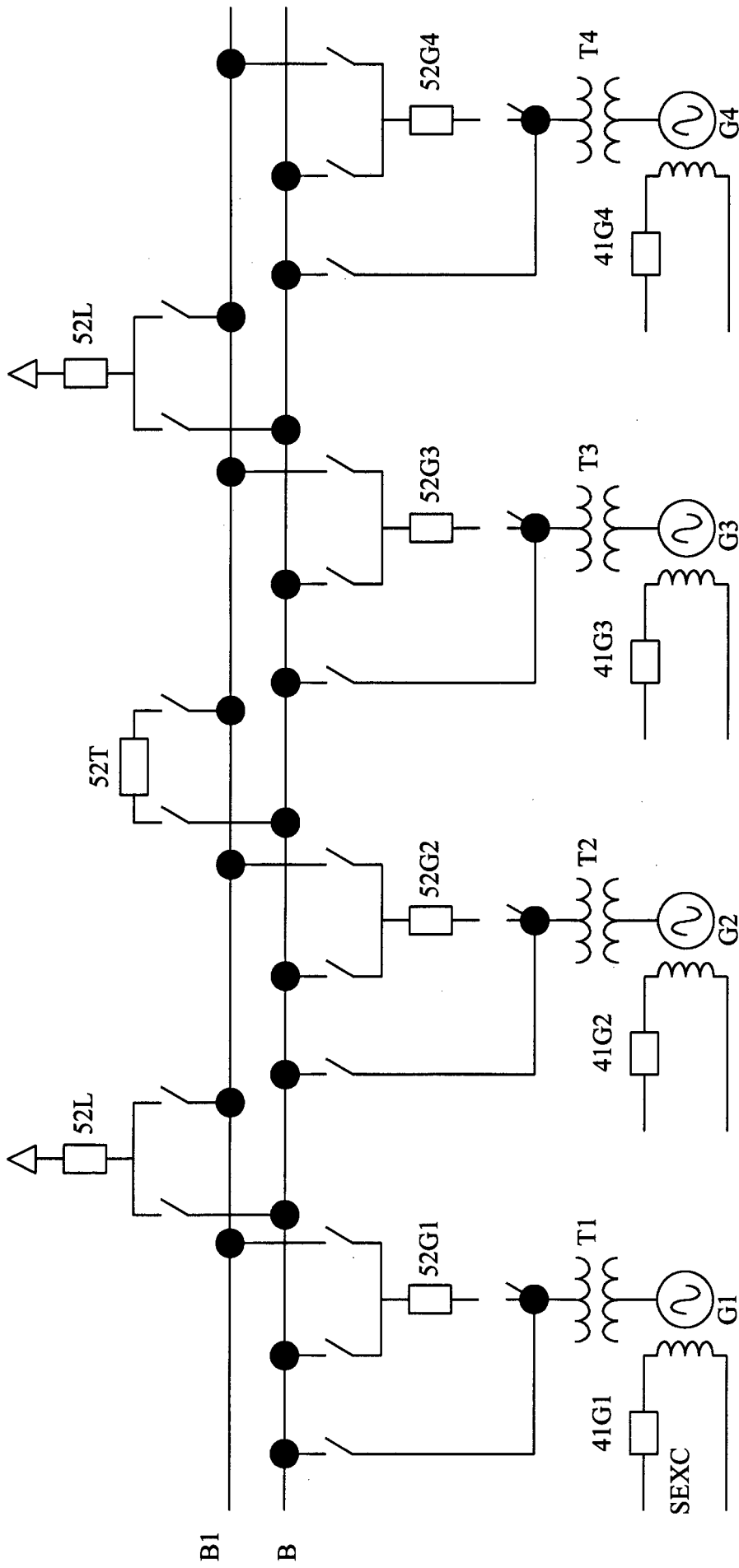


Figura 6.1
UNIFILAR GERAL

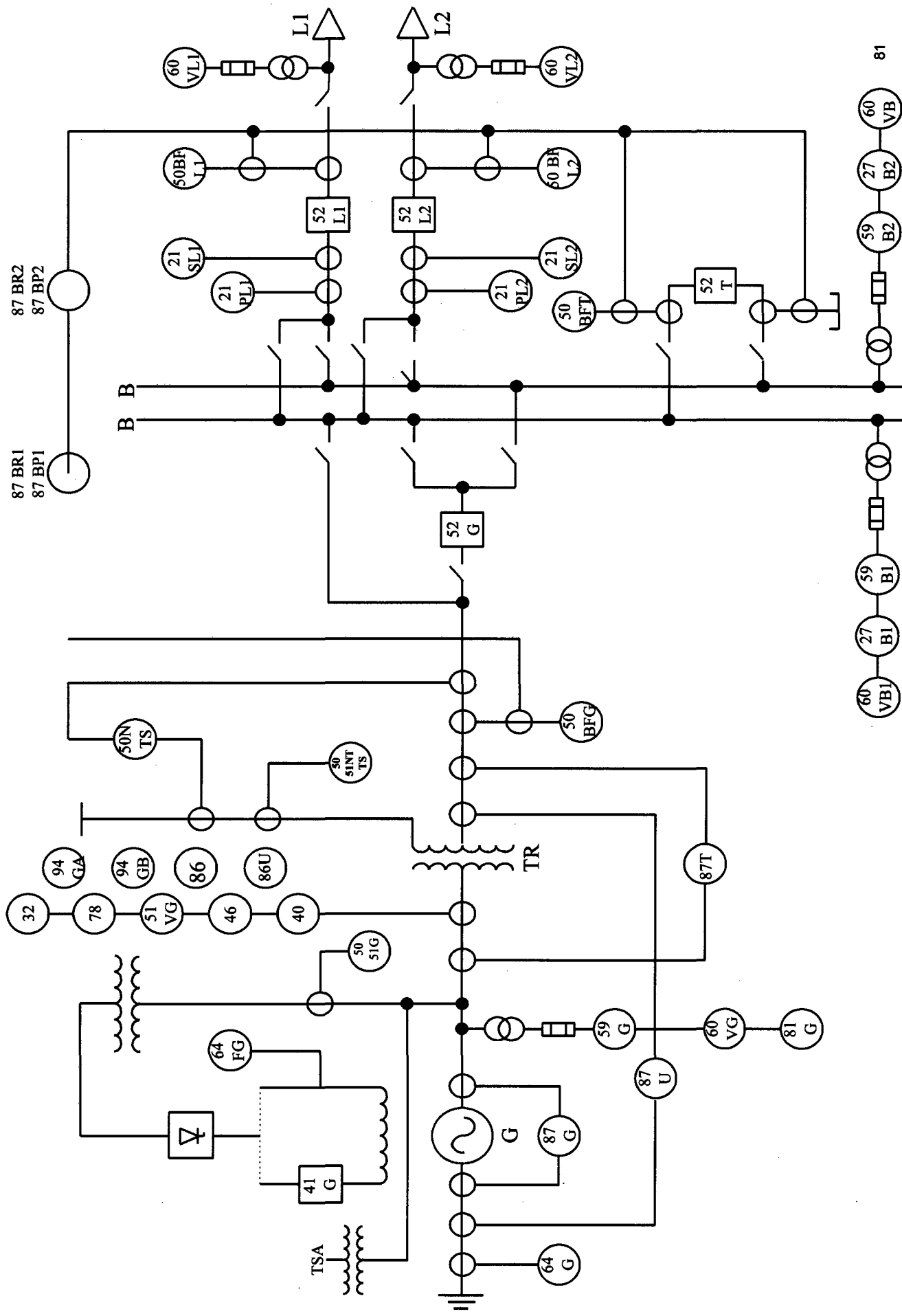


Figura 6.2
Diagrama Unifilar do Gerador

Legenda para as figuras 6.1; 6.2 e 6.3

G1 - gerador 1

G2 - gerador 2

G3 - gerador 3

G4 - gerador 4

T1 - transformador 1

T2 - transformador 2

T3 - transformador 3

T4 - transformador 4

SEXC - sistema de excitação

52 G - disjuntor de grupo

41 G - disjuntor de campo

B1 - barra 1

B2 - barra 2

52L - disjuntor de linha

52T - disjuntor de transferência

86M - chave de bloqueio mecânico

86G - chave de bloqueio elétrico

6.2. - LÓGICA DAS ATUAÇÕES DA PROTEÇÃO

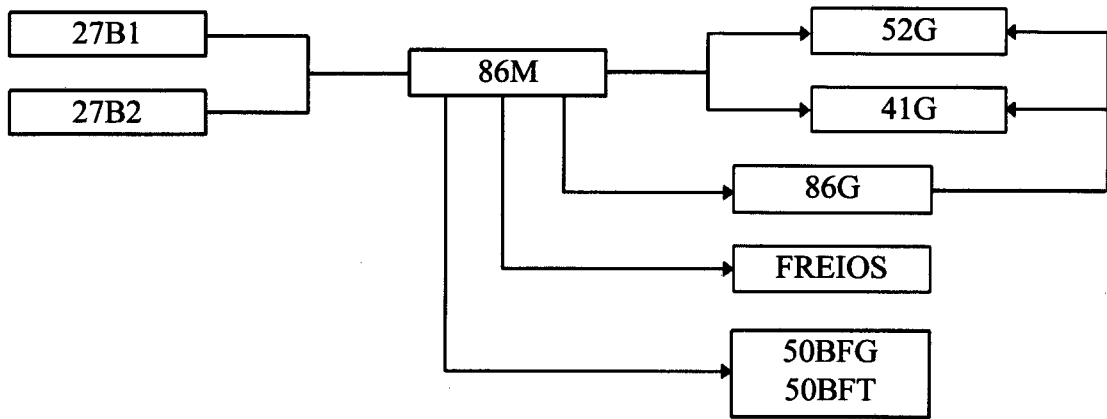
Os sistemas de proteção da unidade geradora, ao atuar, irão comandar algum tipo de parada da unidade e/ou alarme. Estas paradas se processam a partir da energização de relés de bloqueio e de desligamento. Existem os seguintes tipos de parada por atuação dos sistemas de proteção:

- a) Parada parcial sem rejeição de carga e com desexcitação (94GA);
- b) Parada parcial com rejeição de carga e com desexcitação (94GB);
- c) Parada total sem rejeição de carga e sem fechamento da comporta da tomada de água (86M);
- d) Parada total com rejeição de carga e sem fechamento da comporta da tomada de água (86G e 86U);
- e) Parada total com rejeição de carga e com fechamento da comporta da tomada de água.

O tipo de parada a ser desencadeado por um relé de proteção, é determinado em função de sua criticidade no sistema de proteção.

Por exemplo, relés diferenciais comandam a atuação da parada 86G ou 86U. Relés de sobrecorrente com restrição por tensão, irão provocar uma parada pelo 94GA ou 94GB, dependendo do projeto. As figuras 6.3.a e 6.3.b a seguir, mostram esquematicamente, a cadeia de proteção e suas saídas para as chaves 86 e 94.

BLOQUEIO MECÂNICO



BLOQUEIO ELÉTRICO

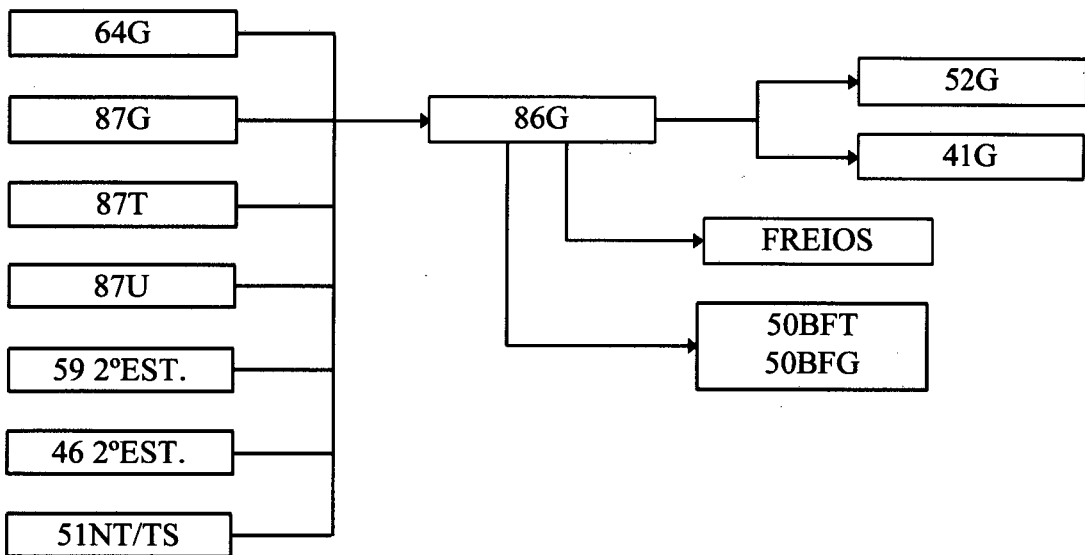
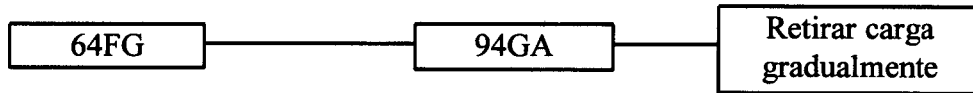


figura 6.3.a

COMANDOS DE PARADA DE MÁQUINA COM BLOQUEIO

PARADA PARCIAL SEM REJEIÇÃO



PARADA PARCIAL COM REJEIÇÃO

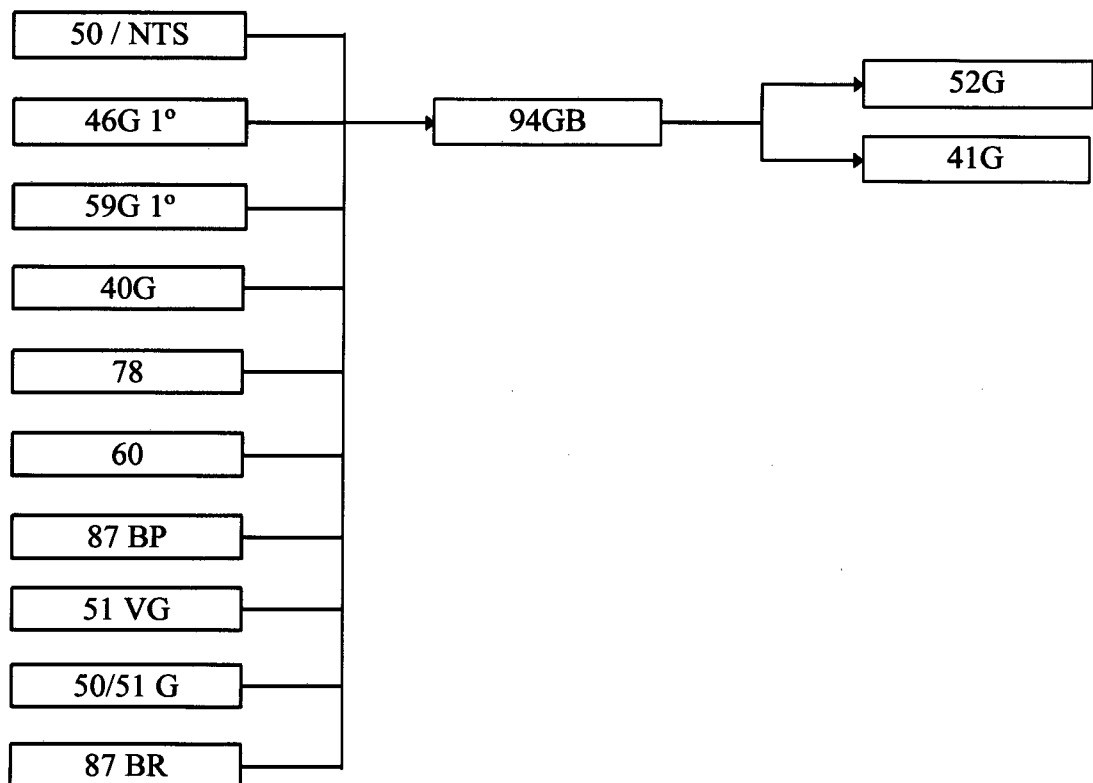


Figura 6.3.b

COMANDOS DE PARADA DE MÁQUINA SEM BLOQUEIO

6.3. - CLASSIFICAÇÃO DA PROTEÇÃO

O ponto crítico, quando ocorre a atuação de uma proteção, é a definição quanto ao religamento ou não do gerador. Para esta finalidade, as proteções foram divididas em duas categorias: impeditivas ou não impeditivas. Dentre as não impeditivas, estão incluídas aquelas que fornecem apenas alarme.

Basicamente, as proteções impeditivas não permitem qualquer tentativa de religamento, enquanto as não impeditivas permitem uma tentativa de religamento e aquelas que possuem apenas alarme, normalmente requerem uma inspeção visual ou uma intervenção do operador. Este critério é universalmente utilizado e considera como proteções impeditivas, aquelas intrínsecas ao gerador.

As proteções do gerador que funcionam como retaguarda do sistema são normalmente, não impeditivas. Pode haver algumas variações nesta classificação, dependendo de quem a efetue.

A seguir, é apresentada uma relação, contendo as proteções impeditivas, que estão diretamente ligadas a defeitos no gerador, transformador ou barra ou ainda às condições anormais do sistema que colocam a máquina em perigo, como é o caso da proteção de seqüência negativa, segundo estágio e sobretensão, segundo estágio e as não impeditivas.

Impeditivas	Não Impeditivas
40G perda de excitação	59G 1º estágio sobretensão
50/51G sobrecorrente do gerador	46G 1º estágio seqüência negativa
87T diferencial do transformador	51V sobrecorrente com restrição por tensão
64G terra estator	59B1.2 sobretensão da barra 1 segundo estágio

64FG terra rotor	59B2.2 sobretensão da barra 2 segundo estágio
87G diferencial do gerador	60VB1 queima de fusível do TP da B1
87BP1 e/ou 87BR1 diferencial da barra 1, principal e retaguarda	60VB2 queima de fusível do TP da B2
87BP2 e/ou 87BR2 diferencial da barra 2, principal e retaguarda	60VL1 queima de fusível do TP da L1
87U diferencial de unidade	60VL2 queima de fusível do TP da L2
50N-TS terra restrita do transformador	60VG queima de fusível do TP do gerador
59G 2º estágio sobretensão	50/51NT-TS sobrecorrente no neutro do transformador
46G 2º estágio seqüência negativa	50BF falha de disjuntor

Crítérios adicionais para a determinação se a proteção é ou não impeditiva, são a disponibilidade ou não do gerador para o sistema e a existência ou não de alguma perturbação simultânea no sistema. Portanto, a primeira dificuldade que se encontra, é exatamente a definição exata das condições em que houve a atuação da proteção.

O sistema proposto, procura aglutinar todas estas condições, para fornecer o melhor diagnóstico com relação ao evento ocorrido.

Nesta análise, será considerado que o gerador é imprescindível para o sistema. Ou seja, se a atuação da proteção ocorrer, o gerador ou a usina, deve voltar à operação, o mais rapidamente possível.

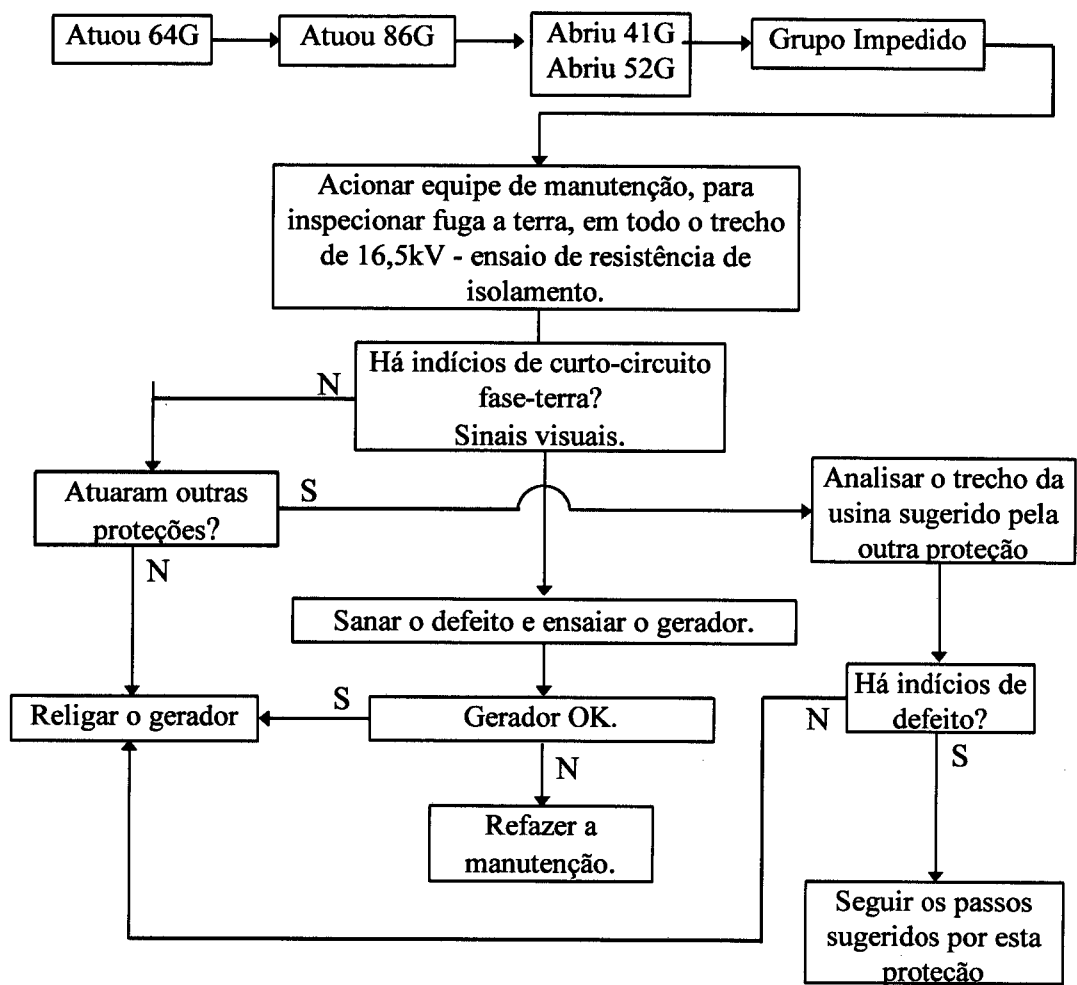
Um exemplo típico, é a atuação da proteção 51V. Este relé é proteção de retaguarda, para defeitos na linha. Portanto se ocorre sua atuação juntamente com uma

proteção de linha, está caracterizado um defeito externo ao gerador. Consequentemente, o gerador pode ser religado sem qualquer procedimento adicional.

A atuação desta proteção nestas condições indica que existe, ou um problema de coordenação de proteção, ou um defeito no relé. A atuação deste relé sozinho indica uma atuação falsa. A atuação dele, juntamente com um relé diferencial, indica um defeito no gerador.

6.4. - REGRAS PARA MONTAGEM DO SISTEMA DE APOIO AO OPERADOR

Para se chegar ao sistema proposto, houve um ponto de partida extremamente simples: o fluxograma mostrado na figura 6.4. Inicialmente, foi realizado um fluxograma, para uma proteção considerada como protótipo - a proteção 64G. Após inúmeras análises, estudos e correções, chegou-se à versão final, apresentada a seguir:



Fluxograma de atuação da proteção 64 G

Figura 6.4

A partir deste fluxograma, foram elaboradas as regras, para a atuação desta proteção.

Estas regras ficaram bastante simples e estão descritas abaixo:

Situação - (simulada ou obtida a partir de sensores remotos)

- 1 - Atuou 64G
- 2 - Abriu 41G
- 3 - Abriu 52G

4 - Atuou 86G

Diagnóstico : Grupo I impedido.

Procedimentos :

- I. Acionar a equipe de manutenção.
 - A. Inspeccionar todo o trecho de 16,5kV, mostrado no diagrama unifilar, como suspeito. (Mudança de cor)
 - B. Efetuar ensaio de resistência de isolamento neste trecho afetado.
 - C. Se não for constatada qualquer anomalia, religar o gerador.
 - D. Se for constatada alguma anomalia, consertá-la e religar o gerador.

A figura 6.5 a seguir, apresenta o diagrama unifilar da usina, mostrando em vermelho a região onde está contido o defeito detectado pela proteção 64 G.

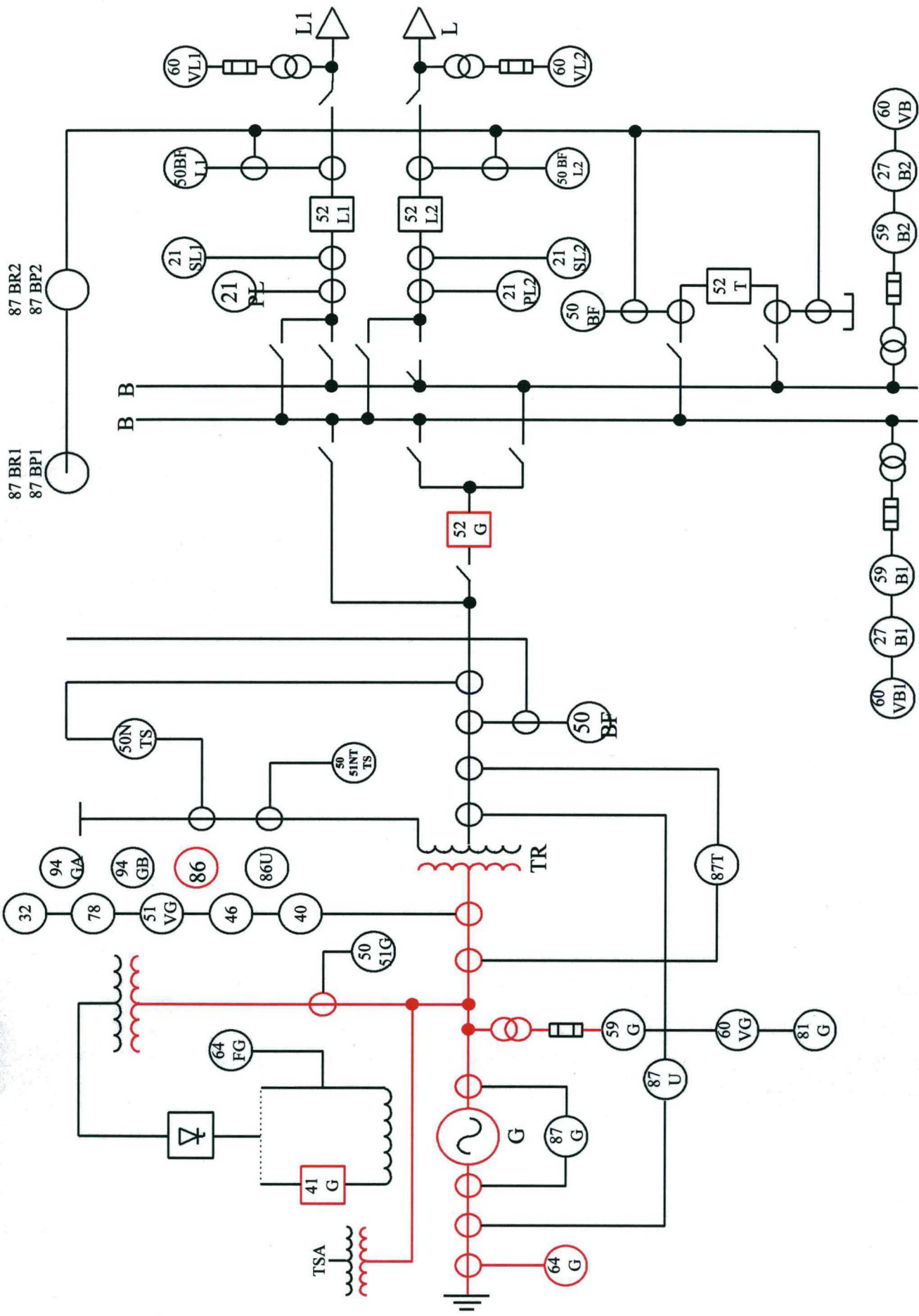


Diagrama unifilar mostrando a área afetada pela atuação da proteção

O outro exemplo, para o relé 51V, é mostrado abaixo:

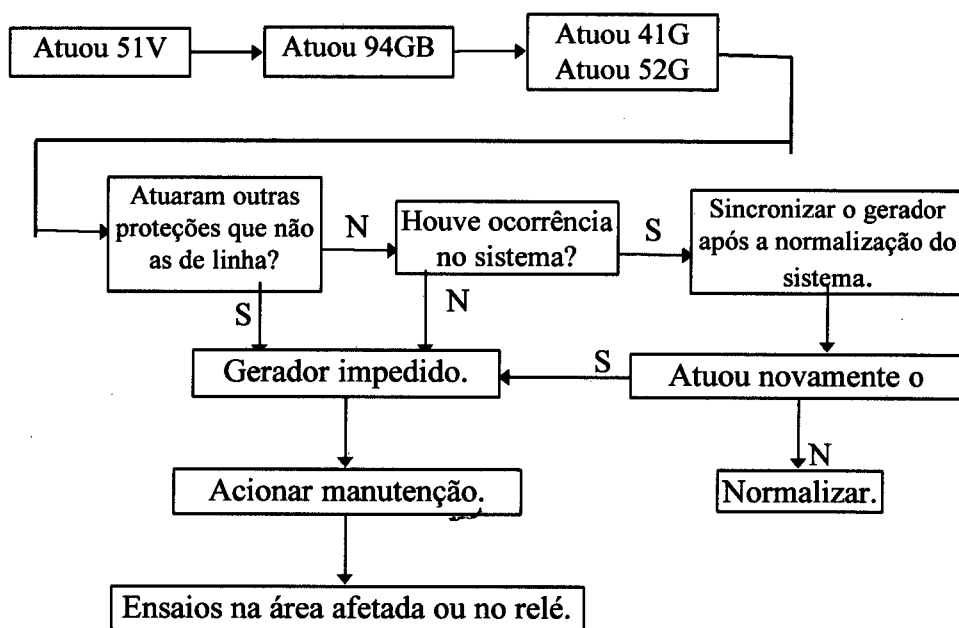


figura 6.6

Fluxograma de atuação da proteção 51 V

As regras para o sistema, estão mostradas abaixo:

Situação

- 1 - Atuou 51V
- 2 - Atuou 94GB
- 3 - Abriu 41G
- 4 - Abriu 52G

Diagnóstico :

1º caso → Defeito externo, religar o gerador.

- atuou a proteção de linha.
- contatar o COS, aguardar autorização e religar o gerador, sem qualquer inspeção.

2º caso → Grupo impedido, efetuar inspeção visual.

- não houve atuação da proteção de linha.
- não houve atuação de outras proteções.
- efetuar inspeção visual nos painéis de proteção, rearmar o relé e se nada de anormal for encontrado, religar o gerador.

3º caso → Grupo impedido, acionar a manutenção.

- não houve atuação da proteção de linha.
- houve atuação de outra proteção de gerador.
- efetuar ensaios, na região afetada, mostrada pela superposição das áreas das 2 proteções atuadas.

O restante do sistema continuou sendo realizado a partir de fluxogramas, que foram gerando as regras utilizadas.

A seguir estão reproduzidas as atuações das proteções e/ou combinações de proteções que podem atuar.

Existem duas possibilidades para atuação das proteções:

- 2 proteções atuando devido a uma mesma causa;
- 2 proteções atuando por motivos diferentes.

Ambas as situações estão cobertas pelo sistema. Se houver a atuação de duas proteções, relativas ao mesmo evento, o sistema tratará o evento de forma única. Por exemplo, a atuação das proteções 87G e 87U referem-se a um curto-circuito no gerador, com a atuação simultânea das duas proteções diferenciais. Já as atuações das proteções 46G e 87G, serão tratadas de maneiras independentes. O sistema apresentará os procedimentos a serem seguidos no caso da atuação do relé 46G e em outra tela, os procedimentos relativos à atuação da proteção 87G. Isto é feito, porque é praticamente

impossível a ocorrência de um defeito fase-fase no enrolamento do gerador e simultaneamente, a ocorrência de correntes de sequência negativa, em um mesmo instante de tempo. O relé diferencial, é extremamente mais rápido que o relé de sequência negativa. A tela onde aparece a área afetada pela proteção, mostrará duas regiões independentes em duas telas diferentes, para a atuação das proteções 46G e 87G e mostrará a superposição das áreas atingidas, quando houver a atuação das proteções 87G e 87U.

O sistema foi desenvolvido para ser utilizado de duas formas distintas:

- alimentação dos dados a partir de um teclado de micro, inserindo no programa os fatos ocorridos na usina.
- alimentação do programa, com dados obtidos diretamente no campo, através de sensores remotos, como acontece em sistemas tipo SCADA.

Nesta situação toda a informação relativa à atuação dos relés, chaves de bloqueio e dispositivos, é diretamente fornecida ao sistema, que processa os dados e fornece o diagnóstico. No caso de uma aplicação real em usina os dados devem ser obtidos desta forma, ou seja, a partir de sensores remotos. No caso deste trabalho, os dados relativos à atuação das proteções foram inseridos via teclado de micro PC. Esta forma de utilização, também seria interessante em um caso real, para o treinamento de operadores de usina. O operador pode simular a atuação de proteções, em diversas condições, representando, tanto as condições possíveis e visíveis, quanto as praticamente impossíveis de ocorrer. Pelo desempenho do sistema, o próprio operador chegaria à conclusão, sobre os casos possíveis e os praticamente impossíveis.

Este tipo de sistema, como aliás é a característica de diversos sistemas especialistas analisados, é muito útil para treinamento de operadores possuidores de pouca experiência.

6.5. - LINGUAGEM UTILIZADA

Em virtude de não possuir conhecimentos e de não possuir a linguagem PROLOG, este protótipo foi desenvolvido em linguagem C++.

Evidentemente isto acarretou diversas dificuldades. A principal delas, é que o programa elaborado é procedimental e não declarativo. Conseqüentemente, não foi utilizado um motor de inferência e nem foram separados os dados, dos passos de programa. Ou seja as regras fazem parte do programa.

Para uma implementação real, esta linguagem deve ser modificada exatamente, porque ao longo de sua utilização, diversos “up-grades” iriam ocorrer.

A pesquisa bibliográfica mostrou um trabalho para automatização de ensaios em manutenção [52], também chamado de sistema especialista, que pelo que se depreende de sua leitura, é um programa procedimental. Como no caso deste trabalho aquele apresentado por Dilmar G. Cunha et al também teve os procedimentos padronizados através de um programa computacional, com os dados baseados no conhecimento de técnicos e engenheiros experientes.

6.6. - APLICAÇÃO REAL DO SISTEMA

O sistema desenvolvido foi aplicado em duas usinas: uma pequena central hidrelétrica (PCH) chamada Salto do Vau (SVU) e em uma usina de grande porte, chamada Governador Bento Munhoz da Rocha (GBM), ambas pertencentes à COPEL. No caso da PCH que apresenta apenas uma máquina, ligada ao sistema de distribuição, com poucas funções de proteção, o sistema funciona satisfatoriamente da forma como foi concebido. Ou seja, é fácil de se prever todas as possibilidades de atuação da proteção.

No caso da usina de grande porte, seria muito melhor se esta análise fosse feita pelo motor de inferência de um SE. Isto porque é praticamente impossível prever todas as possibilidades de atuações da proteção, nas suas diversas combinações. Na usina GBM, o sistema está funcionando na função de treinamento. Diversas sugestões de melhorias foram apresentadas pelos usuários. Não foram encontrados erros ou inconsistências até o momento.

Capítulo 7

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O sistema desenvolvido, quando analisado por profissionais da área de proteção, mostra-se bastante simples. Entretanto, se considerarmos que seu objetivo é auxiliar a equipe de operadores de uma usina, veremos que ele fornece importantes subsídios, para que os mesmos possam tomar uma decisão, quando ocorre o desligamento de um gerador. Principalmente, levando-se em conta que, neste momento, ocorre a atuação de diversos alarmes visuais e sonoros e que cabe ao operador a decisão dos procedimentos a serem seguidos.

Este sistema poderá ser aplicado em situações reais, desde que a aquisição dos dados relativos à atuação da proteção, seja feita através de sensores remotos. Esta aplicação se torna bastante fácil, quando existe um sistema de supervisão de eventos (SCADA), cujos dados podem ser obtidos a partir das remotas e enviados a um micro PC, onde esteja instalado este sistema.

Sua aplicabilidade ficou evidenciada tanto para grandes quanto para pequenas usinas hidroelétricas.

No caso de pequenas usinas, deve-se prover meios de aquisição dos dados para enviá-los ao micro PC.

O objetivo do sistema é auxiliar o operador na tomada de decisão e não tomar a decisão sobre a alternativa a ser adotada, mostrando-se como uma excelente ferramenta, principalmente porque não existe a possibilidade de aplicação de métodos numéricos a este tipo de problema.

Para este tipo de problema não é possível a aplicação de técnicas de redes neurais, pois uma característica intrínseca dos sistemas de proteção, é o seu baixo índice de ocorrências. Sistemas baseados em redes neurais, necessitam de aproximadamente 4000 ocorrências, para “aprender” alguma coisa e sugerir alterações. Em geral, ocorrem algumas poucas atuações de proteção por ano, em uma usina hidroelétrica.

O estágio atual do sistema não contempla a atuação falsa de uma proteção quando ela acarreta a atuação das chaves de bloqueio/desligamento e disjuntores associados. Também não contempla o caso de não atuação de um relé de proteção, seguido da ocorrência dos demais eventos associados. Uma das maneiras de detectar-se a atuação falsa ou não atuação de um relé, é através da supervisão das correntes e tensões nos relés. Isto passa a ser possível e facilmente executável, com a aplicação de relés de tecnologia digital, que possuem oscilografia incorporada e facilidades de comunicação via software.

Este sistema mostrou grande aplicabilidade, na função de treinamento de operadores. Usando-se o programa na função de treinamento, pode-se escolher e simular a proteção a ser atuada. Conseqüentemente, será mostrada no diagrama unifilar, a área afetada, que gerou a atuação da proteção, os eventos associados a esta ocorrência, o diagnóstico e os procedimentos a serem seguidos. Quando ocorre a atuação de 2 proteções

distintas simultaneamente, o sistema mostra a sobreposição das áreas afetadas. Caso ocorra a atuação de duas proteções totalmente dissociadas uma da outra, aparecerão as duas áreas afetadas.

Eventualmente, dependendo do grau de treinamento que o operador absorver, ele poderá saber os procedimentos a serem adotados, mesmo sem consultar o sistema.

Para a aplicação deste sistema em uma instalação real, recomenda-se a utilização de uma linguagem específica para sistemas especialistas, com o objetivo de facilitar a implantação das modificações. Poderia ser utilizado um “shell”, que economiza tempo de desenvolvimento e facilita a interface gráfica.

Este trabalho foi desenvolvido como um sistema baseado no conhecimento. Entretanto, sua implementação foi efetuada usando-se a linguagem C++, onde os procedimentos a serem seguidos foram determinados prevendo-se todas as possibilidades, de acordo com o conhecimento possuído por especialistas. Esta solução, embora útil, torna-se trabalhosa, extensa e pode não cobrir todas as alternativas possíveis. Portanto, para que se efetue sua aplicação de forma prática e real recomenda-se sua elaboração como um Sistema Especialista, utilizando-se uma linguagem apropriada, preferencialmente PROLOG, que a própria revisão bibliográfica apontou como a mais usada.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este mesmo sistema poderá ser desenvolvido para a aplicação em subestações. Atualmente, a maior dificuldade para isto encontra-se na aquisição de dados. Com a

automação das subestações, que está em franca expansão no sistema elétrico, este problema será resolvido, e a aplicação do sistema especialista se tornará viável.

Poderiam ser implementadas algumas melhorias no desenvolvimento de trabalhos futuros, incluindo:

- análise de incertezas
- proteções de linha
- proteções mecânicas
- informações de tensão e corrente, obtidas a partir de relés de proteção digitais.

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators 95-tp 102-1995.
- [2] PROTECTIVE RELAYING, Theory and Application, ABB Relaying Division, Coral Springs, FL, Moriel Dekker, 1994.
- [3] GUIDE FOR AC GENERATOR PROTECTION. IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.2, p. 957 - 963, April 1989.
- [4] CAMINHA, AC. - Introdução à Proteção dos sistemas Elétricos. Editora Edgard Blücher Ltda. -
- [5] PROTECTIVE RELAYS APPLICATION GUIDE GEC Measurements - 1975 p.315.
- [6] MOZINA, C. J. et al - Inadvertent energizing protection of synchronous generators - IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 2, April, 1989.
- [7] THUREIN, I.P. - Adequacy of system security assessment tools for system operators," in Proc. CIGRE 1986 Session, paper 39-02, Paris, France, Aug. 1986.
- [8] WATERMAN, D. A. - A Guide to Expert Systems. Reading, MA: Addison-Wesley, 1986.
- [9] KNIGHT, U. G. - Expert systems in power system planning and operation from the viewpoint of a utility engineer, in Proc. Power System Computation Conf., Lisbon, Portugal, p. 687-694, 1987.
- [10] TAMURA, Y. et al. - An international survey of the present status and the perspective of expert systems on power system analysis and techniques, Electra, v 123, p 70-93, Mar. 1989.
- [11] DILLON, T.S. & LAUGHTON, M.A.- Eds., Expert System Applications in Power Systems. New York: Prentice Hall, 1990.
- [12] LIU, C.C & DILLON, T.S. - State-of-the-art, in Expert System Applications in Power Systems, T. S. Dillon and M. A. Laughton, Eds. New York: Prentice Hall, p 383-408, 1990.
- [13] SAKAGUCHI, T. & MATSUMOTO, K. - Development of a knowledge based system for power system restoration, IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, v Pas-102, p 320-329, Feb 1983.

- [14] LIU,C.C. & DARNBORG, M. J. - "CRAFT: On-line expert system for customer restoration and fault testing," EPRI Report EL 6680, v 1-5 Oct.1989.
- [15] ROLIM, J.G. - Sistema Especialista de apoio ao Controle Tensão/Potência Reativa, incluindo Manobras sobre a Topologia da Rede - Proposta de Tese de Doutorado - UFSC - 1993.
- [16] GERMOND, A . J. & NIEBUR, D. - Survey of Knowledge Based Systems in Power Systems: Europe. Proceedings of the IEEE,v 80, n. 5, May 1992.
- [17] ZALAPA, R.R. et al. - Integrating logic programming and algorithmic software for reactive reserve management, in Proc. Symp. Expert System Application to Power Systems, Seattle, WA., p 456-461 July 1989.
- [18] HEIN, F. - Expert systems using pattern recognition by real time signals, in Proc. CIGRE 1986 Session, paper 39-10, Paris, France, Aug 1986.
- [19] DY LIACCO, T.E. - The adaptive reliability control system, IEEE Trans. Power App. Syst.,v. PAS-86, p. 517-531, May 1967.
- [20] REICHELT, D. & GLAVITSCH, H. - A knowledge-based system for security enhancement combining AI-techniques and analytic algorithms, in Proc. Power System Computation Conf., Graz, Austria, p 225-231,1990.
- [21] DUBOST, L & PAILLET, O. - AMPERE, Heuristic search for electrical networks exploitation, EDF, Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, Série B, n. 2, p. 19-26, 1989.
- [22] FANDINO, J. et al. - An expert system as a help for power system restoration after a blackout, in Proc. Symp. Expert System Application to Power Systems, Tokyo & Kobe, p. 399-404, Apr. 1991.
- [23] KAMINARIS, S.D. et al. - An intelligent tool for distribution substations troubleshooting and maintenance scheduling, IEEE Trans. Power Delivery, v. 6, p. 1038-1044, Jul. 1991.
- [24] GONDRAN,M. & LAFEUF, J.C. - Artificial intelligence: an industrial reality at Electricité de France, AFCET Interfaces, 73-74, p. 13-19, Nov.- Dec. 1998.
- [25] HANDSCHIN, E. & HOFFMANN, W. - Experience with the development of a knowledge based system for security assessment, in Proc. IASTED-Power High Tech, Valencia, Spain, Jul 1989.
- [26] SINGH, N. & GLAVITSCH, H. - Detection and identification of topological errors in on line power system analysis, IEEE Trans. Power Syst, v. 6, p. 324-333, Feb. 1991.

- [27] WEHENKEL, L., CUTSEN, T.V.. & PAVELLA, M.R. - An artificial intelligence framework for online transient stability assessment of power systems, IEEE Trans. Power Syst, v. 4, n.2, p. 789-800, 1989.
- [28] DOBIASCH, R. & WASGENBAUER, M. - Systematic task definition approach of an intelligent alarm processor for a load dispatch center, Proc. Power System Computation Conf. Graz, p 944-947, Austria, 1990.
- [29] HARMON, P. & KING, D. - Expert Systems - John Wiley & Sons, Inc., 1985.
- [30] OMAR, N. - Introdução aos Sistemas Especialistas - Minicurso do 9º Congresso Brasileiro de Automática, Vitória, 1992.
- [31] STEFIK, M. et al. - The Organization of expert systems, a tutorial. Artificial Intelligence, Amsterdam, 1992.
- [32] ALBERICO, R; & MICCO, R.M. - Expert Systems for Reference and Information Retrieval - Meckler Corporation, 1990.
- [33] SHAPIRO, S. C. & ECKROTH, S.S.C.D. - Encyclopedia of Artificial Intelligence, Vol. 1 - John Wiley and Sons, 1987.
- [34] FEIGENBAUM, E.A. & BARR, A. - The Handbook of Artificial Intelligence, Vol. 1 - Addison-Wesley Publishing Company, 1981.
- [35] LO K. L. & NASHID, I. - Expert Systems and Their Application to Power Systems - Power Engineering Journal, P. 41-45, Feb. 1993.
- [36] HASAN K., RAMSAY I. & MOYES I. - Object oriented expert systems for real time power system alarm processing - Electric Power Systems Research, 30, p 69-82, 1994.
- [37] BERNARD, J.P. & DUROCHER, D. - An Expert System for Fault Diagnosis Integrated in Existing SCADA Systems - IEEE Transactions on Power Systems, v. 9, n. 1, p 548-554, Feb. 1994.
- [38] HERTZ, A & FAUQUEMBERGUE, P. - Fault Diagnosis at Substations Based on Sequential Event Recorders - Proceedings of the IEEE, v. 80 n. 5, p 684-688, May 1992.
- [39] LIFENG, L. et al. - An expert system for designing the protection system of a power transformer - Electric Power Systems Research, 35, p. 59-64, 1995.
- [40] ENNS, M. et al. - Potential Applications of Expert Systems to Power System Protection - IEEE Transactions on Power Delivery, v. 9 n. 2, p. 720 - 728, Apr. 1994.

- [41] MINAKAWA, T. et al. - Development and Implementation of a Power System Fault Diagnosis Expert System - IEEE Transactions on Power Delivery, v. 10, n.2, p 932-940, May 1995.
- [42] YOUNG, Z. et al. - An Expert System for Power Systems Fault Analysis - IEEE Transactions on Power Delivery, v.9, n.1, p. 503 - 519, Feb. 1994.
- [43] YOUNG, D.J. et al. - Development of a practical expert system for alarm processing - IEEE Proceedings, v. 139, n.5, p. 437 - 446, Sep 1992.
- [44] WONG, A C.B. et al. - Use of an expert system shell to develop a power plant simulator for monitoring and fault diagnosis - Electric Power Systems Research, 29, p. 27 - 33, 1994.
- [45] SUN, Y. et al. - An Expert System for Analysis of Relay Testing Data - IEEE Transactions on Power Delivery, V.. 7 n. 2, p. 986-993, Apr 1992.
- [46] IRISARRI, G.D. et al. - Heuristic Scenario Builder for Power System Operator Training - Proceedings of the IEEE, v. 80, n.5, p. 698 - 711, May 1992.
- [47] WAIGHT, J.G. et al. - Transportable Simulator Trains Control Center Operators - IEEE Computer Applications in Power, p. 23- 28, Apr. 1992.
- [48] TASK FORCE. 06.05 of Study Committee 38 - Application of Expert Systems to education and Training of `Power System Engineers, Electra n. 165, p. 97 - 127, Apr 1996.
- [49] CHO, H.J. & PARK J. - An Expert System for Fault Section Diagnosis of Power Systems using Fuzzy Relations - IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, n. 1, p. 342 - 348, Feb 1997.
- [50] WORKING GROUP 02 of Study Committee 11 - Monitoring And Diagnostic Expert Systems for Hydro Generators, Electra, n. 163, p. 53 - 63, Dec. 1995.
- [51] RESSINCRONIZAÇÃO DE GERADORES - Procedimentos internos Copel 1993
- [52] CUNHA, D.G. et al. - Total Automation of tests with the RME - Maintenance Expert System, CEMIG, 1997.
- [53] ATUAÇÃO INDEVIDA DAS PROTEÇÕES DE HIDROGERADORES - SCM - GCOI, 1997.
- [54] MADAN S. & BOLLINGER K. E. - Applications of Artificial Intelligence in Power Systems, Electric Power Systems Research, v. 41, p. 117 - 131, May 1997.