

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ANDRÉ KATAYAMA DOS SANTOS

**METODOLOGIA INTELIGENTE PARA O DIAGNÓSTICO DE ALARMES EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

CURITIBA

2012

ANDRÉ KATAYAMA DOS SANTOS

**METODOLOGIA INTELIGENTE PARA O DIAGNÓSTICO DE ALARMES EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

CURITIBA

2012

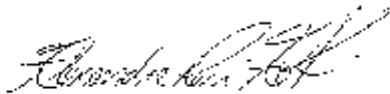
TERMO DE APROVAÇÃO

ANDRÉ KATAYAMA DOS SANTOS

METODOLOGIA INTELIGENTE PARA O DIAGNÓSTICO DE ALARMES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

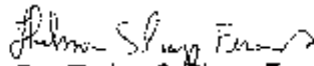
Dissertação aprovada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Orientador:



Prof. Dr. Alexandre Rasi Aulí

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR.



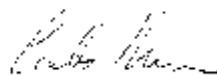
Profª. Dra. Thelma S. Piazza Fernandes

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR.



Prof. Dr. Gideon Villar Leandro

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR.



Prof. Dr. Carlos Henrique Valério de Moraes

Instituto de Engenharia de Sistemas e Tecnologias da Informação,
UNIFEI.

Curitiba, 23 de agosto de 2012.

AGRADECIMENTOS

Agradeço com amor a minha esposa Alessandra e minha filha Vitória. Espero um dia recompensa-las pelos momentos de falta, necessários para a realização deste trabalho.

Aos meus pais por sempre me lembrarem de que tudo na vida requer esforço e nada vem sem coragem e trabalho. Exemplo que levo todos os dias que acordo.

A excelência profissional das equipes envolvidas com a operação, proteção, e automação da Companhia Paranense de Energia (Copel). Sem a dedicação imposta diariamente por vocês, este trabalho não seria realizado.

Ao meu orientador professor Dr. Alexandre Rasi Aoki, que em todos os momentos que nos reuníamos, escrevia várias folhas de correções, idéias sobre este trabalho. Agora entendo que estas eram trilhas e atalhos para o caminho ideal.

RESUMO

O presente trabalho propõe uma metodologia de diagnóstico de eventos e alarmes no Sistema Elétrico de Potência (SEP) que sintetiza as informações sobre a causa e a localização do defeito em caso de contingências elétricas. Espera-se reduzir o esforço na análise da falta, agilizando a recomposição ou inibindo a ação de componentes faltosos, aumentando a segurança operacional. Conforme descrito no decorrer da pesquisa, profissionais operam muitos componentes da malha elétrica de forma remota. Estes assimilam a responsabilidade por monitorar e controlar muitas unidades em paralelo através de um centro de operação com um Sistema de Supervisão e Controle (SSC) em tempo real. Por esta atividade concentrar muitas variáveis, uma das estratégias adotadas é a utilização de eventos e alarmes. Alterações críticas em campo, que necessitem de atuação imediata precisam disparar alarmes para os operadores, todavia ações de emergência são configuradas para lançar eventos. Este ambiente sintetiza a observabilidade do sistema, embora também possua problemas, sendo descritos no trabalho. Para transpor estes obstáculos, a literatura técnica possui soluções, em sua maioria, técnicas de Inteligência Artificial (IA). Estas por tentarem representar linhas de raciocínio humanas, auxiliam a construção de métodos que fortalecem a interpretação da falta elétrica por meio de análise dos alarmes e eventos do SSC. A principal técnica pesquisada foi a fusão dos conhecimentos das Redes de Petri (RPs) e a lógica *Fuzzy*. A partir da constatação que dados linguísticos (lógica *Fuzzy*) melhor representam as condições de observabilidade do SEP, e que as RPs possuem grande capacidade de executar cálculos simultâneos, criou-se um ambiente para o diagnóstico (classificação e localização) de faltas em sistema elétrico baseado em Redes de Petri *Fuzzy* (RPFs). Foram criados modelos para estas RPFs, baseados em conhecimento humano, que pudessem a partir da chegada de alarmes e eventos interpretar uma possível anomalia elétrica, resultando num diagnóstico com graus de possibilidade que indiquem a confiabilidade nesta solução, sendo estes modelos a principal contribuição científica do presente trabalho. Como forma de avaliação da metodologia foram efetuadas análises de duas contingências não programadas com base histórica de eventos da Companhia Paranaense de Energia (Copel), além de propor a título de comparação de resultados com um modelo encontrado na literatura também baseado em RPFs, mas orientado somente a localização da falta. A utilização desta metodologia agregou mais capacidade de análise, sintetizando o diagnóstico das faltas elétricas, promovendo ganhos significativos nos resultados. Isto é demonstrado através da análise dos testes realizados sobre a análise pós-falta em comparação com os resultados desta metodologia.

Palavras-chave: Automação de Sistemas de Potência. Diagnóstico de Faltas. Inteligência Artificial. Redes de Petri *Fuzzy*.

ABSTRACT

This paper proposes a methodology for diagnosis of events and alarms in Electric Power System (EPS) which summarizes the information about the cause and location of the fault in case of electrical contingencies. It's expected to reduce the effort in the analysis of the disturbance, speeding the recovery or inhibiting the action of faulty components, increasing operational safety. As described during the research, professionals operate many components of the electrical grid remotely. They assimilate the responsibility for monitoring and controlling many units in parallel through a operating system center with a Supervisory Control System (SCS) in real time. Since the activity of operation focus on many variables, many strategies are utilized, including events and alarms. Critical changes in field, requiring immediate action must raise alarms for operators, however emergency actions are set to launch events. This environment summarizes the observability of the system, but also have problems, being described in the work. To overcome these obstacles, the technical literature has solutions, in most cases, Artificial Intelligence (AI) techniques are used. These for trying to represent lines of human reasoning helps building methods that strengthen the interpretation of electrical disturbance by analysis of alarms and events of the SCS. The main technique investigated was the fusion of the knowledge of Petri Nets (PNs) and Fuzzy logic. From the observation that linguistic data (Fuzzy logic) better represent the conditions of observability of the EPS, and that the PNs have great ability to perform simultaneous calculations, it was created an environment for the diagnosis (classification and location) of faults in the electrical system based on Fuzzy Petri Nets (FPNs). Based on human knowledge, models were created for these networks that could interpret a possible electrical malfunction, resulting in a diagnostic with degrees of reliability in this solution. These models are the main scientific contribution of this work. As an evaluation, it was performed two contingencies analyzes based on historical events of Companhia Paranaense de Energia (Copel). For purposes of comparison, a model of the literature also based on FPNs, but oriented only in the fault location was described. The use of this methodology has added more capacity analysis, summarizing the interpretation of electrical disturbances, promoting significant gains in the results. This is demonstrated by analysis of the tests performed on post-disturbance analysis in comparison with the results of this methodology.

Key Words: Power Systems Automation, Fault Diagnosis, Artificial Intelligence, Fuzzy Petri Nets.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1.1 ARQUITETURA PROPOSTA EM DOIS NÍVEIS (EAP E SAP).....	15
FIGURA 1.2 UMA FERRAMENTA DE PROCESSAMENTO DE ALARMES (APU)..	16
FIGURA 1.3 SEPARAÇÃO DE ÁREAS COM DIFERENTES LNCS	21
FIGURA 1.4 RNAS PARA O DIAGNÓSTICO DE ALARMES	21
FIGURA 2.1 ZONAS DE PROTEÇÃO	27
FIGURA 2.2 EXEMPLO DE HIERARQUIA CONCEITUAL DE SUPERVISÃO E CONTROLE	32
FIGURA 2.3 ARQUITETURA DE AUTOMAÇÃO LOCAL	33
FIGURA 3.1 ATIVIDADES PARA FORMAÇÃO DE UM SISTEMA ESPECIALISTA GENÉRICO	44
FIGURA 3.2 ESTRUTURA GENÉRICA DE UM SISTEMA ESPECIALISTA.....	45
FIGURA 3.3 FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA RELATIVA À TEMPERATURA.....	47
FIGURA 3.4 OPERAÇÃO DE UNIÃO	48
FIGURA 3.5 OPERAÇÃO DE INTERSECÇÃO.....	48
FIGURA 3.6 OPERAÇÃO DE COMPLEMENTO.....	48
FIGURA 3.7 ESTRUTURA GENÉRICA DE UM SISTEMA <i>FUZZY</i> DE INFERÊNCIAS.....	49
FIGURA 3.8 EXEMPLO DE RP.....	50
FIGURA 3.9 FLUXOGRAMA DE EXECUÇÃO DA RPF.....	57
FIGURA 3.10 EXEMPLO DE RPF PARA EXECUÇÃO.....	58
FIGURA 4.1 SE UMB	66
FIGURA 4.2 FRAGMENTO DO SISTEMA DE 230KV DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA.....	67
FIGURA 4.3 SE FRA.....	71
FIGURA 4.4 PROCESSO <i>OFFLINE</i> DA ARQUITETURA PROPOSTA	75
FIGURA 4.5 RPF PARA A LT UMB-UBR.....	80
FIGURA 4.6 RPF PARA O TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA B DA SE UMB.....	83
FIGURA 4.7 RPF PARA A BP1 DE 230KV DA SE FRA	85
FIGURA 4.8 RPF PARA A BP1 DE 230KV DA SE UBR.....	87
FIGURA 4.9 PROCESSO <i>ONLINE</i> DA ARQUITETURA PROPOSTA.....	89
FIGURA 5.1 EXEMPLO DE RPF ORIENTADA A LOCALIZAÇÃO DA FALTA (LT UBR-UMB)	99
FIGURA 5.2 EXEMPLO DE RPF ORIENTADA A LOCALIZAÇÃO DA FALTA (BP1 NA SE UMB)	100

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 DIFERENÇAS DOS SISTEMAS CONVENCIONAIS E OS DE CONHECIMENTO.....	44
TABELA 3.2 MAPA ASSOCIATIVO DO VENTILADOR AUTOMÁTICO	48
TABELA 3.3 EXEMPLO 1 DE UTILIZAÇÃO DA RPF	53
TABELA 3.4 EXEMPLO 2 DE UTILIZAÇÃO DA RPF	54
TABELA 3.5 MATRIZES PARA O EXEMPLO DE RPF PARA EXECUÇÃO	59
TABELA 4.1 PADRÃO PARA LTS	63
TABELA 4.2 PADRÃO PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	63
TABELA 4.3 PADRÃO PARA BARRAS EM SUBESTAÇÕES.....	64
TABELA 4.4 EVENTOS DAS SES DE 230KV DO SISTEMA TESTE 1 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFS DE LTS	68
TABELA 4.5 EVENTOS DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 1 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFS DE TRANSFORMADORES.....	68
TABELA 4.6 EVENTOS DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 1 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFS DA BARRA DE UMB	68
TABELA 4.7 EVENTOS DAS SES DE 230KV DO SISTEMA TESTE 2 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFS DE LTS	72
TABELA 4.8 EVENTOS DA SE FRA DE 230KV DO SISTEMA TESTE 2 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFS DOS TRANSFORMADORES A E B	72
TABELA 4.9 EVENTOS DA SE FRA DE 230KV DO SISTEMA TESTE 2 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS DA BARRA DE FRA	73
TABELA 4.10 TERMOS LINGUÍSTICOS E VALORES <i>FUZZY</i>	76
TABELA 4.11 POSSIBILIDADES PARA A LT UMB-UBR DO SISTEMA TESTE 1... 78	78
TABELA 4.12 MATRIZES H E I PARA A LT UBR-UMB DO SISTEMA TESTE 1	81
TABELA 4.13 MATRIZES O E W PARA A LT UMB-UBR DO SISTEMA TESTE 1... 82	82
TABELA 4.14 POSSIBILIDADES PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ... 84	84
TABELA 4.15 POSSIBILIDADES PARA BP1 DA SE FRA DO SISTEMA TESTE 2 .86	86
TABELA 5.1 POSSIBILIDADES PARA A LT UMB-UBR DO SISTEMA TESTE 1.....	92
TABELA 5.2 POSSIBILIDADES PARA A LT UMB-CSO DO SISTEMA TESTE 1	93
TABELA 5.3 POSSIBILIDADES PARA O TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA B DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 1	94
TABELA 5.4 POSSIBILIDADES PARA BP1 DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 1 ..	95
TABELA 5.5 POSSIBILIDADES PARA A LT FRA-PGN DO SISTEMA TESTE 2	96
TABELA 5.6 POSSIBILIDADES PARA O TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA A DA SE FRA DO SISTEMA TESTE 2.....	96
TABELA 5.7 POSSIBILIDADES PARA O TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA B DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 2.....	97
TABELA 5.8 POSSIBILIDADES PARA BP1 DA SE FRA DO SISTEMA TESTE 1 ...	97
TABELA 5.9 RESULTADOS EM BUSCA DA SESSÃO EM FALTA.....	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AFPN	-	Adaptive Fuzzy Petri Net
ANSI	-	American National Standards Institute
APU	-	Alarm Process Unit
AT	-	Alta Tensão
BLR	-	Backup Transmission Line Relay
BP	-	Barra Principal
BT	-	Baixa Tensão
CAT	-	Controle Automático de Tensão
COD	-	Centro de Operação da Distribuição
COE	-	Centro de Operação de Estações
COR	-	Centro de Operação Regional
COS	-	Centro de Operação do Sistema
DJ	-	Disjuntor
DTS	-	Dispatcher Training System
EMS	-	Energy Management System
FES	-	Fuzzy Expert System
GPS	-	Global Positioning System
IA	-	Inteligência Artificial
IAP	-	Intelligent Alarm Processor
IED	-	Intelligent Electronic Device
IHM	-	Interface Humano-Máquina
LIM	-	Limite
LNC	-	Local Neural Classifier
LT	-	Linha de Transmissão
MLR	-	Main Transmission Line Relay
MLP	-	Multilayer Perceptron
MSE	-	Mean Square Error
OOP	-	Object Oriented Programming
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
RDP	-	Registrador Digital de Perturbação
RNA	-	Rede Neural Artificial
RP	-	Rede de Petri
RPF	-	Rede de Petri Fuzzy
RTU	-	Remote Terminal Unit
SCADA	-	Supervisory Control and Data Acquisition
SAS	-	Substation Automation System
SE	-	Subestação
SEP	-	Sistema Elétrico de Potência
SLR	-	Secondary Backup Transmission Line Relay
SSC	-	Sistema de Supervisão e Controle
TC	-	Transformador de Corrente
TP	-	Transformador de Potencial
UAC	-	Unidade de Aquisição e Controle
UCC	-	Unidade Central de Controle
UTR	-	Unidade Terminal Remota

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1. CONTEXTO	11
1.2. MOTIVAÇÕES	12
1.3. OBJETIVOS	13
1.3.1. Objetivo geral	13
1.3.2. Objetivos específicos	13
1.4. JUSTIFICATIVA	14
1.5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
1.5.1. Arquiteturas e metodologias gerais	15
1.5.2. Correlação e triagem	17
1.5.3. Inteligência artificial	17
1.6. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	23
2. DIAGNÓSTICO DE EVENTOS NO SISTEMA DE POTÊNCIA	25
2.1. SISTEMAS DE PROTEÇÃO	25
2.1.1. Zonas de proteção	26
2.1.2. Relés de proteção	27
2.1.3. Funções de proteção	29
2.1.3. Registradores digitais de perturbação	29
2.1.4. Serviços auxiliares de subestações	30
2.2. SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE	31
2.2.3. Arquitetura de supervisão e controle	31
2.2.4. Automação local	32
2.2.5. Centros de operação	35
2.3. EVENTOS E ALARMES NOS CENTROS DE OPERAÇÃO	37
2.3.3. Diagnóstico de faltas	38
2.3.4. Principais dificuldades	40
2.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	42
3. SISTEMAS INTELIGENTES	43
3.1. SISTEMAS ESPECIALISTAS	43
3.2. SISTEMAS <i>FUZZY</i>	46
3.3. REDES DE PETRI	49
3.3.1. Definição formal	50

3.3.2. Representação matricial.....	50
3.4. REDES DE PETRI <i>FUZZY</i>	51
3.4.1. Definição formal	51
3.4.2. Representação gráfica	53
3.4.3. Execução da RPF	54
3.4.4. Exemplo de execução da RPF	58
3.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	60
4. MATERIAIS E MÉTODOS	62
4.1. MATERIAIS	62
4.1.1. Sistema teste 1 – Falta na Região Metropolitana de Curitiba.....	65
4.1.2. Sistema teste 2 – Falta na SE FRA 230kV.....	69
4.2. MÉTODOS	73
4.2.1. Área <i>offline</i>	74
4.2.1.1. Redes de Petri <i>Fuzzy</i> para linhas de transmissão	77
4.2.1.2. Redes de Petri <i>Fuzzy</i> para transformadores de potência	83
4.2.1.3. Redes de Petri <i>Fuzzy</i> para barras em subestações.....	84
4.2.2. Área <i>online</i>	87
4.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	90
5. TESTES E RESULTADOS	91
5.1. EXECUÇÃO DA METODOLOGIA.....	91
5.1.1. Sistema teste 1 – Falta na Região Metropolitana de Curitiba.....	91
5.1.2. Sistema teste 2 – Falta na SE FRA 230kV.....	95
5.2. COMPARAÇÃO COM A TÉCNICA ORIENTADA A LOCALIZAÇÃO	98
5.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	101
6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	102
REFERÊNCIAS.....	104
ANEXOS	111
APÊNDICES	119

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTO

Até a década de 1970, os mercados de energia eram considerados monopólios naturais, onde a verticalização era fator primordial para garantir o equilíbrio do sistema. No final da década de 1980 as entidades do setor de energia (com grande presença estatal em todos os segmentos) confrontaram-se com ideias de que o monopólio inibia os mecanismos de incentivo à eficiência e modicidade tarifária (KIRSCHEN e STRABAC, 2004), além de limitar a realização das obras necessárias, por restrições à livre contratação e pela limitação de investimento do Estado. Estas evidências impulsionaram a reforma dos mercados elétricos, iniciada a partir da década de 1990.

No Brasil, acompanhando as tendências neoliberais internacionais, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico em 1996, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Foi a tentativa inicial de passar do monopólio ao sistema livre de formação de preços. Segundo Ferreira da Silva (2007), entre as principais características deste modelo estão a desverticalização das empresas de energia elétrica e o incentivo à competição, além de modificar a natureza da intervenção estatal: de produtor para regulador através das privatizações. Esta reforma, fundamentalmente competitiva, obrigou as empresas do setor (agora em maioria agentes privados) a continuamente melhorarem seus procedimentos para maximizar o lucro e a qualidade no atendimento.

Neste ambiente de constante evolução, a tecnologia e a experiência possuem papéis incontestes. A supervisão e controle remoto de equipamentos através de recursos de informática e telecomunicações por uma gerência centralizada, como um Centro de Operação do Sistema (COS) permite aumentar a eficiência dos processos das entidades do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Esta infraestrutura tecnológica e humana concentra ações sistêmicas e coordenadas na área elétrica em questão, contemplando a estabilidade entre carga e demanda de energia para os consumidores.

A interface entre o profissional do COS e o SEP é através de uma arquitetura computacional chamada de Sistema de Supervisão e Controle (SSC), onde as condições do sistema elétrico monitorado são apresentadas aos operadores praticamente de forma instantânea. Especificamente para os sistemas de transmissão e subtransmissão de energia elétrica, o SSC é chamado de *Energy Management System* (EMS).

As características dinâmicas do SEP podem ser demonstradas aos operadores através do SSC na função de alarmes. Eles sumarizam de forma ágil acontecimentos que necessitem de ações corretivas, sendo fundamentais para a supervisão e controle de muitas subestações (SEs) por um pequeno grupo de operadores.

Em situações normais de operação, ou em casos de faltas elétricas, os operadores utilizam desta funcionalidade somada à experiência humana como principais métodos para o entendimento da situação. A partir deste conhecimento, buscam-se alternativas para sanar ou evitar anomalias elétricas, seja através de meios remotos ou acionamento de equipes de manutenção locais.

1.2. MOTIVAÇÕES

O crescente aumento da complexidade, concorrência e da regulação nos mercados de energia fortaleceu a necessidade de atender recursos obedecendo aos critérios da qualidade, confiabilidade e da disponibilidade. Assim tornou-se necessário e vital para a continuidade de um integrante do setor elétrico prezar por estes critérios em todas as suas ações, inclusive na criação e manutenção dos centros de controle.

A partir da decisão do setor em centralizar suas operações, tomou-se conhecimento dos problemas e aceitaram-se os riscos inerentes a esta empreitada levando em conta seus benefícios.

Ressalta-se a importância da correta e rápida interpretação de uma situação elétrica pelos profissionais dos centros, onde os alarmes são fontes principais da visualização do SEP. O diagnóstico preciso evita ou ameniza faltas que podem ocasionar uma desastrosa combinação de desligamentos nos sistemas interconectados, culminando em um blecaute de grandes proporções.

É fator motivador o estudo de técnicas que melhorem a visibilidade e interpretação dos operadores dos centros de operação, garantindo agilidade e segurança nas ações tomadas.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia para o diagnóstico de alarmes em sistemas elétricos possibilitando acelerar a recomposição em caso de contingências elétricas.

1.3.2. Objetivos específicos

Este estudo contempla os seguintes objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre automação e proteção de SEs, além de avaliar o estado da arte na área de diagnóstico de alarmes no SEP;
- Revisar conceitos de técnicas de Inteligência Artificial (IA) procurando as melhores alternativas para a solução do problema proposto;
- Desenvolver uma metodologia de diagnóstico de alarmes baseada em IA para localizar e classificar anormalidades operativas no SEP;
- Programar um algoritmo computacional baseado na metodologia proposta de forma a servir como plataforma de testes;
- Aplicar a metodologia proposta em situações reais baseado em histórico de acontecimentos elétricos;
- Analisar e validar os resultados desta metodologia buscando a melhor solução para o problema;
- Comparar os resultados da metodologia com propostas encontradas na literatura técnica.

1.4. JUSTIFICATIVA

A partir da apresentação de um evento ou alarme no EMS, o operador deve buscar na experiência e em instruções previamente escritas, a sua interpretação para verificar a possibilidade de se tratar de uma situação normal de operação, o início de uma situação crítica, ou se é fruto de uma contingência elétrica.

Em situações normais de operação, os profissionais do COS atuam realizando o entendimento racional dos eventos e alarmes, visto que a quantidade destes em situações normais é baixa. Esta interpretação é realizada rapidamente, visto a simplicidade e automatismo da supervisão do sistema elétrico.

O maior problema reside nas situações complexas onde muitas variáveis devem ser analisadas, incluindo a questão do tempo de recomposição. Em casos de faltas elétricas, é comum excessos de eventos e alarmes. Esta situação torna-se pior ao se deparar com situações onde a interpretação é duvidosa devido a eventos ou alarmes apresentados erroneamente no SSC. Em geral, as situações complexas estão relacionadas a grandes faltas elétricas, onde a correta avaliação da situação é primordial para a tomada de decisão operacional. Este diagnóstico deve ser tomado pelos operadores conforme dados apresentados no EMS.

A partir desta análise, procura-se elaborar de uma metodologia para o diagnóstico de alarmes no SEP através do COS, principalmente para o atendimento em faltas elétricas. Esta metodologia será pilar importante para aumentar a segurança e desempenho operacional.

1.5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O tema abordado é bastante amplo, percorrendo diferentes áreas de estudo. A intenção desta seção é demonstrar as principais linhas de pesquisa relacionadas ao processamento e diagnóstico de eventos e alarmes, apresentando soluções encontradas na literatura técnica.

São apresentadas arquiteturas e metodologias gerais, descrevendo de maneira topológica sistemas que realizam o diagnóstico em questão. Também são apresentadas duas técnicas utilizadas em estudos que colaborarão para o trabalho. Além de apresentar uma extensiva pesquisa a respeito das técnicas de IA na área.

1.5.1. Arquiteturas e metodologias gerais

Wang, *et al.* (2005) propuseram um sistema multicamadas para o diagnóstico de faltas onde as tarefas foram divididas em níveis de responsabilidade. Esta divisão agregou tratamento distribuído atribuindo obrigações em hierarquia. Os níveis inferiores devem processar alarmes, analisar faltas locais e determinar local da ocorrência, razão e possíveis soluções, além de prover sintomas de possíveis blecautes ao nível elevado e de aceitar sugestões de precauções provenientes do nível superior. O nível superior possui a capacidade de explorar e encontrar relacionamentos sobre faltas baseadas nas informações enviadas pelos níveis inferiores, demonstrar precauções e sugestões sobre potenciais blecautes, enviar esquemas de remediações para os níveis inferiores, além de comunicar com outros sistemas de alto nível sobre questões relacionadas a blecautes em múltiplas regiões.

Esta divisão de tarefas também é encontrada na pesquisa de Wu, Kezunovic, Kostic (2007). A FIGURA 1.1 destaca os dois níveis de processamento, sendo o EAP (*EMS-level Alarm Processor*) responsável basicamente pela análise de alarmes de diversas SEs e o SAP (*SAS-level Alarm Processor*) por atribuições locais, além de mostrar os geradores de dados simulados abastecendo de informações a plataforma.

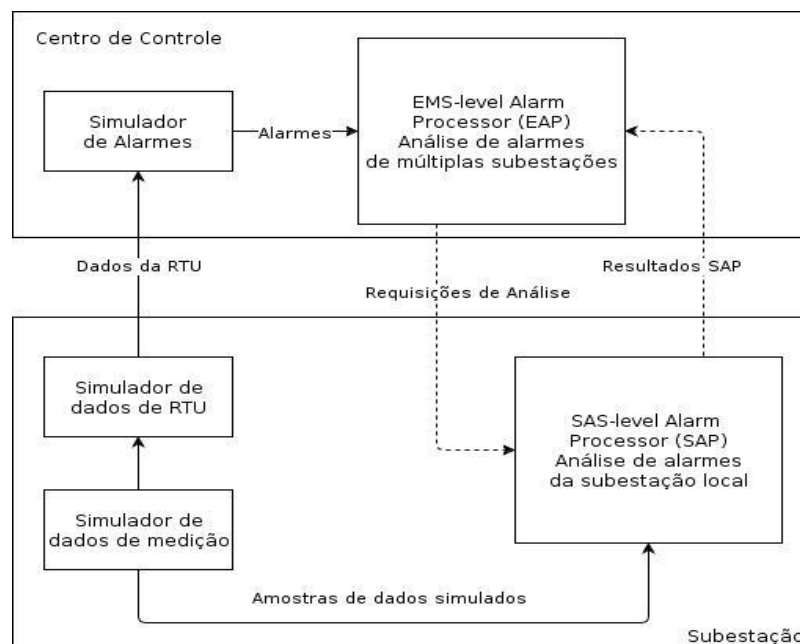


FIGURA 1.1 ARQUITETURA PROPOSTA EM DOIS NÍVEIS (EAP E SAP)
FONTE: ADAPTADO DE Wu, Kezunovic, Kostic (2007)

No trabalho de Kyriakides, Stahlhut e Heydt (2007) foi proposto um algoritmo para a nova geração de processadores de alarmes. Segundo os autores, os *softwares* contemporâneos para processamento e diagnóstico de alarmes devem prover uma APU (*Alarm Process Unit*) onde esta apresentaria em sua saída, a priorização de alarmes, recomendações de ações de controle, assistente de decisões e atuação em controles remotos. Estão previstas como entradas da APU, além dos alarmes, medidas analógicas e diversas opções para o operador controlar esta unidade. A FIGURA 1.2 demonstra basicamente os conceitos envolvidos neste algoritmo.

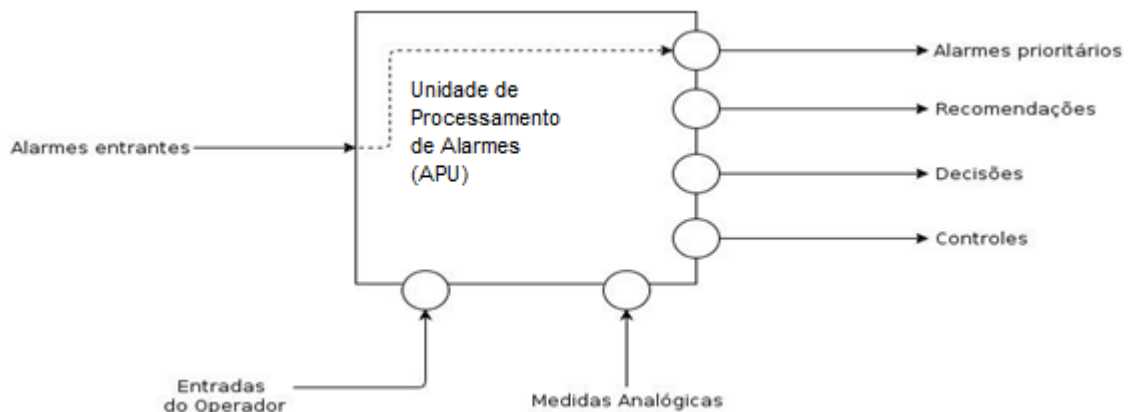


FIGURA 1.2 UMA FERRAMENTA DE PROCESSAMENTO DE ALARMES (APU)
 FONTE: ADAPTADO DE Kyriakides, Stahlhut e Heydt (2007)

O algoritmo proposto atende aos requisitos da APU proposta. Nesta, os alarmes entrantes são primeiro classificados em relação a sua usabilidade, após passam por uma determinação de potencialidade, se for um caso isolado, sem efeitos maiores, pode simplesmente ser mostrado ao operador em uma Interface Humano Máquina (IHM) secundária. Caso contrário, é então verificada a criticidade do mesmo, se for suficientemente perigoso, ele será imediatamente mostrado através de IHM, aguardando reconhecimento deste alarme pelo operador. O alarme é então indicado ao processamento de alarmes propriamente dito onde é realizada a identificação da causa e classificação de prioridades. Seu diagnóstico é realizado através de uma base de conhecimentos previamente cadastrada. Finalmente, se o sistema reconhecer que o alarme pode ser tratado através de uma solução

automatizada, será executado a medida cadastrada. Caso contrário, deve ser emitido somente parecer para o operador sobre recomendações a serem tomadas.

1.5.2. Correlação e triagem

Para atender às demandas do diagnóstico de alarmes, Clemente (2008) utilizou técnicas de correlação, podendo ser definida em linhas gerais como a interpretação conceitual de múltiplos eventos, que leva à atribuição de um novo significado aos eventos originais, aumentando o nível de informação original.

Jakobson e Weissman (1997) definiram operações de correlação que podem ser utilizadas no problema para manipular os eventos de forma a melhorar o diagnóstico operacional.

Outro exemplo foi encontrado na pesquisa de Pires (2010), onde demonstra que a correlação entre diferentes alarmes pode ser utilizada para reduzir a quantidade e enriquecer o significado dos eventos mostrados para o operador, podendo ser muito útil para tarefas de diagnóstico de falhas e análise de causa raiz.

Segundo Antunes (2011), grande parte do problema causado pela “avalanche de alarmes” é resolvida por meio de uma triagem eficaz dos alarmes e sinalizações de proteção, que desconsidera todas as informações que não colaboram para a compreensão dos eventos. Neste trabalho, fez-se uma pré-análise dos eventos classificando-os através de bases de relacionamento, facilitando a visualização, organização e filtragem dos alarmes realmente necessários para o diagnóstico da ocorrência.

1.5.3. Inteligência artificial

A área de IA é fortemente empregada nas pesquisas do ramo, sendo os sistemas especialistas, uma das técnicas mais utilizadas para diagnosticar eventos e alarmes do SEP. Segundo Liberato e Meza (2010), o conhecimento e a experiência dos especialistas humanos explorados para a construção de um conjunto de regras, forma o mecanismo de inferência utilizado para a produção de diagnósticos em tempo real.

No trabalho de Cheng, Chen e Peng (1991) foi descrito um sistema especialista capaz de analisar faltas elétricas em uma SE de uma usina térmica. Segundo os autores, o sistema foi capaz de verificar os alarmes, e baseado em inferências, determinar o local e tipo da falta, além de citar uma explicação da ocorrência.

Ainda na área dos sistemas especialistas, pode-se citar Cheon, Chang e Chung (1993), onde os autores desenvolveram um protótipo para uma usina nuclear. Em evidência, a separação lógica na base de conhecimento entre o **processamento de alarmes** e o **diagnóstico**. Na primeira, estão alocadas regras básicas (filtros), já na parte de diagnóstico, três módulos de ação: o **módulo de emergência**, responsável por informar rapidamente aos operadores níveis considerados danosos, o **módulo de faltas**, com atribuição principal a determinação da causa raiz geradora dos alarmes, e o **módulo *followup***, responsável por recomendações aos operadores. Todos estes módulos utilizam o paradigma “**hipótese-teste**” que percorre todas as possíveis hipóteses de faltas, validando ou invalidando cada uma, até a correta diagnose. As informações incompletas ou insuficientes são tratadas com um fator de certeza, o qual responde pelo nível de credibilidade da evidência.

Candy e Taisne (2007) apresentou um caso prático de sistema especialista implantado em uma concessionária de energia norte-americana, assim como Brunner, *et al.* (1993). No primeiro trabalho, em destaque, está à utilização da representação *Chronicle*¹. No segundo, em evidência, a utilização de janelas temporais.

¹ *Chronicle* é uma estrutura de representação de conhecimento que define um determinado alarme a um contexto topológico específico com entradas definidas em um período de tempo pré-determinado.

Outro importante trabalho na área foi descrito por Seo, *et al.* (2005) onde a *Object Oriented Programming* (OOP)² foi utilizada para descrever componentes individuais representando elementos do SEP na base de conhecimento.

No Brasil, Araújo, Queiroz e Ferreira (1994) também utilizaram dos sistemas especialistas. Em destaque, a utilização de duas formas de inferência:

a) **Encadeamento progressivo**: parte-se do fato. O interpretador de regras busca as consequências do fato ocorrido. As condições (antecedentes) das regras são verificadas. Sendo satisfeitas, novos fatos são gerados e acrescentados à base de conhecimento;

b) **Encadeamento regressivo**: parte-se de uma hipótese (meta a ser provada). Reduz-se a meta a um conjunto de submetas até se chegar a fatos conhecidos. Satisfeitos os fatos, a meta é acrescentada à base de conhecimento.

Faltas no SEP podem ser extremamente complexas dificultando a manutenção de uma base de regras confiável em um sistema especialista. Isto é tão válido quanto maior o sistema de potência a ser analisado. Construir regras para cada possível falta se torna uma tarefa extremamente árdua, assim como manter as regras atualmente instaladas em um sistema altamente dinâmico.

Sabendo da dificuldade destes sistemas em fornecer um nível de amadurecimento para suas regras-base tais que suas bases de conhecimento possam ser facilmente mantidas, Zhao, *et al.* (2005) construíram um sistema que

² OOP é um paradigma de programação que utiliza “objetos” (estruturas de dados formadas através de campos de dados que interagem através de métodos). Entre suas principais características estão à abstração de dados, encapsulamento, modularidade, polimorfismo e herança.

utiliza a técnica de notação BNF (Backus-Naur Form)³, procurando facilitar a manutenção de regras na base de conhecimento.

A manutenção das bases de conhecimento nos sistemas especialistas embora problemática, não é tão crítica quanto a dificuldade de tratar padrões novos ou corrompidos.

Por outro lado, métodos baseados em Redes Neurais Artificiais (RNAs) são capazes de aprender sobre um dado problema contornando as limitações de informações novas ou corrompidas. Uma vez treinada, as redes neurais são capazes de generalizar e apresentar resultados rapidamente. O treinamento acontece baseado em casos históricos, tornando o diagnóstico de alarmes uma questão de reconhecimento de padrões. Chan (1989) apresentou um estudo com 100% de sucesso para o ambiente de testes (sem alarmes faltantes nas entradas da RNA). Trabalho semelhante foi encontrado em Cheon, Chang e Chung (1993).

Já em Rodrigues, Souza e Schilling (1999), foram mostrados avanços segmentando a área de observação em diversas RNAs. As atividades das LNCs (*Local Neural Classifiers*) foram referenciadas sobre o sistema de potência mostrado na FIGURA 1.3. As entradas das LNCs são respectivamente componentes resultantes dos estados dos relés e equipamentos de manobra (FIGURA 1.4) de cada área. As saídas de cada LNC contém a identificação dos elementos em falta. Uma abordagem similar foi utilizada em Karunakaran e Karady (1991).

³ A *BNF* é uma meta-sintaxe utilizada para expressar gramáticas livres de contexto. É largamente utilizada como notação para as gramáticas de linguagens de programação, conjuntos de instruções e protocolos de comunicação.

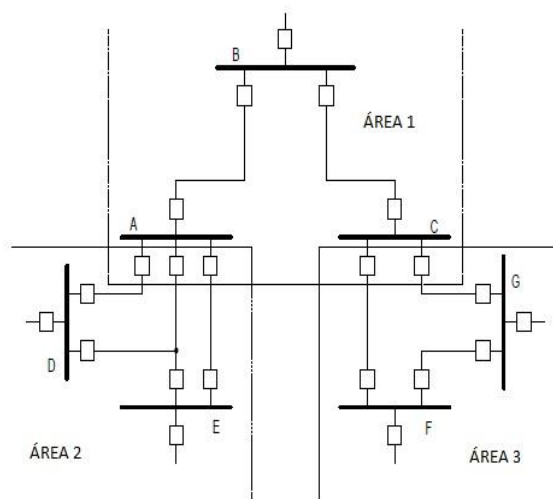


FIGURA 1.3 SEPARAÇÃO DE ÁREAS COM DIFERENTES LNCS

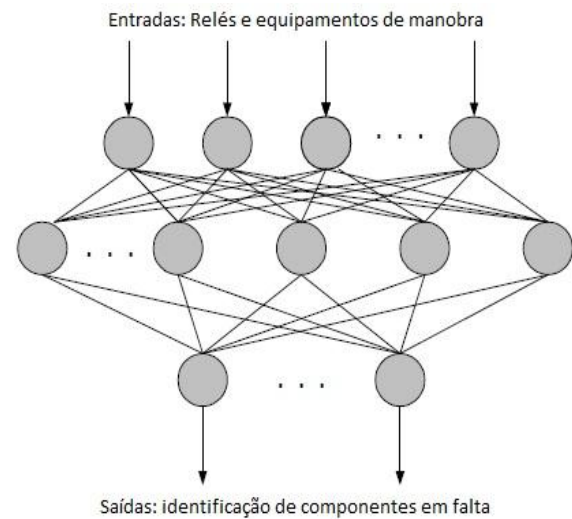


FIGURA 1.4 RNAs PARA O DIAGNÓSTICO DE ALARMES

FONTE: ADAPTADO DE Rodrigues, Souza e Schilling (1999)

Na pesquisa de Ma, Gu e Wang (2007) foi proposto um sistema de diagnóstico de faltas composto por três sub-redes neurais. De acordo com as extensões de risco e a ocorrência de diferentes frequências, as faltas estão divididas em graus distintos. Quanto maior o grau, maior o número de sub-redes neurais utilizadas. A simulação de resultados mostra que a montagem da rede neural com base no conceito de gradação de culpa é de efeito muito satisfatório para o diagnóstico de falhas de circuitos elétricos.

Um grande problema pode surgir quando um conjunto incompleto de dados históricos é utilizado para treinamento. Por exemplo, se uma família de eventos não consta na base de treinamento (nunca ocorreu uma ocorrência deste tipo), a RNA não poderá “aprender” este padrão (generalização incorreta), podendo produzir um resultado incorreto (NEIS, 2006). Considera-se o fator histórico como essencial para o correto treinamento das redes neurais.

Para Meza, *et al.* (2001 e 2006), as incertezas do processamento de alarmes para a localização de defeitos podem ser levadas em consideração através da obtenção de relações *Fuzzy* capazes de representar o grau de associação entre padrões de alarmes e os componentes do sistema. Pesquisa similar é apresentada em Chang, *et al.* (1996) e Gautam e Bhuria (2011).

No trabalho de Choi, *et al.* (1995) foi proposto um sistema de diagnóstico baseado em relações entre alarmes e estados anormais de equipamentos por meio de relações nebulosas.

A utilização das Redes de Petri (RPs) também foi utilizada para o diagnóstico, sendo descritas em Lo, Ng e Trecat (1999) e Jingbo e Longhua (2006) para o diagnóstico em SEs e linhas de transmissão (LTs), assim como Zhang, *et al.* (2010) e Ashouri, Jalilvand e Noroozian (2010). No Brasil, Sampaio, Barroso e Leão (2005) validaram os conceitos desta solução em dados de uma concessionária elétrica.

Peng, *et al.* (2009) apresentam vantagens da utilização de estampas de tempo diretamente nos modelos destas redes. Georgilakis, *et al.* (2006) realizaram uma extensa pesquisa sobre a utilização de RPs no diagnóstico de faltas em transformadores de potência atrelados a ações de manutenção.

Ainda que a literatura apresente resultados significativos utilizando técnicas de IA simples, diversos autores começaram a integrar sistemas inteligentes a procura de melhorias.

Khosla e Dillon (1992) propuseram uma metodologia genérica sobre a utilização de sistemas híbridos com a fusão de SEs com RNAs. Ainda nesta área, Liberato e Meza (2010) apresentaram uma solução validada por operadores, onde conseguiram um ótimo desempenho, sendo possível identificar corretamente falhas, mesmo com padrões não utilizados no processo de treinamento.

Monsef, Ranjbar e Jadid (1997) apresentaram uma integração entre sistemas especialistas e a lógica *Fuzzy*. Em destaque, a padronização entre diversas topologias para avaliação.

Park (2001) considerou uma das áreas que conseguiu mais sucesso nas técnicas de IA para a interpretação de alarmes foi a integração de redes neurais com a lógica nebulosa. Souza (2004), Aboshosha (2010) e Meza, *et al.* (2001 e 2006) apresentaram integrações entre RNAs e lógica nebulosa.

Outra técnica utilizada para o diagnóstico envolve o relacionamento entre a lógica *Fuzzy* e as RPs, conforme apresentado por Gao, *et al.* (2003). Embora este modelo tratasse sobre o diagnóstico de faltas em turbinas, muitos trabalhos dedicados ao SEP foram construídos.

Em sua maioria, o diagnóstico de alarmes no SEP através das RPFs ocorre a partir dos dados dos disjuntores (DJs) e dos relés de proteção, realizado pelos

mecanismos de raciocínio *Fuzzy*, baseado em graus de veracidade (indicadores linguísticos) e cálculos das lógicas através das RPs. Trabalhos na área são descritos por Sun, Qin e Son (2004), Haiwen, Haibin e Xingshan (2006), Xiao-long e Li-ran (2007), Luo e Kezunovic (2008) e Jian-wei, *et al.* (2010). Todos os trabalhos relacionados ao diagnóstico de alarmes utilizando RPFs anteriormente descritos foram extensivamente utilizados para o desenvolvimento deste trabalho, sendo referências importantes para a ideia geral da pesquisa. Destaca-se o extensivo trabalho de Luo e Kezunovic (2008), o qual apresentou uma metodologia completa para a estimação de seção em falta baseado em RPFs, que constituiu o ponto de partida para o desenvolvimento dos modelos propostos nesta dissertação.

1.6. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A estrutura deste trabalho está dividida em seis capítulos, sendo o primeiro, o capítulo introdutório, onde se descreve a problemática, bem como a motivação e justificativa da pesquisa.

No capítulo 2, serão discutidos assuntos gerais sobre o diagnóstico de faltas no SEP. Serão revistos conceitos de filosofias de proteção e automação. Também serão tratados os procedimentos gerais da operação e do diagnóstico de faltas através do SSC do COS.

Segue-se com o capítulo 3, onde será realizada uma pesquisa bibliográfica acerca das principais técnicas de inteligência artificial e da utilização de algumas destas técnicas de forma híbrida, em específico a fusão entre Redes de Petri (RPs) com a lógica *Fuzzy*.

No capítulo 4, será proposta uma metodologia a ser utilizada para o diagnóstico da falta com base histórica do EMS da Companhia Paranaense de Energia (Copel). Este modelo servirá como base para a construção de uma ferramenta computacional para testes e validação do modelo. São apresentadas as análises de duas faltas elétricas: SE UMB 230kV e a contingência na SE FRA 230kV, que compõe os materiais utilizados neste trabalho.

Já no capítulo 5, são realizados testes para verificar os resultados apresentados pelo modelo desenvolvido sobre as faltas apresentadas previamente.

Também é apresentada uma comparação de resultados entre diferentes modelos encontrados na literatura técnica.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões e trabalhos futuros acerca da pesquisa.

2. DIAGNÓSTICO DE EVENTOS NO SISTEMA DE POTÊNCIA

A energia elétrica é fator fundamental para o crescimento socioeconômico de um país. Devido a isso, os diversos integrantes do SEP nacional (concessionárias, órgãos fiscalizadores, clientes, entre outros) constantemente buscam a excelência técnica. Esta é alcançada em grande parte, segundo Ferreira (2007), devido aos avanços tecnológicos necessários para atender as mudanças introduzidas pela desregulamentação do setor que exigem das empresas uma alta qualidade de fornecimento de energia elétrica, bem como uma alta disponibilidade de seus ativos.

Este capítulo aborda conceitos importantes sobre os sistemas de proteção e automação de SEs. Ainda, considera temas sobre a organização hierárquica e os sistemas de supervisão e controle remotos. Além de apresentar definições, características, benefícios e desvantagens dos eventos e alarmes nos centros de operação.

2.1. SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Os sistemas de potência, inclusos em sua maioria em ambientes sujeitos à intempéries necessitam de dispositivos encarregados de executar funções de proteção elétrica a fim de minimizar casos infortuitos (permanentes ou temporários). Mais do que isso, estes equipamentos necessitam de uma estratégia, planejada e estudada não somente para proteger os sistemas e seus componentes contra faltas, mas também proteger as partes sãs dos efeitos destas (ANDERSON, 1998).

A complexidade da estratégia em questão aumenta conforme o crescimento do sistema elétrico (mais ramos de transmissão e distribuição), e também com a crescente diversidade de equipamentos, tecnologias e padrões adotados nas diversas SEs da malha elétrica.

Os sistemas de proteção devem ser elaborados obedecendo à premissas. Estas são conhecidas na literatura técnica como “filosofias de proteção”, as quais devem ser conduzidas de forma a:

- Isolar a menor parte possível do sistema (critério da seletividade) em caso de faltas (exemplo: o sistema de proteção deve agir de forma a isolar uma LT com sobrecarga inadmissível dos demais equipamentos do SEP sem afetá-los);
- Isolar o problema em um tempo mínimo (critério da rapidez) a fim de reduzir os danos aos condutores, equipamentos e humanos (exemplo: em caso de sobrecarga em uma LT, o sistema de proteção deve abrir seus DJs nas extremidades o mais rápido possível);
- O sistema de proteção deve ser confiável (critério da confiabilidade). Entende-se como confiabilidade, a máxima probabilidade de um dispositivo de proteção funcionar corretamente quando sua atuação for requerida (SOUZA, 2008).

2.1.1. Zonas de proteção

Os equipamentos do SEP que necessitam de proteção estão alocados em áreas protegidas chamadas de zonas de proteção.

Muitas vezes, os dispositivos protegidos pertencem a mais de uma zona de proteção (superposição). Isto causa maior segurança, pois mais equipamentos de proteção fazem a segurança do mesmo conjunto de equipamentos do SEP. Caso ocorra a falha do equipamento de proteção primária, outro dispositivo de proteção que esteja assistindo a mesma zona pode realizar a segurança dos equipamentos em questão (proteção secundária). Como exemplo, na SE da FIGURA 2.1, se as LTs (LT 1, LT 2, ..., LT n) estiverem energizadas, caso ocorra falta na LT 1 e o DJ 1 (zona 1) não abrir, a BARRA AT deve ser desenergizada (abrindo todos os DJs energizados conectadas a esta barra), pois a proteção pertencente à zona 5 atua eliminando a falta.

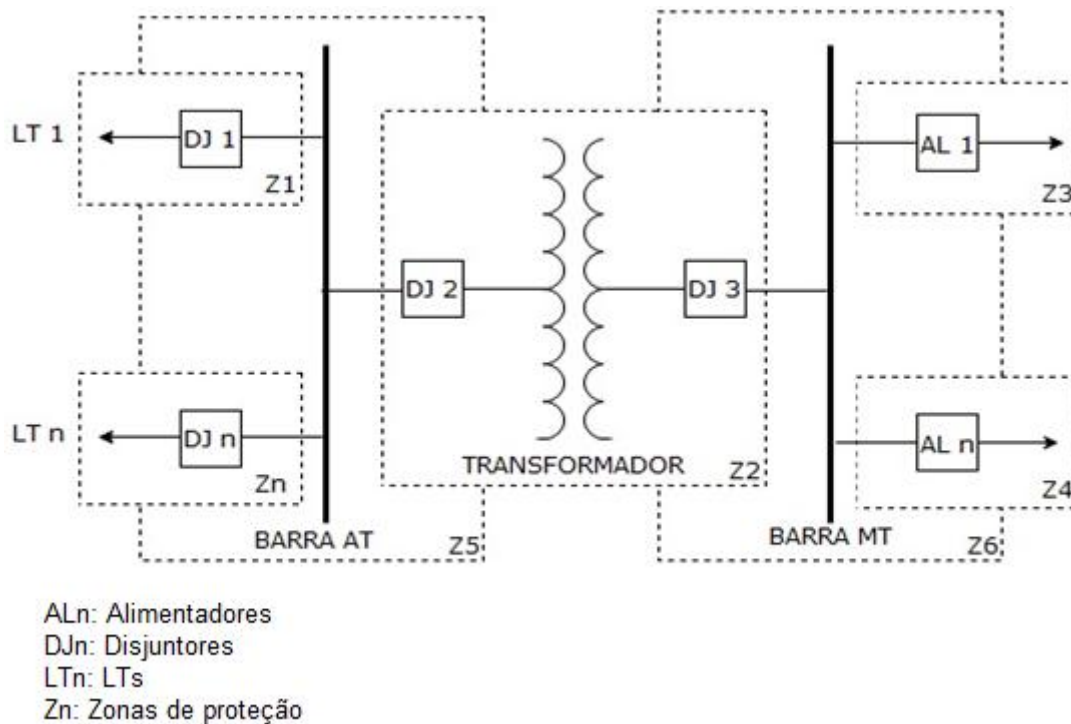


FIGURA 2.1 ZONAS DE PROTEÇÃO
 FONTE: ADAPTADO DE Blackburn (1997)

2.1.2. Relés de proteção

O sistema de proteção tem sua base nos relés. Os relés são dispositivos que operam com certos princípios físicos em que, detectando-se uma situação anormal, acima ou abaixo de um valor parametrizado, produz o comando para a abertura de um equipamento de manobra, a fim de cessar a causa de determinado problema (JARDINI, 1999).

O relé normalmente é instalado em bastidores que concentram cabeamento próprio que trazem sinais de informações relevantes para sua atuação como, dados de transformadores de corrente (TCs), transformadores de potencial (TPs), equipamentos de manobra, unidades de aquisição, entre outros. Este cabeamento serve como entrada para os relés, que processam esta informação (de forma analógica ou digital), produzindo em sua saída outros sinais de informação (por exemplo, a saída pode ser um sinal referente a um disparo de DJ). Esta saída também é enviada através de cabeamento próprio até os seus respectivos equipamentos destino.

Construtivamente os relés são dispositivos com rápida resposta a uma condição de entrada. No início, funcionavam com base no princípio de conversão de energia elétrica em mecânica (relés eletromecânicos). Mais tarde, estes foram substituídos pelos relés estáticos, os quais eram constituídos de componentes eletrônicos (permitiram mais aplicações). Atualmente, os relés são construídos a partir de tecnologia microprocessada, sendo denominados relés numéricos e englobam diversas proteções em um único equipamento. Estes são poderosas ferramentas, as quais permitem maior confiabilidade e eficiência na proteção e controle dos equipamentos do SEP (MOUTINHO, 2008). São as saídas dos relés numéricos que serão discutidas no decorrer do trabalho.

As informações sobre atuações das proteções devem ser informadas para os operadores tomarem ações cabíveis (por exemplo, a atuação de um relé 63 em conjunto com o relé diferencial indica a necessidade de intervenção humana de manutenção em um transformador de potência). Além disso, as informações analógicas e de estado de equipamentos que constantemente são utilizadas pelos relés, também servem de apoio para a tomada de decisão (por exemplo, os operadores podem verificar em tempo real o valor de uma corrente em determinado ponto supervisionado, além de verificar o estado de um equipamento de manobra).

Ainda existem casos em que os operadores atuam sobre os relés (por exemplo, a abertura de um equipamento de manobra por uma intervenção programada). Ademais, existem relés numéricos capazes de mostrar a localização da falta em medidas geográficas de distância (com erro relativo). Estes são compostos de algoritmos previamente parametrizados para a LT em questão.

Atualmente, os relés numéricos possuem interfaces digitais (protocolos padronizados) que alimentam com informações ou aceitam entradas provenientes dos sistemas de automação. Os mais modernos possuem interface de sincronismo (GPS⁴) permitindo em caso de atuação de proteção, a transferência desta

⁴ *Global Positioning System* (Sistema de Posicionamento Global) é um sistema de navegação por satélite que fornece a posição e a informação horária, a qualquer momento e em qualquer lugar da Terra.

informação para o sistema de automação em conjunto com o horário real de acontecimento (estampa de tempo).

Os relés normalmente são alocados em duplicidade (proteção principal e alternada) para cada elemento ou conjunto a serem protegidos. Estes relés possuem a possibilidade de fazer a verificação de disponibilidade um do outro, por exemplo, caso ocorra à falha de um dos relés, o relé adjacente irá enviar ao sistema de automação um alerta.

2.1.3. Funções de proteção

Por estar sujeito a uma diversidade de falhas, no SEP são utilizados diversos modelos de proteção, cada um respondendo a uma característica específica (normalmente atrelado à proteção utilizada). Os diversos tipos foram normalizados em um padrão aceito internacionalmente. Por ser a mais utilizada e a mais aceita mundialmente, a norma ANSI é a escolhida, sendo sua codificação apresentada no anexo A. O anexo B demonstra o funcionamento básico dos relés encontrados neste trabalho.

2.1.3. Registradores digitais de perturbação

A oscilografia é caracterizada pela medição de grandezas de tensão e corrente com alta resolução no domínio do tempo e cujo registro, que tem uma duração pré-definida, ocorre em consequência da detecção de uma perturbação elétrica (TCHEOU, 2005). O registro de perturbação pode ser realizado por relés, ou equipamentos exclusivos, chamados Registradores de Perturbações (RDPs).

Embora a capacidade de registro de eventos esteja presente nos relés de proteção, os RDPs são amplamente utilizados, pois, além da pequena capacidade de armazenamento de dados dos relés de proteção, quando ocorre a danificação destes relés, perdem-se as informações da falta (KREFTA, 2008). Trabalhando em paralelo com os relés, estes registradores tornam-se importantes para a análise pós-falta. Para garantir o registro de eventos, estes dispositivos são configurados de

forma a ter um alto grau de sensibilidade, às vezes até maior do que parametrizado nos relés.

Os RDPs normalmente estão alocados em rede exclusiva de comunicação e permitem acesso remoto. Outra característica importante é sua interface com o sistema de automação. A cada partida de registro, o RDP envia um sinal de início de registro para os operadores via sistema de automação, caracterizando uma possível anomalia elétrica.

2.1.4. Serviços auxiliares de subestações

Para manter a disponibilidade das funções de uma SE para o SEP, é necessária uma alimentação eficiente para seus equipamentos, tanto em corrente contínua como em corrente alternada, mesmo em condições de interrupção de fornecimento de energia. Os serviços auxiliares são os responsáveis por energizar os circuitos internos das SEs.

Nos circuitos das SEs, existem cargas que devem ter suprimento de energia ininterrupta, sendo alimentadas em corrente contínua. Esta alimentação é independente das condições do sistema de potência principal. Neste nível, estão alocadas as cargas para suprir os dispositivos de proteção, controle e supervisão.

Normalmente requerem fontes de alimentação confiáveis, constituídas por baterias, associados a retificadores e carregadores de baterias. Em regime normal, os carregadores de bateria fornecem corrente às cargas de serviços auxiliares a ao conjunto de baterias, mantendo estas sempre carregadas. Os bancos de baterias suprem as cargas automaticamente, perante a eventual perda da fonte que alimenta os carregadores. É comum adotar a tensão de contínua de 125V para esta alimentação.

Nas SEs, existem cargas diferentemente das permanentes, que admitem pequenas interrupções. Alguns exemplos: carregadores de baterias, motores para acionamento de DJs e seccionadores, equipamentos de comunicação, entre outros.

Em grande parte, o serviço em corrente alternada é alimentado diretamente pelo transformador de serviços auxiliares ou sistema de geração própria.

2.2. SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE

Entendem-se como SSCs, os que permitem aos operadores realizarem a supervisão e o comando de ativos no SEP. Segundo Ferreira (2007), isto é possível através da aquisição de pontos de entrada (analógicos, digitais, etc.) e do controle de pontos de saída (comando em equipamentos do SEP). Estes pontos são criados logicamente dentro do sistema descrevendo em síntese a função operacional da supervisão em questão. Historicamente, estes sistemas trabalhavam de forma local, mais tarde, incorporaram-se meios de telecomunicação, aumentando a eficiência operacional, concentrando a supervisão e comando em centros.

2.2.3. Arquitetura de supervisão e controle

A arquitetura de supervisão e controle é composta por vários níveis hierárquicos de atividades. Esta depende de cada integrante do setor elétrico, mas basicamente, provê meios para que diferentes níveis operacionais possam trabalhar de forma paralela e coordenada. Embora os níveis desta hierarquia exemplificada na FIGURA 2.2 confundam-se com divisões operacionais, aqui se citam estes planos no contexto de arquitetura de *hardware* e *software* necessários para a operação realizar suas funções. Neste quadro, competem as seguintes funções:

- *Substation Automation System (SAS)*: a SE provê meios de automação – UACs (Unidades de Aquisição e Controle), UCCs (Unidade Concentradora de Comunicação), relés, IEDs (*Intelligent Electronic Devices*), etc. para os próximos níveis hierárquicos. Neste nível são processadas informações (por exemplo, um telecomando), e são organizadas as informações (por exemplo, determinado valor de tensão) para envio aos demais planos superiores;
- Centro de Operação Regional (COR): este assume diversas nomenclaturas operacionais, por exemplo: COD (Centro de Operação da Distribuição), COE (Centro de Operação de Estações), entre outros. O COR recebe e envia informações provenientes do SAS concentrando seus dados e disponibilizando meios de supervisão e controle de diversas SEs simultaneamente. É provida de IHM e de

funções operacionais regionais. Podem se comunicar com o nível hierárquico superior;

- COS: este centro recebe as diversas informações provenientes do SAS ou COR de forma a concentrar as informações mais relevantes do SEP, provendo um meio de controle sistêmico para os operadores, podendo enviar comandos para os níveis inferiores.

Obviamente, este é um modelo conceitual. Em campo, muitas condições devem ser favorecidas para a obtenção deste paradigma. Por exemplo, na prática, muitas vezes o próprio COS busca informações diretamente do SAS por questões operacionais, este deve ser capaz de responder às ações requisitadas para o nível correto.

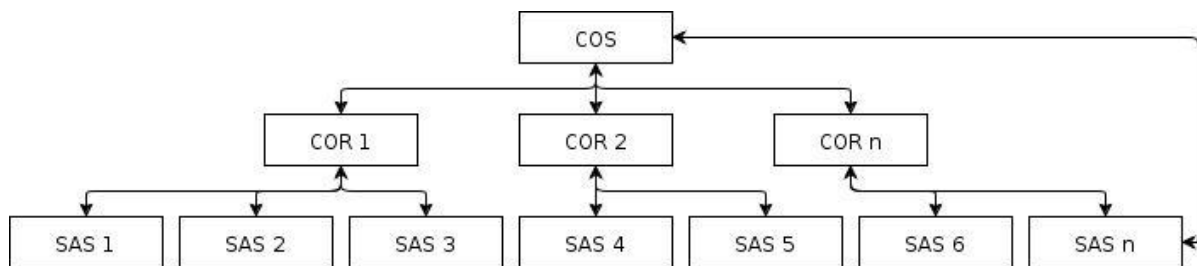


FIGURA 2.2 EXEMPLO DE HIERARQUIA CONCEITUAL DE SUPERVISÃO E CONTROLE
 FONTE: ADAPTADO DE Jardim (1999).

2.2.4. Automação local

O SAS basicamente é constituído de um barramento lógico (podendo até ser um barramento de rede), onde diversas UACs (também conhecidas como UTRs – Unidades Terminais Remotas) com SSCs se comunicam através deste até um nó central. As UTRs foram desenvolvidas com o objetivo de atuar como unidade de comunicação e interface entre os instrumentos de campo e um computador mestre (OLIVEIRA, 2005). Em paralelo, segundo Pereira, *et al.* (2009), os relés de proteção experimentaram notável evolução desde que a tecnologia digital foi adotada em sua fabricação, tendo-se transformado em dispositivos inteligentes, chamados de IEDs

de proteção que, além de agregarem maiores recursos às tarefas de proteção, são também capazes de participar das diversas funções de supervisão, controle e automação normalmente utilizadas em uma SE. Além disso, neste nível também podem ser encontrados equipamentos específicos que realizam a medição direta, ou que executam comandos.

A UCC é responsável por concentrar as informações entrantes através de um SSC (não necessariamente o mesmo das UACs), apresentando estes dados a uma IHM ou enviá-las para um centro de operação. Além de receber comandos locais ou a partir de outro sistema (por exemplo, o do COS), enviando-os para as UTRs, relés ou equipamentos próprios para comandos. O diagrama simplificado da FIGURA 2.3 demonstra um exemplo de barramento de automação local de uma SE.

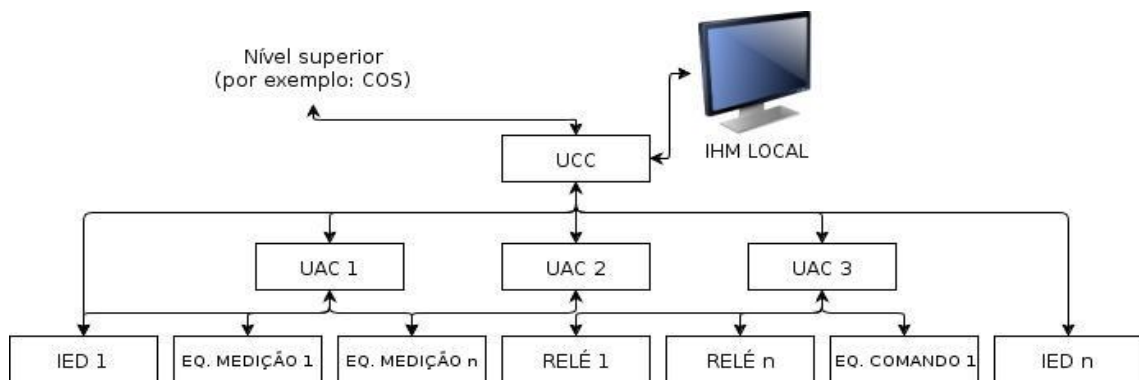


FIGURA 2.3 ARQUITETURA DE AUTOMAÇÃO LOCAL
FONTE: O autor (2012)

A comunicação entre as UTRs e os diversos componentes da SE, e a comunicação entre UCCs e UTRs se dá através de um módulo SCADA⁵ instalado em ambos os sistemas. Este módulo é responsável pela aquisição de informações e

⁵ *Supervisory Control and Data Acquisition* (sistemas de supervisão e aquisição de dados) são sistemas que utilizam *software* e *hardware* para monitorar e supervisionar as variáveis e os dispositivos de sistemas de controle conectados através de meios de comunicação.

realizar comandos nos diversos componentes da SE. Além deste módulo, destacam-se alguns elementos e respectivas funções inclusos neste sistema:

- Alarmes e eventos: organizar os dados de entrada e saída em listas sequenciais (podendo ser organizada por horário de acontecimento ou prioridade);
- Controle Automático de Tensão (CAT): controlar os níveis de tensão automaticamente através da leitura periódica dos valores de tensão em comparação com valores ótimos estipulados;
- Intertravamentos: travar logicamente determinada ação enquanto a execução de outra manobra estiver ativa;
- Funções especiais: realizar funções especiais como corte seletivo de carga, recomposição automática, entre outros;
- IHM: fornecer ao operador uma interface visual de controle e supervisão dos elementos de SE;
- Comunicação de dados: prover meios para comunicação de dados para centros de controle;
- Diagnóstico automático de equipamentos e módulos: verificar seus módulos e equipamentos a fim de diagnosticar falhas no sistema de automação;
- Elaboração de relatórios: elaborar relatórios de acontecimentos no sistema supervisionado ou no de automação.

Todas estas funções são encontradas em sistemas modernos de automação. Porém concentram-se em meios para a execução de funções operacionalmente locais. Com o advento e melhoria tecnológica, a supervisão direta dos operadores através dos sistemas de automação local foi substituída por centros de operação. Para Spritzer e Pereira Martins (2007), pouco a pouco, as empresas deram seus primeiros passos e começaram a utilizar equipamentos eletrônicos nas salas de controle para aquisição de dados da SE e envio remoto.

2.2.5. Centros de operação

Segundo Queiroz (2010), entende-se por centro de operação um ambiente provido de ferramentas e infraestrutura que permita aos seus operadores supervisionar, controlar e interagir com os sistemas e subsistemas hierarquicamente a este subordinado. Os centros de operação interagem com estes níveis executando funções remotamente antes executadas localmente. Com isso, muitas instalações elétricas podem permanecer desassistidas, sendo necessária intervenção local somente em caso de problema ou manutenção. Além da desassistência, os centros possuem profissionais altamente capacitados com grande experiência para a resolução de problemas, mesmo remotos. Outra vantagem é a melhor distribuição geográfica de equipes e de dispositivos sobressalentes, sempre coordenados por um conhecedor das condições do sistema elétrico, que em caso de emergência pode alocar equipes de manutenção próximas à ocorrência.

As informações provenientes das unidades hierarquicamente inferiores fazem deste núcleo operacional dos agentes do setor, um órgão classificado como “tempo real”. Este é designado assim, pois as informações são adquiridas via SCADA instalado no SSC do centro, e são mostradas na IHM relativamente sem atrasos (isto depende do tempo de varredura dos sistemas envolvidos).

Entre os diversos centros integrantes do SEP, destaca-se o COS. Este em constante sintonia com os demais centros próprios ou de terceiros, coordena a operação elétrica do SEP da região elétrica em questão. Salienta-se que o COS não é possuidor de uma visão completa de todos os acontecimentos das unidades elétricas em questão. Este apenas possui o conhecimento necessário para coordenar o SEP através de uma visão sistêmica.

Para tornar o COS viável, este deve ser provido de meios tecnológicos avançados, onde o EMS é peça fundamental. Entre as diversas características destes sistemas de gerenciamento, muitas são idênticas em funções com a dos encontrados na SSCs da automação local, contudo diferem na atuação. Por exemplo, o CAT local age no sentido de controlar a tensão da própria SE. Todavia o CAT do COS atua no controle de tensão do sistema. Em relação à IHM, as interfaces gráficas implantadas na automação local são referentes somente a necessidade local. No entanto, a IHM do COS fornece visualização mais inteligente

e rápida, pois existe a necessidade de supervisão e controle simultâneo em diversas instalações elétricas. Além disso, os seguintes submódulos são normalmente encontrados nos EMSs:

- Alarmes e eventos com opção avançada de filtros: devido a grande quantidade de informação, pode-se filtrar e classificar estas, de acordo com prioridades, sons ou outros padrões;
- Histórico em grande escala: por ser um concentrador de dados, o EMS normalmente armazena uma grande quantidade de dados, sendo tratado como repositório de informações;
- Análise de redes: aglutina várias funções ou programas matemáticos distintos (por exemplo, estimação de estados), que auxiliam na tomada de decisão da operação (BENEDITO, 2011);
- Visualização de eventos: os sistemas de gerenciamento contemporâneos possuem opções análise de acontecimentos exatamente no formato visível pelos operadores no momento da ocorrência;
- Cálculos em tempo real: qualquer cálculo pode ser realizado com os dados adquiridos mostrando seus resultados em tempo real;
- Comunicação intercentros: pode ser utilizado protocolo de telecomunicações específico para a transferência de dados entre diferentes centros;
- Controle de sequências: através de linguagem específica, o EMS pode ser configurado para executar funções pré-definidas automaticamente (execução temporal, ou através de gatilhos);
- Áreas de responsabilidade: os sistemas de gerenciamento mais modernos podem prover acesso a diferentes áreas (por exemplo: separação entre operadores responsáveis por diferentes áreas geográficas);
- DTS (*Dispatcher Training System*): é um sistema de treinamento, que simula ocorrências no SEP. Este é anexo ao EMS permitindo que operadores sejam treinados, também, na interação com o sistema computacional utilizado na operação, proporcionando maior facilidade na localização de informações relevantes e agilidade na execução das ações (CASTRO, 2007).

2.3. EVENTOS E ALARMES NOS CENTROS DE OPERAÇÃO

É comum deduzir os conceitos de evento e alarme, em “causa” e “consequência” respectivamente. Uma série de eventos no sistema elétrico deve alertar os operadores na forma de alarmes para este tomar as medidas cabíveis. Por exemplo, a abertura de um DJ antes fechado: entende-se que a causa foi apontada por inúmeras proteções atuantes, exibidas como eventos e a consequência foi à abertura do DJ, demonstrada através de alarmes. Portanto existe a necessidade de configurar nos sistemas supervisores quais pontos monitorados devem gerar eventos, e quais devem criar alarmes. Além de quais condições estes pontos devem possuir para justificar a geração de eventos ou alarmes.

Em geral, nos EMSs, os pontos de supervisão estão configurados para que qualquer alteração (importantes ou não) em campo que provoque diferença entre o estado atual e o anterior de um ponto de supervisão digital gere eventos. Isto também é válido para os pontos de supervisão analógicos parametrizados para gerar eventos quando chegarem a determinado valor.

Muitos pontos de supervisão monitorados são configurados para gerar alarmes, pois necessitam de atividade imediata dos operadores (por exemplo, abertura de um DJ anteriormente fechado). Para Cheng, Chen e Peng (1991), os alarmes no sistema de supervisão podem acontecer:

- a) Se um valor analógico ultrapassar um valor pré-determinado;
- b) Se um valor digital que representa o estado de um relé, ou uma chave muda;
- c) Se uma aplicação necessita de atenção por qualquer motivo do operador;

Além destas características, os sistemas mais modernos possuem listas visíveis através de IHM onde são armazenados eventos e alarmes. Estas, normalmente são estruturadas, em ordem cronológica de acontecimento, com níveis de prioridade e avisos sonoros. Dependendo dos dados compreendidos nestas listas e da observabilidade do sistema elétrico, o operador pode tomar decisões, agindo sobre equipamentos remotos, além de poder acionar equipes de manutenção.

Em resumo, este trabalho aborda os termos evento e alarme respectivamente como, qualquer alteração em campo para alertar o operador sobre

uma alteração (configurada para tal), e qualquer alteração que necessite de atuação imediata do operador, também configurada para este objetivo.

2.3.3. Diagnóstico de faltas

Muitos dos eventos e alarmes mostrados na IHM dos sistemas supervisores indicam uma contingência elétrica. Sobre a ótica da operação de sistemas elétricos, existem dois modelos de contingências sendo classificadas conforme o formato de atuação no SEP.

As **contingências programadas** são aquelas onde são realizados estudos prévios através de ferramentas computacionais, de modo a simular as condições elétricas locais ou sistêmicas no momento da contingência evitando ao máximo as situações de corte de carga, além de, se necessário, recomendar medidas de operação, considerando a topologia temporária que o sistema irá assumir por um período determinado (RODRIGUES, *et al.*, 2008).

Por outro lado, existem as **contingências não programadas** que são originadas a partir de um conjunto de fatores em qualquer tempo, normalmente externos ao SEP, que condicionam o sistema a um ambiente de emergência, alterando sua topologia, podendo ou não afetar a carga, existindo a possibilidade de piora com o tempo e influência desta com demais componentes do SEP. De maneira geral, são previstas algumas contingências não programadas através de estudos elétricos, detalhando caminhos a serem trilhados para a recomposição das áreas atingidas.

As contingências programadas, não menos importantes do que as não programadas não são alvo deste trabalho. As contingências não programadas, também chamadas de perturbações ou faltas elétricas, alteram o sistema necessitando de ações imediatas dos operadores do centro que utilizam das informações dos eventos e alarmes para realizar o diagnóstico do acontecimento.

O **diagnóstico de faltas elétricas** segundo Antunes (2011) consiste em inferir, com base em informações disponíveis, o estado para o qual se altera um sistema após sofrer algum tipo de *stress*.

A partir da chegada de novos eventos ou alarmes na IHM, os operadores necessitam classificar estes, devendo levar em consideração diversos aspectos, tais

como, entre outros: o ponto de operação do sistema no estado pré-contingência, a topologia da rede pré-contingência e durante a contingência, as medidas pós-contingência e a sua sequência de ocorrência (MENEZES, *et al.*, 2008). Após esta análise, os operadores podem classificar e selecionar os mais importantes e agir se necessário.

Todas estas fases obrigam o operador a tomar decisões sempre corretas de modo a sanar a falta. Esta necessidade cresce à medida que o SEP torna-se mais complexo, o que dificulta profundamente ao operador deter o domínio completo e seguro de todas as áreas envolvidas, reduzindo consideravelmente sua capacidade na tomada de decisões rápidas e corretas sem assistência externa (RODRIGUES, 2010).

Os trabalhos técnicos da área de diagnóstico de faltas se dividem em sua maioria na construção de sistemas **orientados a localização, orientados a classificação da falta** e uma **fusão destes dois modelos**.

O modelo orientado a localização concentra suas atividades em determinar qual equipamento é originador da falta e a partir dele, elencam-se as principais decorrências como um efeito cascata. Por exemplo, a partir de uma série de eventos de uma grande contingência, o modelo procura apresentar qual foi a sessão em falta que originou a contingência.

Muitos autores definem o diagnóstico de faltas elétricas somente com a orientação do local da falta. Sun, Qin e Song (2004) conceituam que o diagnóstico de falta no SEP é o processo para discriminar elementos faltosos por sinais de relés de proteção ou equipamentos de manobra.

O modelo orientado a classificação preocupa-se em apresentar em sua saída a classificação da falta de acordo com uma série de eventos. Por exemplo, em uma contingência de um transformador de potência, a partir dos seus eventos, o sistema busca apresentar qual foi a causa da falta deste equipamento.

Por último, sistemas baseados nas duas orientações possuem as características dos dois sistemas, através de uma relação mutualmente vantajosa, beneficiando o resultado.

2.3.4. Principais dificuldades

A utilização dos eventos e alarmes acelerou o reconhecimento de problemas elétricos, aumentando substancialmente o suprimento, melhorando a qualidade da energia fornecida e garantido o tempo de vida útil dos equipamentos da malha elétrica. Silva, *et al.* (2009) citam que a agilização deste processo implica em economia de tempo e permite que os recursos necessários para o restabelecimento em caso de uma falta elétrica sejam alocados de forma mais eficiente, facilitando uma ação mais eficaz do operador na tomada das ações corretivas apropriadas.

Embora benéfica, a utilização da arquitetura de eventos e alarmes também trouxe adversidades inerentes à concentração da informação em um ambiente único.

Entre os problemas, o que ganha mais destaque é a **avalanche de eventos ou alarmes** (na literatura técnica normalmente se encontra como avalanche de alarmes). Neste, operadores de sistemas de controle, principalmente EMSs, podem ser surpreendidos por um devastador número de eventos ou alarmes reportados em virtude da ocorrência de contingências em curto espaço de tempo (FRITZEN, *et al.*, 2010).

Também, cita-se o **excesso de informação não vital**, responsável pelo excesso de eventos ou alarmes não importantes, mas que também são mostrados aos operadores, podendo “inundar” a IHM com informações que não agregam utilidade para a situação (por exemplo, alarmes de abertura de portas em SEs não interessam acontecer em conjunto com alarmes de desarme de uma LT).

Outra classe importante de problemas reside nos **eventos ou alarmes faltantes, falsos positivos ou congelados**. Por falha, falta de equipamentos ou configuração incorreta, pode não ocorrer a sinalização de uma determinada ocorrência, ou até acontecer uma falsa atuação. Também podem ocorrer casos em que o ponto de supervisão tem sua **descrição mal configurada**, sem detalhamento necessário. Esta situação ocorre quando a descrição foi incorretamente cadastrada no sistema de supervisão (por exemplo, números operacionais de equipamentos invertidos). Além de, por motivos de capacidade, os sistemas supervisores não possuírem o espaço necessário para atrelar a realidade a determinado ponto de supervisão (por exemplo, a descrição da ocorrência fica incompleta, pois não existe espaço suficiente para descrevê-la). Também, em ambientes com muitas SEs

(profissionais de diferentes áreas trabalhando) ocorre a **falta de padronização da nomenclatura** de pontos de supervisão, gerando eventos ou alarmes que são similares (mesma funcionalidade), mas com descrições diferentes.

Para aumentar os tipos de problemas, existem equipamentos nas SEs desprovidos de marcadores de estampa de tempo por GPS. Por exemplo, no caso de faltas elétricas as sinalizações de proteção (na faixa do milissegundo) chegam ao EMS no mesmo tempo (como se tivessem ocorrido no mesmo instante). A estampa de tempo é importante, pois os marcadores definem exatamente a ordem de acontecimento de uma sinalização.

Os operadores também convivem com situações onde sua atuação pode piorar um acontecimento ao não perceber que determinada ação deveria ter sido mais bem aprofundada. São os casos de colapsos sistêmicos, onde a ação local pode piorar consideravelmente a situação geral do sistema. Por exemplo, a abertura proposital de um equipamento de manobra em uma SE por determinado motivo considerado local, pode comprometer capacidades nominais em diversos outros equipamentos (já sobrecarregados por uma eventual contingência sistêmica). Podendo o operador não ser conhecedor de uma visão sistêmica a partir de determinado evento ou alarme, avançando a situação problemática.

Park, *et al.* (1997) citou a necessidade de se ter interpretadores de uma mesma ocorrência. Esta situação é necessária, pois diversos eventos podem ser disparados em decorrência de uma única falta elétrica. Por exemplo, o desarme de uma LT onde existam SEs radialmente conectadas além de gerar eventos referentes ao desarme, origina muitos outros (por consequência) alarmes das SEs conectadas a esta LT radial.

E ainda, dependendo do EMS utilizado, pode-se encontrar a condição em que o **próprio sistema de supervisão esteja em situação crítica** e um de seus módulos falhe sem avisar aos operadores ou responsáveis.

Os problemas da utilização de eventos e alarmes em ambientes centralizados causam desconforto e podem comprometer a confiabilidade do sistema elétrico controlado. Análises de blecautes ocorridos em todo o mundo têm sido conclusivas no aspecto de que a correta interpretação destes em situações de emergência é um ponto vulnerável e que pode atrasar o restabelecimento do sistema elétrico, danificar componentes elétricos ou ferir seres humanos.

Segundo Neis (2006), são necessárias ferramentas capazes de auxiliar o operador, provendo categorização, priorização, síntese e diagnóstico das mensagens de alarme. Estas ferramentas deverão ser construídas a partir de uma metodologia que garanta um alto grau de assertividade do diagnóstico proposto.

2.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A demanda crescente por energia e a sobrecarga atual dos sistemas de potência impõem a necessidade cada vez maior do uso de ferramental adequado de monitoramento e diagnóstico do estado operativo dos sistemas e equipamentos elétricos (MORAIS, 2004). Torna-se vital para a continuidade do fornecimento de energia elétrica que os serviços prestados pelos elementos de automação e proteção funcionem corretamente. Estes, em conjunto com profissionais que realizam a operação do SEP através dos centros de operação garantem a qualidade da transmissão e distribuição da energia elétrica.

Neste capítulo foram descritos os principais agentes de automação e proteção referentes ao SEP instalados nas SEs. Verificou-se a importância destes para a manutenção da qualidade dos serviços prestados para a população. Além de descrever vantagens e desvantagens do modelo de alarmes padrão adotado pelos integrantes do setor.

A partir do conhecimento das desvantagens da utilização da arquitetura de alarmes inerente a concentração em centros de controle, cria-se um ambiente de oportunidades para a resolução destes problemas através de inúmeras soluções encontradas na literatura técnica.

Este trabalho procura absorver conhecimentos e tecnologias aplicadas ao SEP de forma a desenvolver um método para a realização do diagnóstico de faltas elétricas com base nos alarmes demonstrados aos operadores nos centros. Os conceitos anteriormente apresentados serão fundamentais para o desenvolvimento da metodologia desta pesquisa.

3. SISTEMAS INTELIGENTES

A inteligência artificial é a ciência que tenta compreender e emular as características da inteligência humana através de técnicas computacionais. Entre estas características, destacam-se a habilidade de utilizar conhecimento para desempenhar tarefas ou resolver problemas, e a capacidade de aproveitar associações e inferências para trabalhar com problemas complexos.

Este capítulo vislumbra um panorama sobre as principais técnicas de IA utilizadas para o desenvolvimento desta pesquisa. São abordadas as técnicas de sistemas especialistas, RPs e lógica *Fuzzy*. Dedicase também, ao desenvolvimento de um método híbrido de inteligência compreendendo a RP e a lógica *Fuzzy*.

3.1. SISTEMAS ESPECIALISTAS

Os sistemas especialistas estão classificados como uma área dos Sistemas Baseados em Conhecimento (SBCs) quando o desenvolvimento do sistema é direcionado à situações onde o conhecimento restringe-se a um domínio específico e necessita de um alto nível de especialização. Em relação aos sistemas convencionais, os sistemas especialistas apresentam uma série de diferenças. A TABELA 3.1 compara os sistemas convencionais e os SBCs (no contexto de especialidade). Consequentemente, os sistemas especialistas estão ligados à engenharia do conhecimento, ou seja, à atividade de transferência de conhecimento de um especialista para a função aplicativa (FERREIRA, 2007).

A partir da caracterização do conhecimento como fator primordial para a confecção de um sistema deste tipo, parte-se do princípio da necessidade de um especialista humano em absorver e programar seu conhecimento em forma computacional. Consequentemente a solução encontrada deve ser essencialmente a mesma apresentada pelo especialista humano, quando ele for questionado sobre o mesmo problema (SOUTO, 2005).

TABELA 3.1 DIFERENÇAS DOS SISTEMAS CONVENCIONAIS E OS DE CONHECIMENTO

	Sistemas convencionais	SBCs
Organização	Estrutura de dados	Através da representação do conhecimento.
Relacionamento	Entre dados	Conceitos, fatos e regras.
Codificação	Tipicamente usa algoritmos determinísticos	Busca heurística.
Conhecimento agregado	Embutido no código do programa	Representado explicitamente e separado do programa que o manipula e interpreta.
Facilidade de entendimento	Explicação do raciocínio difícil	Podem e devem explicar seu raciocínio.

FONTE: ADAPTADO DE Rezende (2005).

A atividade de construção de um sistema especialista normalmente é desenvolvida por um engenheiro de conhecimento. Este concentra ou busca todas as informações necessárias para converter questões e problemas, em respostas e soluções. Pode também, programar computacionalmente estas através de estratégias e regras lógicas, transformando-as em um sistema lógico. Este processo de construção é exemplificado através da FIGURA 3.1.

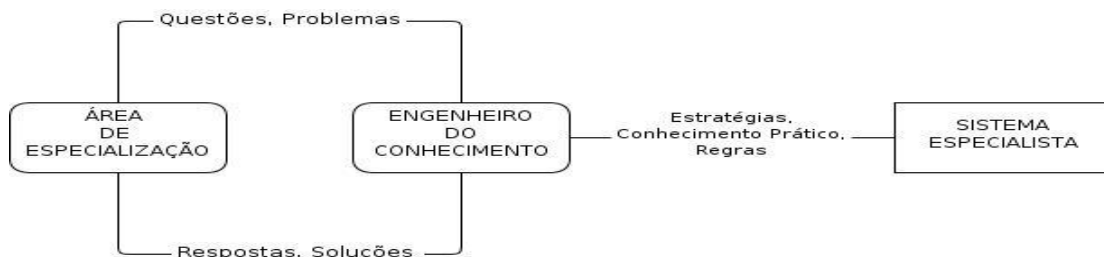


FIGURA 3.1 ATIVIDADES PARA FORMAÇÃO DE UM SISTEMA ESPECIALISTA GENÉRICO

FONTE: ADAPTADO DE Teixeira (1998).

Basicamente, um sistema especialista genérico é um conjunto de componentes integrados, estes são mostrados na FIGURA 3.2.

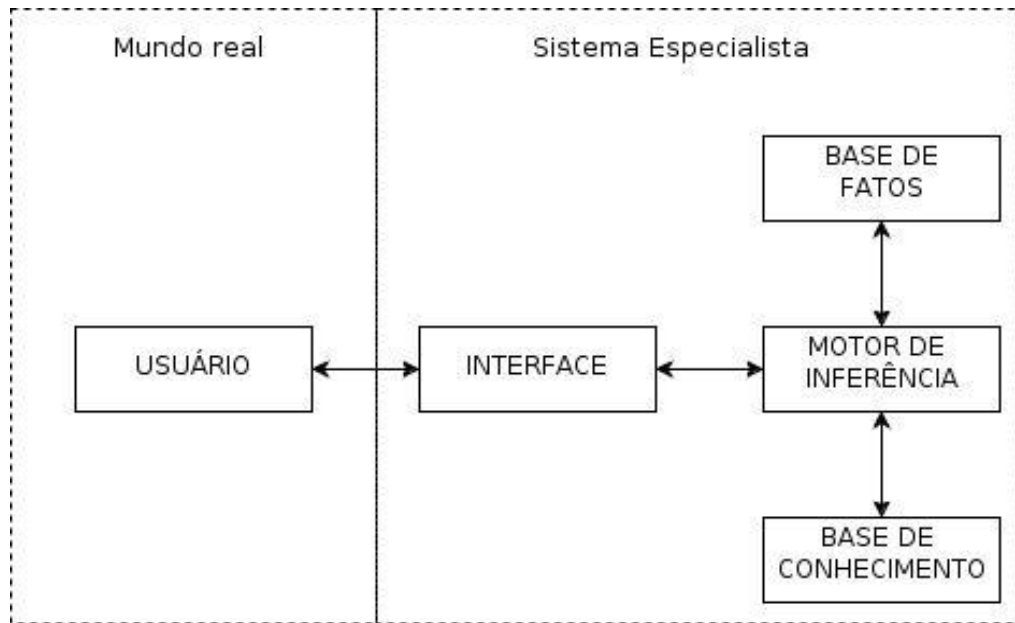


FIGURA 3.2 ESTRUTURA GENÉRICA DE UM SISTEMA ESPECIALISTA

FONTE: ADAPTADO DE Souto (2005).

A base de dados e a base de conhecimento armazenam a representação do conhecimento do especialista. Internamente, estas bases são como conjuntos de conceitos e ações, onde são estabelecidas relações de causa e efeito. Já o motor de inferência faz a avaliação do conteúdo da base de conhecimentos, guiando a inferência em busca da solução. A interface traduz os resultados obtidos no motor para que o usuário consiga obter facilmente as respostas do sistema especialista.

As bases contêm conhecimentos acumulados pelos especialistas, cujo critério de armazenamento pode possuir o seguinte formato:

if (se) <Antecedente> then (então) <Consequente>

Cabe ao motor de inferências realizar esta avaliação, e quando considerar os antecedentes como verdadeiros, a parte consequente será executada. Além de poder iniciar um novo conjunto de fatos.

Os sistemas especialistas podem apresentar ótimo desempenho em aplicações cujas entradas sejam literais e precisas e resultem em saídas lógicas.

3.2. SISTEMAS FUZZY

Segundo Tatai (2003), sistemas *Fuzzy* são sistemas que em sua constituição lidam formalmente com conceitos vagos e/ou imprecisos na tomada de decisão, de forma similar a como seres humanos são capazes de tomar decisões levando em consideração somente conhecimentos vagos.

Na lógica clássica, os valores binários utilizados, tornam-se muito restritivos não identificando de maneira completa o mundo real. Todavia, na lógica *Fuzzy* não existe somente o falso ou o verdadeiro, mas um intervalo de valores, os quais podem ser facilmente interpretados por expressões linguísticas do cotidiano, por exemplo: muito falso, falso, pouco falso, pouco verdadeiro, verdadeiro, muito verdadeiro, etc. Outra comparação com a teoria clássica é a que nesta lógica, os predicados são termos exatos (por exemplo: maior que, ímpar, igual a, etc.), já na teoria *Fuzzy*, os predicados são termos subjetivos, indefinidos (por exemplo: alto, quente, velho, etc.).

A formalização dos conjuntos *Fuzzy* (nebulosos) foi introduzida por Lotfi A. Zadeh em 1965. Para tanto, define-se em um dado conjunto *Fuzzy* A do universo Ω uma **função de pertinência** dado pela EQUAÇÃO 3.1:

$$\mu_A: \Omega \rightarrow [0,1]$$

EQUAÇÃO 3.1

Essa função associa a cada elemento x de Ω o grau $\mu_A(x)$, com o qual x pertence ao conjunto em questão. A função de pertinência $\mu_A(x)$ indica o **grau de pertinência** (compatibilidade) entre x e o conceito expresso por A .

Por exemplo, para o ser humano, estar **quente** não necessariamente associa um valor universal. Para determinados grupos, este mesmo valor de temperatura pode ser **frio** ou **morno**. Ou seja, não existe uma divisão brusca entre **frio**, **morno** ou **quente**, e sim uma gradativa alteração para o nível adjacente. Para o processo lógico clássico, seria necessária uma medida quantitativa definindo exatamente as interfaces entre estas temperaturas para a correta tomada de decisão. Este exemplo é demonstrado na FIGURA 3.3 onde são mostradas várias

áreas onde ocorre sobreposição, não condicionando em termos binários suas respectivas temperaturas.

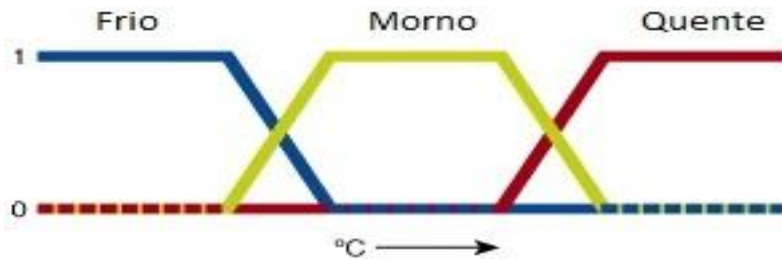


FIGURA 3.3 FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA RELATIVA À TEMPERATURA
 FONTE: O autor (2012).

Assim como em conjuntos booleanos, dados em conjuntos *Fuzzy* podem ser manipulados utilizando métodos lógicos para selecionar e combinar dados provenientes de vários conjuntos (LAZZAROTTO, 2005). As operações elementares mais utilizadas são a **união**, **intersecção** e o **complemento**, definidas respectivamente através das FIGURAS 3.4, 3.5 e 3.6. Suas representações matemáticas estão disponíveis das EQUAÇÕES 3.2, 3.3 e 3.4.

Para definir uma lógica *Fuzzy*, um conjunto de regras relaciona as entradas e suas respectivas saídas. Um método para representar estas regras é através de um mapa associativo utilizado na TABELA 3.2. Os nomes das colunas e das linhas são os possíveis valores das variáveis *Fuzzy* e a operação lógica *AND* com os diferentes valores são as ações especificadas nos elementos correspondentes da matriz. Para exemplificar este mapa, mostra-se um ventilador automático com ações a serem tomadas a partir da sua temperatura e velocidade.

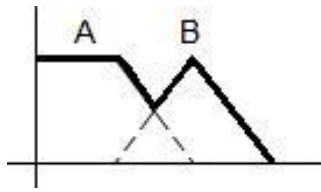


FIGURA 3.4 OPERAÇÃO DE UNIÃO

$$\mu_{(A \cup B)}(x) = \max[\mu_{(A)}(x), \mu_{(B)}(x)] = \mu_{(A)}(x) \vee \mu_{(B)}(x)$$

EQUAÇÃO 3.2

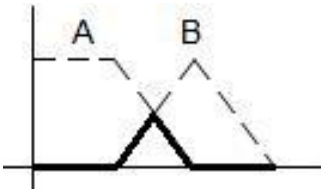


FIGURA 3.5 OPERAÇÃO DE INTERSECÇÃO

$$\mu_{(A \cap B)}(x) = \min[\mu_{(A)}(x), \mu_{(B)}(x)] = \mu_{(A)}(x) \wedge \mu_{(B)}(x)$$

EQUAÇÃO 3.3

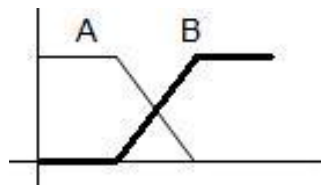


FIGURA 3.6 OPERAÇÃO DE COMPLEMENTO

$$\mu_{(\bar{A})}(x) = 1 - \mu_{(A)}(x)$$

EQUAÇÃO 3.4

FONTE: ADAPTADOS DE LAZZAROTTO (2005)

TABELA 3.2 MAPA ASSOCIATIVO DO VENTILADOR AUTOMÁTICO

Velocidade	Temperatura		
	Frio	Morno	Quente
Baixa	Aumentar muito	Aumentar pouco	Diminuir pouco
Média	Aumentar médio	Não fazer nada	Diminuir médio
Alta	Aumentar pouco	Diminuir pouco	Diminuir muito

FONTE: ADAPTADO DE Medsker (1995).

Para utilizar um sistema *Fuzzy*, pode-se utilizar a estrutura genérica de inferências mostrado na FIGURA 3.7. Nesta, caso a entrada (expressões linguísticas) não seja *Fuzzy*, um módulo fuzzyficador transforma os dados em valores *Fuzzy* utilizando funções de relacionamento como as da TABELA 3.2. Então, regras a partir das diversas faixas de valores são aplicadas e uma ou mais ações são determinadas. A saída é então transformada em um valor não *Fuzzy* (defuzzyficado).

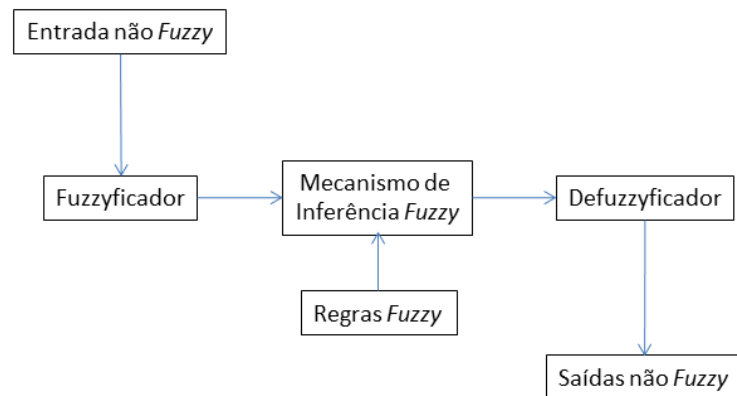


FIGURA 3.7 ESTRUTURA GENÉRICA DE UM SISTEMA *FUZZY* DE INFERÊNCIAS

FONTE: ADAPTADO DE Medsker (1995)

3.3. REDES DE PETRI

A RP foi desenvolvida por Carl Adam Petri em 1962. É uma técnica de modelagem gráfica e matemática que permite a representação de sistemas, permitindo acompanhar a evolução do processo em termos dos novos estados durante a execução do mesmo. Possui características que englobam paralelismo, concorrência, assincronicidade e divisão de recursos (DAVID e ALLA, 2010).

Graficamente, as RPs podem ser representadas por arcos (grafos direcionados), lugares (círculos) e transições (barras). Os arcos conectam lugares a transições, ou transições a lugares. Arcos, lugares e transições modelam o estado do processo, o evento que ocorre e as leis de evolução do processo, respectivamente (CALDERARO, *et al.*, 2011).

O estado atual do processo é identificado pela posição dos *tokens*, que são alocados nos lugares de acordo com o tempo da execução do processo. Os *tokens* se movimentam ao longo dos lugares de acordo com o disparo (execução) da transição (lógica) em que é submetido durante o processo (*transition firing*). O conjunto de *tokens* distribuídos pela rede chama-se marcação.

Um exemplo de RP é demonstrado na FIGURA 3.8, onde P1, P2 e P3 representam os lugares, R1 e R2 apresentam as transições, os arcos relacionam os lugares às transições e vice-versa, e um único *token* está alocado em P1. Os arcos apresentam peso unitário.

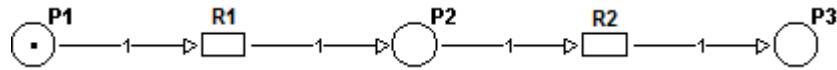


FIGURA 3.8 EXEMPLO DE RP
 FONTE: ADAPTADO DE Peng, *et al.* (2009)

3.3.1. Definição formal

A definição formal das RPs é realizada com cinco (5) elementos (adaptado de (Peng, *et al.*, 2009) com adEQUAÇÃO da nomenclatura):

$$N = (P, R, F, W, \gamma_0)$$

onde,

- $P = \{P_1, P_2, \dots, P_n\}$ é um conjunto finito de *lugares*;
- $R = \{R_1, R_2, \dots, R_n\}$ é um conjunto finito de *transições*;
- $F \subseteq (P \times R) \cup (R \times P)$ é um conjunto de *arcos* (relações de fluxo);
- $W: F \rightarrow \{1, 2, 3, \dots\}$ é uma função de *pesos*;
- $\gamma_0 = P \rightarrow \{0, 1, 2, 3, \dots\}$ é a marcação inicial de *tokens* (*lugares* onde os *tokens* estão inicialmente);
- $P \cap R = \emptyset$ e $P \cup R \neq \emptyset$.

3.3.2. Representação matricial

A marcação final pode ser determinada através da fórmula (exemplo onde a rede possui somente uma iteração após o estado inicial):

$$\gamma_1 = \gamma_0 + C \cdot U$$

onde:

- γ_0 e γ_1 são respectivamente as marcações inicial e final da rede;

- C é uma matriz incidência, que possui a dimensão de $|P|$ linhas por $|R|$ colunas, definida por:

$$C(p, r) = \begin{cases} -W(P_n, R_n) & (P_n, R_n) \in F \\ +W(P_n, R_n) & (P_n, R_n) \in F \\ 0 & \text{qualquer outro} \end{cases}$$

- $W(P_n, R_n)$ é definido como o peso do arco de P_n para R_n , e $(P_n, R_n) \in F$ significa que existe uma relação de fluxo entre P_n e R_n .
- U é um vetor $U = [U_1, U_2, \dots, U_n]^T$, onde U_n é o número de ocorrências de R_n em uma série de ativações de transições.

Para exemplificar a representação analítica da RP da FIGURA 3.8, é apresentada a matriz C abaixo:

$$C = \begin{array}{cc} P1 & \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \\ P2 & \\ P3 & \\ R1 & R2 \end{array}$$

3.4. REDES DE PETRI FUZZY

A união dos conhecimentos de RPs e da lógica *Fuzzy* é a RPF. Esta seção apresenta detalhamento matemático sobre seu formalismo. A referência Luo e Kezunovic (2008) é fortemente utilizada para descrever a execução das RPFs.

3.4.1. Definição formal

Para Sun, Qin e Son (2004) uma RPF pode ser definida através da óctupla $(P, R, I, O, H, \theta, \gamma, C)$, onde:

1. $P = \{p_1, p_2, \dots, p_n\}$ é um número finito de lugares (proposições), sendo n de 1 até o número de proposições necessárias para a representação do processo;

2. $R = \{r_1, r_2, \dots, r_m\}$ é um número finito de transições (regras), sendo m de 1 até o número de transições necessárias para a representação do processo;
3. $I: P \times R \rightarrow \{0,1\}$ é uma matriz de entrada de dimensão $n \times m$ que define arcos direcionais dos lugares (proposições) para as transições (regras). $I(p_i, r_j) = 1$, se existe um arco direto de p_i para r_j , e $I(p_i, r_j) = 0$, se não existe arco direto de p_i para r_j , $i = 1, 2, \dots, n$ e $j = 1, 2, \dots, m$;
4. $O: P \times R \rightarrow \{0,1\}$ é uma matriz de saída de dimensão $n \times m$ que define arcos direcionais das transições (regras) para os lugares (proposições). $O(p_i, r_j) = 1$, se existe um arco direto de r_j para p_i , e $O(p_i, r_j) = 0$, se não existe arco direto de r_j para p_i , para $i = 1, 2, \dots, n$ e $j = 1, 2, \dots, m$;
5. $H: P \times R \rightarrow \{0,1\}$ é uma matriz de dimensão $n \times m$ que define arcos complementares dos lugares (proposições) para as transições (regras). $H(p_i, r_j) = 1$, se existe um arco complementar de p_i para r_j , e $H(p_i, r_j) = 0$, se não existe arco complementar (negação) de p_i para r_j , para $i = 1, 2, \dots, n$;
6. θ é o **vetor verdade** $\theta = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n]^T$, onde $\theta_i \in [0,1]$ significa o grau de veracidade (**valor verdade**) de p_i , para $i = 1, 2, \dots, n$. O vetor verdade inicial é denotado por θ^0 . T é a representação de transposição;
7. $\gamma: P \rightarrow \{0,1\}$ é o **vetor marcação** $\gamma = [\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n]^T$. $\gamma_i = 1$, se existe um *token* em p_i , e $\gamma_i = 0$, se p_i não estiver marcada. A marcação inicial é denotada por γ^0 ;
8. $C = \text{diag} \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$, onde c_j é o **valor de confiança** de r_j , para $j = 1, 2, \dots, m$. *diag* é uma matriz onde todos os elementos não pertencentes a diagonal principal são zero, neste caso a representação dos elementos da diagonal principal está por ordem sequencial do vetor C .

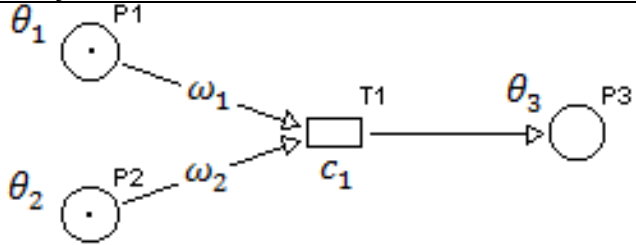
No decorrer do trabalho também são utilizados pesos de arcos, definidos pelo vetor W . Cada arco possui um peso associado, sendo que o somatório dos pesos entrantes em uma mesma transição deve ser unitário.

3.4.2. Representação gráfica

Similarmente à representação da RP, a sinergia com a lógica *Fuzzy* segue os mesmos padrões gráficos, adicionados das características nebulosas. A arquitetura da rede possui em suas entradas, além da representação binária (*tokens* nos lugares), a representação do valor verdade naquela entrada. Também é notório representar a confiança nas transições da rede, pois estas apresentam uma forma de representar a veracidade daquela transição perante o conjunto de transições da rede como um todo.

As TABELAS 3.3 e 3.4 retratam exemplos da arquitetura das RPF com as respectivas traduções analíticas e linguísticas.

TABELA 3.3 EXEMPLO 1 DE UTILIZAÇÃO DA RPF

Representação gráfica através da RPF	
Representação analítica	$\theta_3 = [\theta_1 \cdot \omega_1 + \theta_2 \cdot \omega_2] \cdot c_1$
Lógica humana	<p>O lugar P3 terá valor verdade θ_3 de acordo com a transição T1 (confidência de c_1), que possui a decisão lógica “E” dos lugares P1 e P2, respectivamente com valores verdade de θ_1 e θ_2 e pesos lógicos ω_1 e ω_2.</p>

FONTE: O autor (2012).

TABELA 3.4 EXEMPLO 2 DE UTILIZAÇÃO DA RPF

Representação gráfica através da RPF	
Representação analítica	$\theta_7 = [\theta_4 \cdot \omega_4 + \theta_5 \cdot \omega_5 + (1 - \theta_6) \cdot \omega_6] \cdot c_2$
Lógica humana	<p>O lugar P7 terá valor verdade θ_7 de acordo com a transição T2 (confidência de c_2), que possui a decisão lógica “E” dos lugares P4, P5 e a negação do lugar P6, respectivamente com valores verdade de θ_4, θ_5 e θ_6 e pesos lógicos ω_4, ω_5 e ω_6.</p>

FONTE: ADAPTADO DE Luo e Kezunovic (2008).

3.4.3. Execução da RPF

As atualizações do vetor verdade (θ) através da ativação das transições da rede descrevem um processo de racionalidade dinâmico do sistema modelado. Se o valor verdade de uma proposição é conhecido em determinado passo, um *token* é alocado no respectivo lugar da rede, o qual é associado um valor de pertinência entre 0 e 1. Quando a proposição p_i estiver vazia ($\theta_i = 0$), significa que o valor verdade pode assumir duas suposições naquele passo. Pode ser desconhecido, ou ser nulo. Para distinguir estas duas hipóteses, o vetor marcação (γ) é utilizado.

Para representar a execução destas redes, alguns operadores são utilizados:

1. $\oplus: A \oplus B = D$, onde A , B e D são todas matrizes de dimensão $m \times n$, em que $d_{ij} = \max\{a_{ij}, b_{ij}\}$;
2. $\otimes: A \otimes B = D$, onde A , B e D são matrizes de dimensões $m \times p$, $p \times n$ e $m \times n$, em que $d_{ij} = \max_{1 \leq k \leq p} (a_{ik} \cdot b_{kj})$;

3. $\cdot * : A \cdot * B = D$, onde A, B e D são matrizes de dimensão $m \times n$, em que $d_{ij} = (a_{ij} \cdot b_{ij})$.

Similarmente às RPs, as transições de execução das RPFs obedecem às regras de ativação de transição.

1. Uma transição $r_j \in R$ é ativada se e somente se p_i estiver marcada, ou $\gamma_i = 1, \forall p_i \in \{\text{proposições de entrada de } r_j\}$;
2. Ativação na marcação γ , r_j acionada resultando em um novo γ' , sendo:

$$\gamma'(p) = \gamma(p) \oplus O(p, r_j), \forall p \in P.$$

O valor do vetor verdade muda de θ para θ' , sendo:

$$\theta'(p) = \theta(p) \oplus c_j \cdot \rho_j \cdot O(p, r_j), \forall p_i \in P, \text{ onde:}$$

$$\rho_j = \sum_{p_i \in r_j} (x_i w_i), \text{ em que:}$$

$$\dot{r}_j = \{p_i \mid I(p_i, r_j) = 1 \text{ ou } H(p_i, r_j) = 1, p_i \in P\}, \text{ e}$$

$$x_i = \theta_i \text{ se } I(p_i, r_j) = 1;$$

$$x_i = 1 - \theta_i \text{ se } H(p_i, r_j) = 1,$$

em que w_i é o peso de p_i .

Todas as transições podem ser ativadas ao mesmo tempo. Um vetor μ é introduzido tal que $\mu_i = 1$ se r_j for disparada. Depois de disparadas um conjunto de transições, o vetor marcação e o vetor verdade se tornam as EQUAÇÕES 3.5 e 3.6:

$$\gamma' = \gamma \oplus [O \otimes \mu]$$

EQUAÇÃO 3.5

$$\theta' = \theta \oplus [(O \cdot C) \otimes \rho] \quad \text{EQUAÇÃO 3.6}$$

onde:

$\rho = [\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_m]^T$ é chamado de vetor de controle, e $\mu: T \rightarrow 0,1$ em $\mu = (\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_m)^T$ é chamado de vetor ativação.

Das equações 3.5 e 3.6, se μ e ρ forem conhecidos, o próximo passo de marcação e o vetor verdade podem ser derivados destas equações. Para obter μ , o operador *neg* é utilizado:

$$\text{neg } \gamma^k = 1_m - \gamma^k = \overline{\gamma^k} \text{ e } \text{neg } \theta^k = 1_m - \theta^k = \overline{\theta^k}$$

$$\mu^k = \overline{[(I + H)^T \otimes \overline{(\gamma^k)}]} \quad \text{EQUAÇÃO 3.7}$$

$$\rho^k = [(I^T \cdot * W^T) \cdot \theta^k + (H^T \cdot * W^T) \cdot \overline{\theta^k}] \cdot * \mu^k \quad \text{EQUAÇÃO 3.8}$$

onde $1_m = (1, 1, \dots, 1)^T$, k é o k 'ésimo passo de racionalidade (iteração), *neg* θ^k é um vetor de dimensão n . Seus componentes expressam o valor verdade de que a proposição p_i no passo k seja falsa, para $i = 1, 2, \dots, n$. γ_k é o vetor marcação; μ^k é o vetor ativação de dimensão m ; $\mu_k = 1$, se r_j for ativada, e $\mu_k = 0$, se r_j não for ativada, para $j = 1, 2, \dots, m$; W é a matriz de pesos; ρ^k é uma matriz de dimensão m que representa o vetor de controle no passo k de racionalidade. Seus componentes expressam valores verdade de transições ativadas r_j' s; $\rho_k = 0$ se a transição r_j não for ativada.

Das Equações 3.5 e 3.7:

$$\gamma^{k+1} = \gamma^k \oplus \{O \otimes \overline{[(I + H)^T \otimes \overline{(\gamma^k)}]}\} \quad \text{EQUAÇÃO 3.9}$$

Das Equações 3.6, 3.7 e 3.8:

$$\theta^{k+1} = \theta_k \oplus \{(O \cdot C) \otimes [(I^T \cdot W^T) \cdot \theta^k + (H^T \cdot W^T) \cdot \bar{\theta}^k] \cdot \mu^k\} \quad \text{EQUAÇÃO 3.10}$$

A execução da RPF pode ser mais facilmente entendida através do fluxograma da FIGURA 3.9 com a utilização das EQUAÇÕES 3.9 e 3.10.

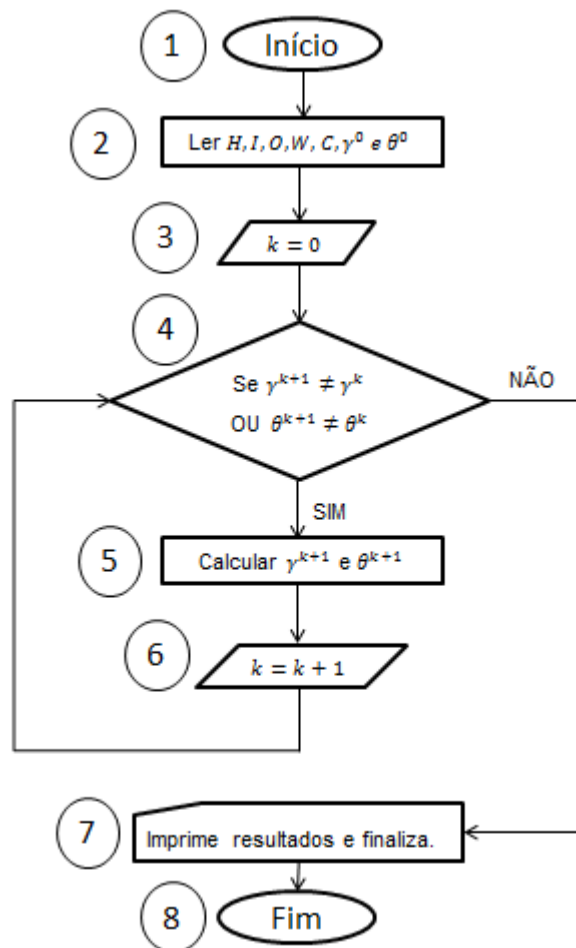


FIGURA 3.9 FLUXOGRAMA DE EXECUÇÃO DA RPF
FONTE: ADAPTADO DE Luo e Kezunovic (2008).

onde γ^k é o valor da variável γ na iteração k e θ^k é o valor da variável θ na iteração k .

Os passos do fluxograma são descritos:

- 1) Início;
- 2) Ler matrizes H, I, O, W e os vetores c, γ^0 e θ^0 ;
- 3) Iniciar contador $k = 0$;
- 4) Fazer o teste para verificar o fim das execuções (se $\gamma^{k+1} = \gamma^k$ OU $\theta^{k+1} = \theta^k$);
- 5) Caso não seja detectado o fim das execuções, calcular γ^{k+1} e θ^{k+1} ;
- 6) Adicionar 1 ao contador k , retornar ao passo 4;
- 7) Imprime os resultados após verificar o fim das execuções;
- 8) Fim.

3.4.4. Exemplo de execução da RPF

A fim de exemplificar os conceitos anteriormente apresentados, realiza-se a demonstração da execução de uma RPF. A rede apresentada na FIGURA 3.10 possui sete (7) lugares (P1, P2, P3, P4, P5, P6 e P7) e três (3) transições (T1, T2 e T3). Cada arco entre lugar e transição possui peso como mostrado na FIGURA 3.8.

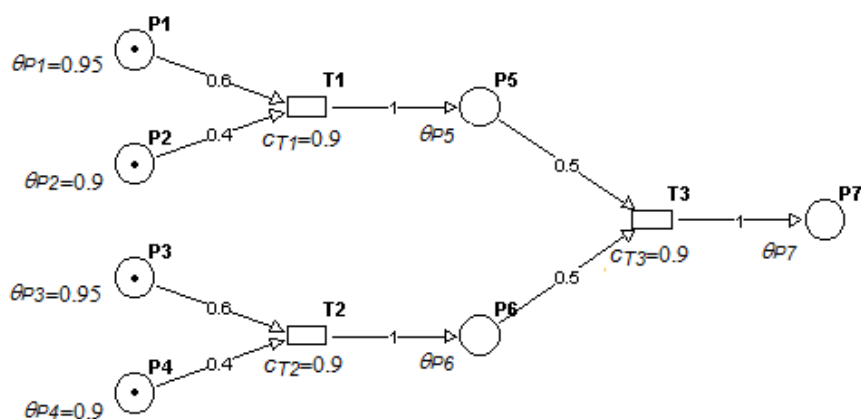


FIGURA 3.10 EXEMPLO DE RPF PARA EXECUÇÃO
FONTE: O autor (2012).

A partir das entradas apresentadas (*tokens* em P1, P2, P3 e P4), busca-se o estado final da execução da rede (marcação final e grau de verdade do lugar P7). A marcação inicial é definida pelo vetor γ^0 :

$$\gamma^0 = \begin{bmatrix} \gamma_{P1} & \gamma_{P2} & \gamma_{P3} & \gamma_{P4} & \gamma_{P5} & \gamma_{P6} & \gamma_{P7} \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Em conjunto com a elaboração da RPF, são definidos os valores verdade e valores de confiança, definidos nos vetores θ^0 , e c :

$$\theta^0 = \begin{bmatrix} \theta_{P1} & \theta_{P2} & \theta_{P3} & \theta_{P4} & \theta_{P5} & \theta_{P6} & \theta_{P7} \\ 0,95 & 0,9 & 0,95 & 0,9 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$c = \begin{bmatrix} c_{T1} & c_{T2} & c_{T3} \\ 0,9 & 0,9 & 0,9 \end{bmatrix}$$

A representação matricial da RPF da FIGURA 3.10 é demonstrada na TABELA 3.5.

TABELA 3.5 MATRIZES PARA O EXEMPLO DE RPF PARA EXECUÇÃO

Matriz H			Matriz I			Matriz O			Matriz W						
T1	T2	T3	T1	T2	T3	T1	T2	T3	T1	T2	T3				
P1	0	0	0	P1	1	0	0	P1	0	0	0	P1	0,6	0	0
P2	0	0	0	P2	1	0	0	P2	0	0	0	P2	0,4	0	0
P3	0	0	0	P3	0	1	0	P3	0	0	0	P3	0	0,6	0
P4	0	0	0	P4	0	1	0	P4	0	0	0	P4	0	0,4	0
P5	0	0	0	P5	0	0	1	P5	1	0	0	P5	0	0	0,5
P6	0	0	0	P6	0	0	1	P6	0	1	0	P6	0	0	0,5
P7	0	0	0	P7	0	0	0	P7	0	0	1	P7	0	0	0

FONTE: O autor (2012)

A primeira ($k = 1$) execução da rede é alcançada através das Equações 3.9 e 3.10. Os resultados da primeira rodada são apresentados através dos vetores γ^1 e θ^1 :

$$\gamma^1 = \begin{bmatrix} \gamma_{P1} & \gamma_{P2} & \gamma_{P3} & \gamma_{P4} & \gamma_{P5} & \gamma_{P6} & \gamma_{P7} \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

$$\theta^1 = \begin{bmatrix} \theta_{P1} & \theta_{P2} & \theta_{P3} & \theta_{P4} & \theta_{P5} & \theta_{P6} & \theta_{P7} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,837 & 0,837 & 0 \end{bmatrix}$$

Individualmente, o resultado do grau de verdade pode ser encontrado através da representação analítica da TABELA 3.3. Isto é demonstrado para o cálculo de θ_{P5} :

$$\theta_{P5} = (\theta_{P1} \cdot \omega_1 + \theta_{P2} \cdot \omega_2) \cdot c_{T1}$$

$$\theta_{P5} = (0,95 \cdot 0,6 + 0,9 \cdot 0,4) \cdot 0,9 = 0,837$$

Dando continuidade ao processo de cálculo, os resultados da segunda execução da rede são demonstrados através de γ^2 e θ^2 :

$$\gamma^2 = \begin{bmatrix} \gamma_{P1} & \gamma_{P2} & \gamma_{P3} & \gamma_{P4} & \gamma_{P5} & \gamma_{P6} & \gamma_{P7} \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\theta^2 = \begin{bmatrix} \theta_{P1} & \theta_{P2} & \theta_{P3} & \theta_{P4} & \theta_{P5} & \theta_{P6} & \theta_{P7} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,753 \end{bmatrix}$$

A RPF chega ao seu estado final, comprovada pela execução em busca de γ^3 e θ^3 , pois os resultados de γ^3 e θ^3 são iguais aos de γ^2 e θ^2 .

Conclui-se que o procedimento chegou ao término com duas execuções, apresentando um *token* no lugar P7, com valor verdade de 0,753.

3.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Os sistemas especialistas demonstram forte base teórica e prática na literatura técnica. Por se tratarem de lógicas simples, direcionaram por um tempo considerável os caminhos do diagnóstico de alarmes. Embora a solução seja

interessante, é questionável sua manutenção, visto que a base de conhecimento necessária para cobrir um sistema elétrico é de grande dimensão.

Já a lógica *Fuzzy*, por atender requisitos relacionados à imprecisão, ganha importância na área, uma vez que as informações dos alarmes do SEP podem ser consideradas variáveis linguísticas. Em paralelo, as RPs permitem cálculos rápidos por meio de execuções simultâneas, garantindo resultados seguros após sua conclusão. A união destas duas teorias forma um sistema híbrido (RPF) possuidor de um comportamento ímpar, garantindo a busca pela solução através da utilização conjunta dos benefícios de cada tecnologia, em um trabalho mutualmente vantajoso.

Este capítulo elucidou temas que serão discutidos de modo a fortalecer o embasamento prático deste estudo. Os sistemas demonstrados neste capítulo formam fundamentação teórica para a utilização das RPFs a serem utilizadas na abordagem prática da metodologia proposta no próximo capítulo.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Os recursos necessários e a técnica principal envolvida na solução do problema proposto são mostrados neste capítulo. As referências Luo e Kezunovic (2008), Chen (2012) e Jian-wei, *et al.* (2010) são extensamente utilizadas.

A metodologia utilizada é genérica e serve para diversas situações, embora neste trabalho sua comprovação prática seja realizada através de dois exemplos reais.

4.1. MATERIAIS

Nesta seção, cria-se um ambiente para a utilização de RPFs para o diagnóstico de eventos no SEP. Para a construção das redes, foram empregados os editores de redes *PM Editeur*⁶ e *PIPE*⁷. A interface entre o *software* de simulação e os editores das redes (salvo em formato *.rdp*), foi desenvolvida com um interpretador construído em *Matlab*⁸. As multiplicações *Fuzzy* e demais cálculos também foram realizados através deste ambiente.

Adicionalmente, são detalhados dois ambientes de teste com histórico de falta, apresentando os principais diagramas unifilares das SEs em análise e levantamento dos dados necessários à execução da metodologia proposta.

Os sistemas teste 1 e 2 compreendem partes do sistema elétrico da Companhia Paranaense de Energia (Copel), correspondente à rede 230/69kV da região de Curitiba e SEs de 230kV da região norte do Paraná.

As análises foram conduzidas com dados de eventos históricos do EMS utilizado no COS da Copel. As figuras referentes às SEs seguem o padrão do SSC,

⁶ *Software PM Editeur v. 3.1e* (“*Petri Maker Package*”), empresa LisaDev.

⁷ *Software PIPE v.2.5* (“*Platform Independent Petri net Editor 2*”).

⁸ *Software Matlab R2010b*, empresa Mathworks.

onde DJs energizados são representados pela cor vermelha e desenergizados em verde. As informações dos equipamentos de manobra, proteções e sinalizações analógicas utilizadas nas RPFs foram todas de aquisição em tempo real.

As informações do histórico analisado para a execução da metodologia foram armazenadas e padronizados através das TABELAS 4.1, 4.2 e 4.3, respectivamente para LTs, transformadores de potência e barras de subestações. Constam nestas tabelas elementos básicos de supervisão encontrados em grande maioria dos sistemas de automação de subestações elétricas. Estes modelos podem ser utilizados para outros sistemas, caso um dos elementos básicos não seja utilizado, ou mais elementos sejam necessários para representar o conhecimento procurado, deverão ser estudadas formas de adaptar as RPFs diretamente relacionadas com estas entradas.

TABELA 4.1 PADRÃO PARA LTS

ORIGEM DO EVENTO (SUPERVISÃO DA SUBESTAÇÃO XXX)																							
SIGLA DA LT ENTRE XXX-AAA							SIGLA DA LT ENTRE XXX-BBB							SIGLA DA LT ENTRE XXX-CCC									
Z1N		Z2N		DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N		Z2N		DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N		Z2N		DJ	Lim	85TX	85RX
67NI	Z1F	67NT	Z2F					67NI	Z1F	67NT	Z2F					67NI	Z1F	67NT	Z2F				

FONTE: O autor (2012)

onde podem ocorrer as seguintes sinalizações:

- *Z1N 67N: trip originário nas funções de proteção distância ou direcional de sobrecorrente de neutro sem temporização;*
- *Z1F: trip originário na função de proteção distância de fase sem temporização;*
- *Z2N 67NT: trip originário nas funções de proteção distância ou direcional de sobrecorrente de neutro com temporização;*
- *Z2F: trip originário na função de proteção distância de fase com temporização;*
- *DJ: abertura de disjuntor;*
- *Lim: limite mínimo analógico alcançado (sugere falta de fluxo);*
- *85TX: envio de permissivo de teleproteção (esquema de teleproteção de disparo permissivo tradicional);*
- *85RX: recebimento de permissivo de teleproteção (esquema de teleproteção de disparo permissivo tradicional);*

TABELA 4.2 PADRÃO PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

ORIGEM DO EVENTO (SUPERVISÃO DA SUBESTAÇÃO XXX)									
	86T	DJ ALTA	DJ BAIXA	LIM ALTA	LIM BAIXA	51FN BAIXA	51FN ALTA	87T	26/49/63/71
TRANSFORMADOR XXX									

FONTE: O autor (2012)

onde podem ocorrer as seguintes sinalizações:

- *86T: bloqueio do transformador pelo relé auxiliar de bloqueio;*
- *DJ ALTA: abertura do disjuntor no extremo de alta tensão;*
- *DJ BAIXA: abertura do disjuntor no extremo de baixa tensão;*
- *LIM ALTA: limite mínimo analógico alcançado (sugere falta de fluxo) no extremo de alta tensão;*
- *LIM BAIXA: limite mínimo analógico alcançado (sugere falta de fluxo) no extremo de baixa tensão;*
- *51FN BAIXA: trip originário na função de sobrecorrente de fase ou neutro no extremo de baixa tensão;*
- *51FN ALTA: trip originário na função de sobrecorrente de fase ou neutro no extremo de alta tensão;*
- *87T: trip originário na função diferencial na zona diferencial do transformador;*
- *26/49/63/71: dispositivo térmico do equipamento, relé térmico, relé de pressão de gás (Buchholz) ou detecção de nível;*

TABELA 4.3 PADRÃO PARA BARRAS EM SUBESTAÇÕES

ORIGEM DO EVENTO (SUPERVISÃO DA SUBESTAÇÃO XXX)					
* FALTA CIRCUITO	RELÉ DE FALHA DE DJ (50BF)	ESTADO DISJUNTOR	*FALTA EXTERNA CIRCUITO	86B	87B

FONTE: O autor (2012)

onde podem ocorrer as seguintes sinalizações:

- *RELÉ DE FALHA DE DJ (50BF): trip originário no esquema de falha de abertura por DJ conectado à barra;*
- *ESTADO DISJUNTOR: abertura do DJ por circuito (podendo ser de LT ou de transformador);*
- *86B: bloqueio de barra pelo relé auxiliar de bloqueio;*
- *87B: trip originário na função diferencial na zona diferencial da barra;*

Embora também sejam utilizadas sinalizações SCADA, a RPF de barras é dependente dos resultados das execuções das RPFs de LTs e transformadores de potência, sendo estes:

- *FALTA CIRCUITO: falta por circuito (originário dos resultados das RPFs de LTs ou de transformadores de potência);*

- *FALTA EXTERNA CIRCUITO: falta externa por circuito (originário dos resultados das RPFs de LTs);*

4.1.1. Sistema teste 1 – Falta na Região Metropolitana de Curitiba

O diagrama unifilar do SSC da SE UMB é apresentado na FIGURA 4.1. Esta unidade possui dois (2) autotransformadores (TR-A e TR-B), seis (6) linhas de transmissão na área de 230kV (GRL, SIG/POX/HBR, CSO, CIC, UBR, CCO-1) e oito (8) linhas de subtransmissão na área de 69kV (PCG, FAF-2, TUQ, FAF-1, BQE, ARC, PHO e CIC-2). Na alta tensão, o arranjo dos seccionadores divide a carga em duas barras (BP1 e BP2), que podem ser conectadas através de um interligador. Isto é semelhante para a área de baixa.

As 10h40min do dia 11/06/2011 houve uma falta causada por curto circuito na linha 230kV do circuito UMB-UBR com atuação dos relés de distância (21), sobrecorrente instantâneo (50) e direcional de sobrecorrente (67). Embora reconhecido o problema pelos relés responsáveis, o disjuntor deste circuito não abriu em tempo hábil, ocorrendo à atuação do esquema de falha de disjuntor (50BF), culminando no bloqueio da BP1 (86B) da SE UMB. A causa provável foi esclarecida pós-ocorrência ao verificar o rompimento de um isolador polimérico em estrutura da LT ocasionando queda de cabo condutor próximo ao solo. Este acontecimento está detalhado em Copel, Relatório de Ocorrência e Perturbação (2011).

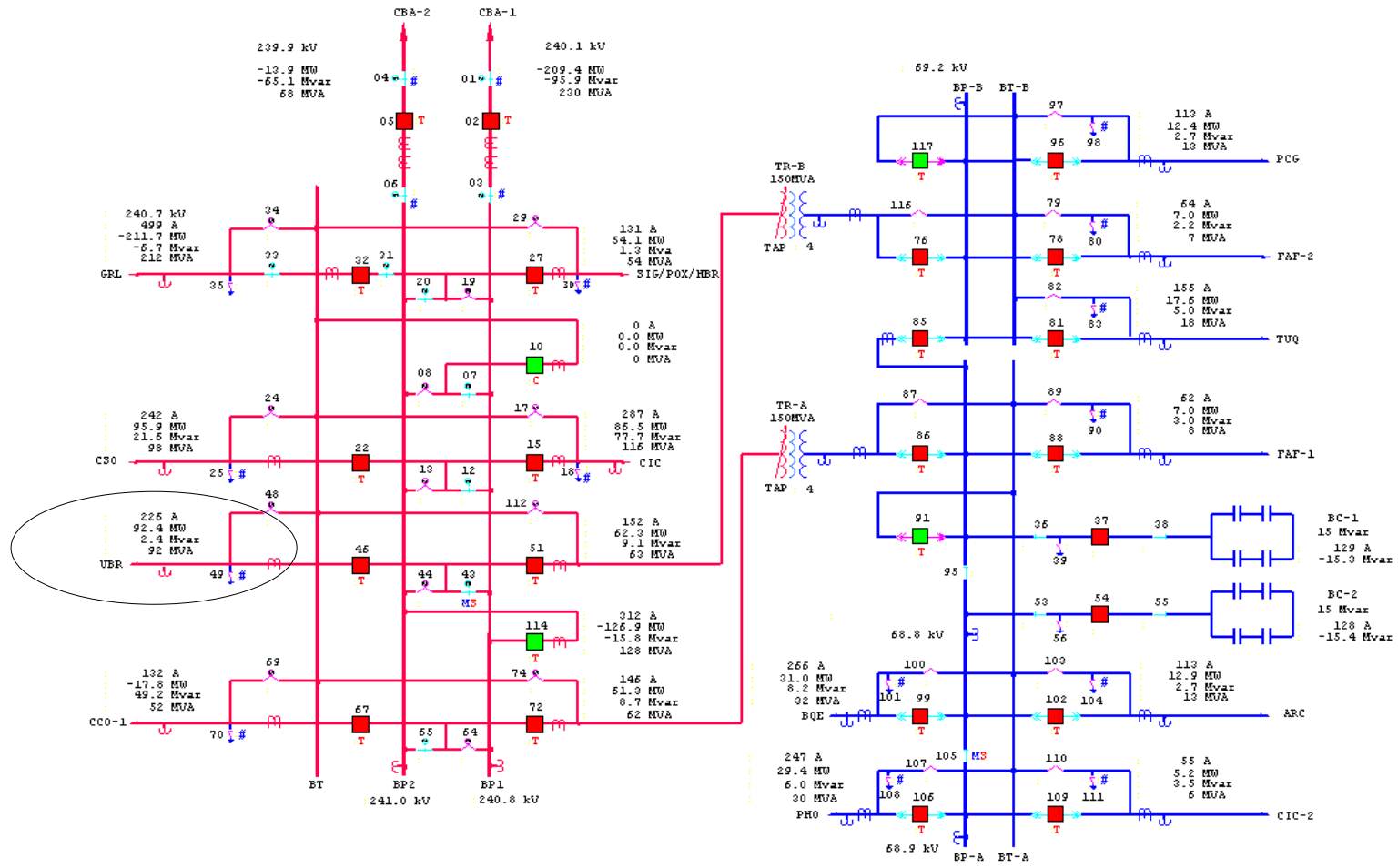


FIGURA 4.1 SE UMB
 FONTE: SSC do COS / COPEL (29/05/2012 – 07h22min)

Para facilitar o entendimento sobre a contingência, a FIGURA 4.2 apresenta uma parte do sistema de 230kV da região metropolitana de Curitiba.

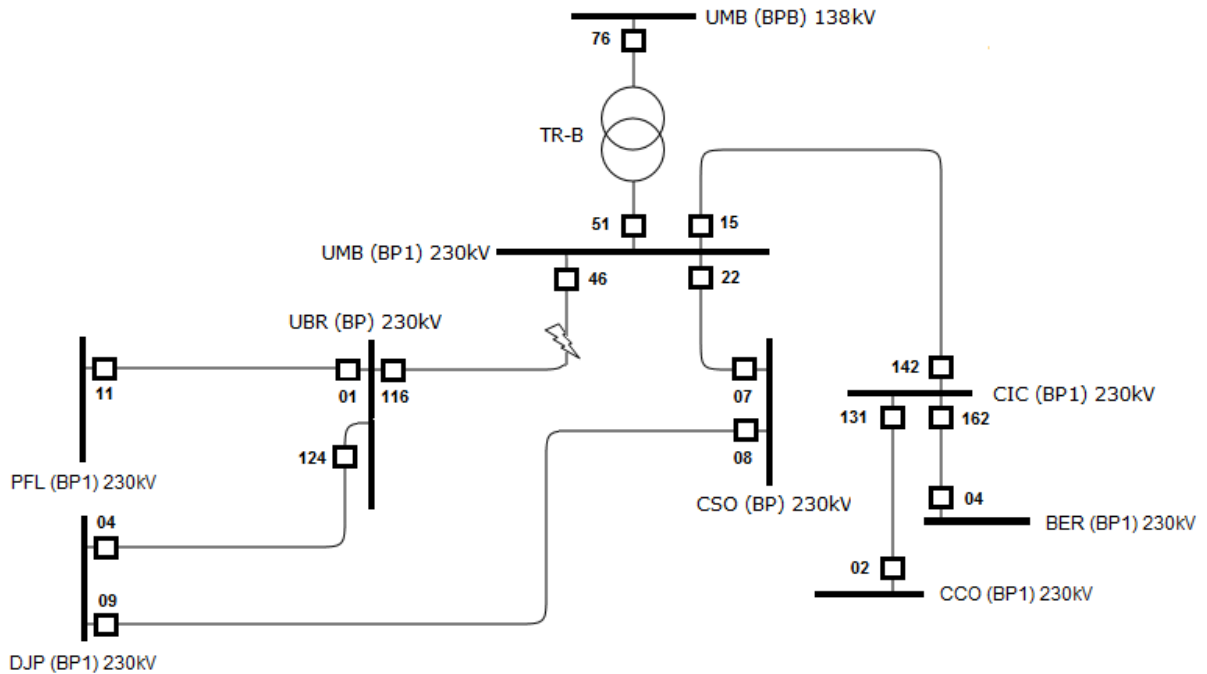


FIGURA 4.2 FRAGMENTO DO SISTEMA DE 230kV DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA
 FONTE: O autor (2012) adaptado do SSC do COS / COPEL.

As entradas das RPFs definidas no histórico de eventos desconsiderando o horário de acontecimento, com um intervalo de janela de 10 segundos a partir do primeiro evento são apresentadas nas TABELAS 4.4, 4.5 e 4.6 onde foram classificados os eventos com as entradas configuradas nas RPFs criadas anteriormente para LTs e transformadores de potência. Por exemplo, de acordo com a TABELA 4.4, em algum momento na janela temporal, houve a sinalização na SE UBR do disjuntor referente ao circuito UMB (esta informação está em destaque na tabela). As sinalizações possuem marcação 1, ao contrário das não sinalizações que possuem marcação 0.

TABELA 4.4 EVENTOS DAS SES DE 230KV DO SISTEMA TESTE 1 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFs DE LTS

EVENTOS ORIGINADOS NA SE UMB																							
UBR								CSO								CIC							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F				
0	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1
EVENTOS ORIGINADOS NA SE CIC																							
UMB								CCO								BER							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F				
0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EVENTOS ORIGINADOS NA SE UBR																							
UMB								DJP								PFL							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F				
1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EVENTOS ORIGINADOS NA SE CSO																							
UMB								DJP															
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX								
0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								

FONTE: O autor (2012) adaptado do SSC do COS / COPEL após falta

TABELA 4.5 EVENTOS DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 1 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFs DE TRANSFORMADORES

EVENTOS ORIGINADOS NA SE UMB									
	86T	DJ ALTA	DJ BAIXA	LIM ALTA	LIM BAIXA	51FN BAIXA	51FN ALTA	87T	26/49/63/71
TR-B	0	1	1	1	1	0	0	0	0

FONTE: O autor (2012) adaptado do SSC do COS / COPEL após falta

TABELA 4.6 EVENTOS DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 1 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFs DA BARRA DE UMB

EVENTOS GERADOS NA SE UMB (BP1)																
FALTA CIRCUITO				RELÉ DE FALHA DE DJ (50BF)				ESTADO DISJUNTOR				FALTA EXTERNA CIRCUITO				
CSO	CIC	UBR	TR-B	CSO	CIC	UBR	TR-B	CSO	CIC	UBR	TR-B	CSO	CIC	UBR	86B	87B
				0	0	0	0	1	1	1	1				1	0

FONTE: O autor (2012) adaptado do SSC do COS / COPEL após falta

Os itens “FALTA CIRCUITO” e “FALTA EXTERNA CIRCUITO” dependem da execução das redes de LTs e transformadores de potência, por isto estão com células vazias na TABELA 4.6.

Algumas constatações foram levantadas a partir da análise pós-ocorrência. As principais considerações em nível de SSC estão descritas a seguir:

- O número de eventos relacionados diretamente à falta em questão foi de 336 (equipamentos de manobra, relés de proteção, alarmes de sobrecarga, entre outros);

- Não houve sinalização da atuação do relé 50BF na SE UMB por falta de configuração no COS, dificultando a confiabilidade na origem do bloqueio de barra (86B);
- Houve dúvidas da abertura na SE CSO do circuito UMB-CSO, pois houve sinalização da atuação dos relés de teleproteção 85TX e 85RX nesta SE, ficando a dúvida se o problema estava nesta LT;
- Eventos de teleproteção (85TX) na unidade CIC levantaram dúvidas se o evento foi externo a LT CIC-UMB ou se não ocorreu a sinalização do 85RX na SE CIC por falta de configuração ou falha;
- Não foi configurada estampa de tempo para os eventos relacionados nas SEs envolvidas na ocorrência, exemplo disso foi a evidência do bloqueio de barra mostrado previamente à falta da LT UMB-UBR pelo SSC do COS;
- O DJ de UBR na SE UMB não abriu em determinado tempo (milissegundos), abrindo logo em seguida (demora na abertura). Para o SSC, isto foi imperceptível, ou seja, para o operador, o DJ abriu corretamente.

Muitas destas considerações causaram desconforto e criaram um ambiente de dúvidas onde a confiança nas informações era primordial para a correta decisão operacional.

4.1.2. Sistema teste 2 – Falta na SE FRA 230kV

O diagrama unifilar do SSC para a coordenação da operação da SE FRA está demonstrado na FIGURA 4.3. Esta unidade possui dois (2) autotransformadores (TR-A e TR-B), cinco (5) linhas de transmissão na área de 230kV (JGI, CHV, PGN, LON e MUA) e quatro (4) linhas na região de 138kV (SQC, TEL-2, TEL-1 e UFRA). As barras principais tanto da alta quanto da baixa possuem seccionamento através dos seccionadores 134 e 133 respectivamente.

Às 10h26min do dia 20/01/2011 ocorreu o bloqueio da barra 230kV da SE FRA com desligamento automático dos autotransformadores A e B e das linhas de transmissão circuitos FRA-LON, FRA-JGI, FRA-CHV e FRA-PGN pela atuação do relé diferencial (87B) de barra e chave auxiliar de bloqueio (86B). Diversas proteções atuaram simultaneamente à falta nas SEs envolvidas. Houve falta de corrente

alternada para as SEs radiais conectadas a área de 138kV afetando consumidores indiretamente conectados. Estas informações constam em ONS, Boletim Semanal da Operação do ONS (Boletim de 15/01/2011 a 21/01/2011).

A causa foi verificada após inspeção visual na BP1 de 230kV com detecção de cabo rompido na fase B na chave seccionadora 134 interligadora de barras.

As entradas das redes definidas no histórico de eventos desconsiderando o horário da falta, com um intervalo de janela de 10 segundos a partir do primeiro evento são apresentadas nas TABELAS 4.7, 4.8 e 4.9 onde são classificados os eventos com as entradas configuradas nas RPFs criadas para LTs, transformadores de potência e barras.

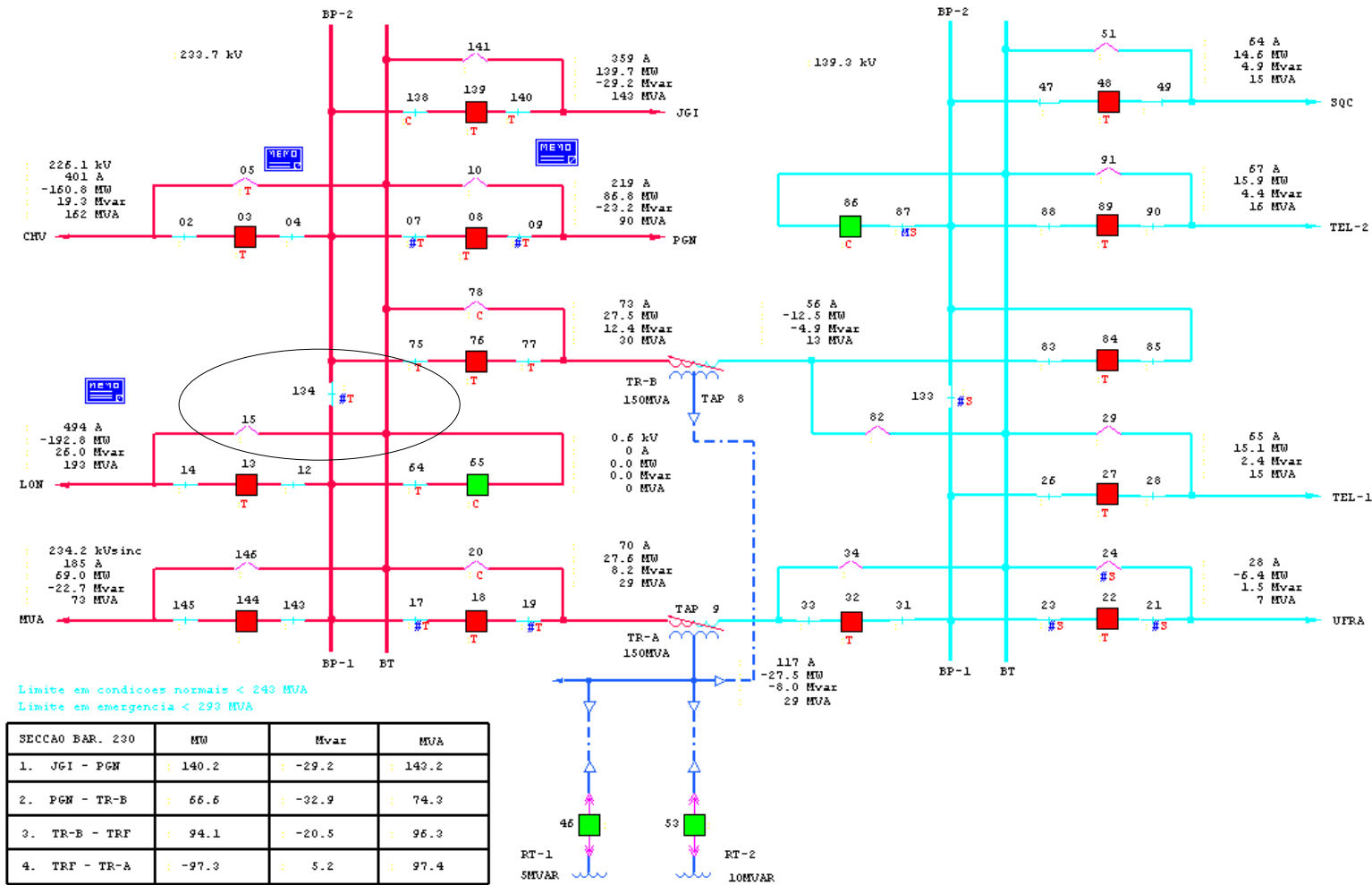


FIGURA 4.3 SE FRA
 FONTE: SSC do COS / COPEL (01/06/2012 – 08h03min)

TABELA 4.7 EVENTOS DAS SES DE 230KV DO SISTEMA TESTE 2 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFs DE LTS

EVENTOS ORIGINADOS NA SE FRA																							
JGI								CHV								PGN							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX
0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
LON								MUA															
0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0								
EVENTOS ORIGINADOS NA SE JGI																							
FRA								ITR2								BTA							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX
0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MUA																							
0	0	0	0	0	0	0	0																
EVENTOS ORIGINADOS NA SE PGN																							
FRA								ARE								PGS							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX
0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EVENTOS ORIGINADOS NA SE CHV																							
FRA																							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX																
0	0	0	0	0	1	0	0																
EVENTOS ORIGINADOS NA SE LON																							
FRA								IBP-1								IBP-2							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX
0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LNA								ASS								MGA							
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
APA								MGA-2								APA-2							
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EVENTOS ORIGINADOS NA SE MUA																							
FRA								JGI								KLA							
Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX	Z1N 67NI	Z1F	Z2N 67NT	Z2F	DJ	Lim	85TX	85RX
0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABELA 4.8 EVENTOS DA SE FRA DE 230KV DO SISTEMA TESTE 2 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS NAS RPFs DOS TRANSFORMADORES A E B

EVENTOS ORIGINADOS NA SE FRA									
	86T	DJ ALTA	DJ BAIXA	LIM ALTA	LIM BAIXA	51FN BAIXA	51FN ALTA	87T	26/49/63/71
ATF-A	0		1	1	1	1	0	0	0
ATF-B	0		1	1	1	1	0	0	0

FONTE: O autor (2012) adaptado do SSC do COS / COPEL após falta

TABELA 4.9 EVENTOS DA SE FRA DE 230KV DO SISTEMA TESTE 2 EM RELAÇÃO ÀS ENTRADAS POSSÍVEIS DA BARRA DE FRA

EVENTOS GERADOS NA SE FRA (BP1)														
FALTA CIRCUITO							RELÉ DE FALHA DE DJ (50BF)							
JGI	CHV	PGN	LON	MUA	TR-A	TR-B	JGI	CHV	PGN	LON	MUA	TR-A	TR-B	86B
							0	0	0	0	0	0	0	0
ESTADO DISJUNTOR							FALTA EXTERNA CIRCUITO							
JGI	CHV	PGN	LON	MUA	TR-A	TR-B	JGI	CHV	PGN	LON	MUA	TR-A	TR-B	87B
1	1	1	1	1	1	1								0

FONTE: O autor (2012) adaptado do SSC do COS / COPEL após falta

Os itens “FALTA CIRCUITO” e “FALTA EXTERNA CIRCUITO” dependem da execução das redes de LTs e transformadores de potência, por isto estão com células vazias.

Algumas considerações em nível de SSC foram realizadas após a ocorrência. As principais são descritas:

- Não houve sinalização da proteção diferencial de barra (87B) para os centros envolvidos (comprovada atuação pós-ocorrência). Isto fez com que os operadores inicialmente procurassem o problema fora da zona de proteção da barra de 230kV;
- O número de eventos durante a ocorrência foi de 401, sendo muitos relacionados à teleproteção nas SEs diretamente conectadas a SE FRA, causando dúvidas na origem da falta;
- Não foi configurada estampa de tempo para os eventos envolvidos na contingência não programada.

4.2. MÉTODOS

Esta seção propõe uma metodologia de diagnóstico de SEP através da utilização de RPFs. Para facilitar o entendimento da metodologia do estudo foram descritos os passos mais importantes, ilustrados através dos fluxogramas das FIGURAS 4.4 e 4.9. A arquitetura está dividida em duas áreas, diferenciadas principalmente pelo seu modelo de execução. A área *offline* é representada por atividades que não necessitem interação direta com um SSC. Por outro lado, a área *online* é alimentada por dados de aquisição.

Todas as pesquisas envolvendo as redes *Fuzzy* descritas previamente neste trabalho são orientadas a localização do defeito. Logo, os resultados das pesquisas apresentam como resultados a sessão em falta, bem como um fator de confiança nesta informação. A metodologia apresentada neste capítulo constrói RPFs que além da localização são orientadas a classificação do defeito, conseqüentemente apresentando em seus resultados além da localização da contingência, possíveis motivos para esta ocorrência.

4.2.1. Área *offline*

Na área *offline* (FIGURA 4.4) são definidas as redes nebulosas para cada LT, transformadores de potência e barras em SEs. As redes são formadas a partir da análise dos pontos de supervisão, esquemas de proteção e esclarecimentos com profissionais envolvidos nas áreas de automação, operação e proteção (1). Definem-se topologias e saídas possíveis da análise com intuito de avaliar logicamente as entradas (2). A arquitetura da RP é construída no simulador de redes (3). O arquivo salvo do *PM Editeur* serve de entrada para a interface do *Matlab*. Esta interface em sua saída produz as matrizes necessárias para a execução da rede no ambiente do *Matlab* (4). Além disso, devem ser definidos os vetores marcação inicial e o de transições (5). A saída da área *offline* transforma as simples RP anteriormente criadas no simulador de redes, em RPFs prontas para a utilização da área *online*. Este processo de criação será detalhado a seguir.

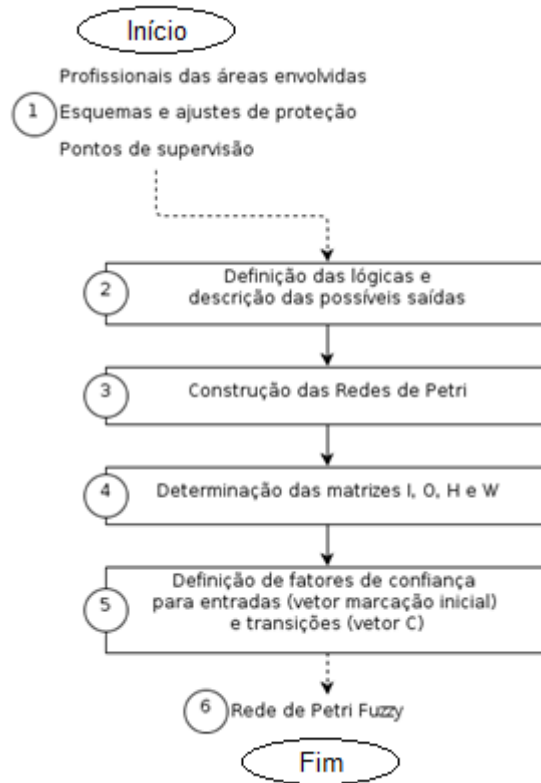


FIGURA 4.4 PROCESSO *OFFLINE* DA ARQUITETURA PROPOSTA
FONTE: O autor (2012).

A partir do uso de certas sinalizações utilizadas nas redes descritas neste capítulo, consegue-se melhorar a análise das contingências elétricas. Estas foram definidas (sozinhas ou em conjunto) por apresentar certas características que identificam uma falta elétrica.

As RPFs utilizadas na análise da técnica podem ser utilizadas em diversas outras situações, alterando-se valores verdade das entradas, confidências das transições, pesos e realizando pequenas mudanças na arquitetura das redes. No caso da utilização das mesmas RPFs, devem-se alocar nas suas entradas as informações corretas de acordo com a lógica estrutural da RP apresentada. Estas entradas são marcadas por um *token* nas figuras de redes deste capítulo.

Na condição de não existirem proteções como o modelo de rede apresentado ou para aquelas situações onde existam relés ou estados que possam definir a falta de uma maneira não contemplada no padrão abordado, pode-se retirar ou construir lógicas customizadas adaptando as redes utilizadas neste capítulo. No caso de retirada ou adição de transições, arcos ou lugares do padrão, devem ser revistos os pesos entrantes nas transições.

Para o ambiente de testes foram construídas 8 redes para LTs, 3 para transformadores de potência e 2 redes para barras.

Os pesos dos arcos conectados as transições devem somar uma unidade e tem como regra a sequência lógica do processo, ou seja, os pesos indicam a importância da relação causa-efeito da situação. Por exemplo, na situação onde a transição é composta por relés e equipamentos de manobra, os relés possuem pesos menores do que o os disjuntores. Isto é devido à constatação de que para um disjuntor abrir, tem que existir a atuação de relés de proteção, sendo a abertura do disjuntor um ato final para o processo de *trip* iniciado pelo conjunto de relés. Na situação onde existam lugares com valores analógicos sinalizados quando ficam abaixo de determinado valor (valor analógico de desenergização), os pesos dos disjuntores são menores do que o dos limites, pois a ocorrência da falta de energia acontece como consequência da abertura do equipamento de manobra.

TABELA 4.10 TERMOS LINGUÍSTICOS E VALORES FUZZY

Termos linguísticos	Valores verdade / confidência
Sempre Verdadeiro (<i>Always True – AT</i>)	1,00
Extremamente Verdadeiro (<i>Extremely True – ET</i>)	0,95
Muito Verdadeiro (<i>Very True – VT</i>)	0,80
Verdadeiro (<i>True – T</i>)	0,70
Razoavelmente Verdadeiro (<i>Fairly True – FT</i>)	0,60
Pouco Verdadeiro (<i>Less True – LT</i>)	0,30
Menos Verdadeiro (<i>Minorly True – MT</i>)	0,20
Minimamente Verdadeiro (<i>Minimally True – MMT</i>)	0,05
Não Verdadeiro (<i>Not True – NT</i>)	0,00

FONTE: ADAPTADO de Chen (2012)

Os valores verdade iniciais (γ_0) das sinalizações de proteção de LTs, de transformadores de potência e as que envolvem barras em SEs, são respectivamente 0,99 (entre *ET* e *AT*), 0,95 (*ET*) e 0,95 (*ET*), assim como nos DJs, é utilizado o valor de 0,95 (*ET*). Para os limites de corrente (mínimo necessário para alarmar devido a um determinado valor na corrente) quando aplicados, possuem

uma classificação de 0,99 (entre *ET* e *AT*). Para a não sinalização, é utilizado o valor padrão para todas as entradas é de 0,05 (*MMT*).

Os valores anteriores foram obtidos a partir de entrevistas com profissionais das áreas de automação, proteção e operação da Copel, os quais foram questionados sobre a veracidade das informações necessárias para a execução das RPFs.

4.2.1.1. Redes de Petri *Fuzzy* para linhas de transmissão

Para exemplificar as RPFs para LTs, utiliza-se a rede para o circuito UMB-UBR da FIGURA 4.5, onde conceitos de automação e proteção buscam provar um determinado conjunto de sinalizações de entrada, isto pode ser mostrado através da determinação do grau verdade *P8*. Para alcançar este objetivo, são necessárias sinalizações com graus de verdade suficientes para ativar as transições *T1* ou *T3*. Na transição *T1*, por exemplo, caso possua em suas entradas a combinação do lugar *P1* (representação de atuação de proteção instantânea), o estado do DJ e o limite mínimo de corrente alcançado, demonstra que houve a confirmação da atuação da proteção instantânea causando a abertura do DJ, e por fim eliminando a corrente no circuito.

Arquitetonicamente, as redes de LTs analisam a sinalização dos dois extremos utilizando um peso comum para o diagnóstico da falta. Isto quer dizer, que a falta na LT é comprovada através de uma regra global a partir da sinalização equitativa dos valores verdade encontrado previamente nos lugares *P23* e *P24*. A singularidade da confiança de cada extremo é verificada a partir dos níveis anteriores a esta transição geral.

A classificação da falta ocorre através dos valores verdade resultantes dos lugares *P8*, *P9*, *P10*, *P11*, *P19*, *P20*, *P21* e *P22*, propositadamente alcançados a partir das transições fundamentadas em características baseadas no critério da seletividade de proteção. Por exemplo, ao se buscar na saída a constatação de que, à falta ocorreu na própria linha, os valores de confiança nas transições que detectam faltas além da LT (por exemplo, *Z2*) tem valor inferior do que as que determinam faltas internas (por exemplo, *Z1*). Nesta rede, as transições *T1*, *T2*, *T10* e *T11* possuem confiança de 0,9, enquanto as transições *T3*, *T4*, *T12* e *T13*

ficaram com 0,8. Os outros fatores de confiança das transições estão definidos na própria figura sob cada transição. Os pesos utilizados nos arcos estão demonstrados nos próprios e seguem o padrão previamente estabelecido.

Em linguagem natural, o processo da RPF da LT UMB-UBR para indicar falta externa no extremo A (P11) pode ser explicada como:

Caso não existam atuações de proteção no extremo A (P26) com peso de 0,2 com um determinado valor verdade, o DJ UMB46 estiver aberto (P5) com peso de 0,25 e um determinado valor verdade, possuir sinalização de envio de teleproteção para o outro terminal (P6) com peso de 0,15 com certo valor verdade, e ocorrer evento sobre o limite de corrente mínimo (P28) com peso de 0,4 com certo valor verdade, existe a possibilidade de FALTA EXTERNA (P11) a LT UMB-UBR, com um determinado valor verdade.

No final da execução podem-se determinar os acontecimentos com valores de confiança da TABELA 4.11.

TABELA 4.11 POSSIBILIDADES PARA A LT UMB-UBR DO SISTEMA TESTE 1

Nível	Lugar	Descrição	Valor verdade
>> (2)	P9	FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR)	X
>> (2)	P8	FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR)	X
>> (2)	P10	ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (UMB-UBR)	X
>> (2)	P11	FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (UMB-UBR)	X
>> (2)	P19	FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR)	X
>> (2)	P20	FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR)	X
>> (2)	P21	ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (UMB-UBR)	X
>> (2)	P22	FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (UMB-UBR)	X
>>> (3)	P23	FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR)	X
>>> (3)	P24	FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR)	X
>>>> (4)	P25	FALTA DETECTADA NA LT UMB-UBR	X

FONTE: O autor (2012)

As informações “>>”, “>>>”, e “>>>>” informam em qual nível de processamento a possibilidade foi testada. Por exemplo, a informação P25 é alcançada a partir das lógicas P23 e P24. Assim como o resultado P23, com os lugares P9, P8, P10 e P11, similarmente para P24, em que P19, P20, P21 e P22 foram utilizados. O maior valor entre os valores verdade de P9, P8 e P10 será escolhido quando a informação de P23 for considerada, similarmente para P19, P20 e P21 para a informação de P24. As informações dos valores verdade expressos por P11 e P22 devem ser levados em conta sempre que os valores expressos por P23 e P24 não satisfizerem a solução.

As demais redes de linhas utilizadas no trabalho seguem o mesmo modelo, embora com entradas específicas para cada LT. Por exemplo, a sinalização de proteção de zona 2 de outro circuito em determinada SE é a entrada P4 na RP referente a esta LT.

As TABELAS 4.2 e 4.13 demonstram as matrizes H, I, O e W para a rede da LT UMB-UBR apresentada na FIGURA 4.5. Para as demais linhas, as matrizes utilizadas são as mesmas, pois todos os circuitos possuem equipamentos semelhantes.

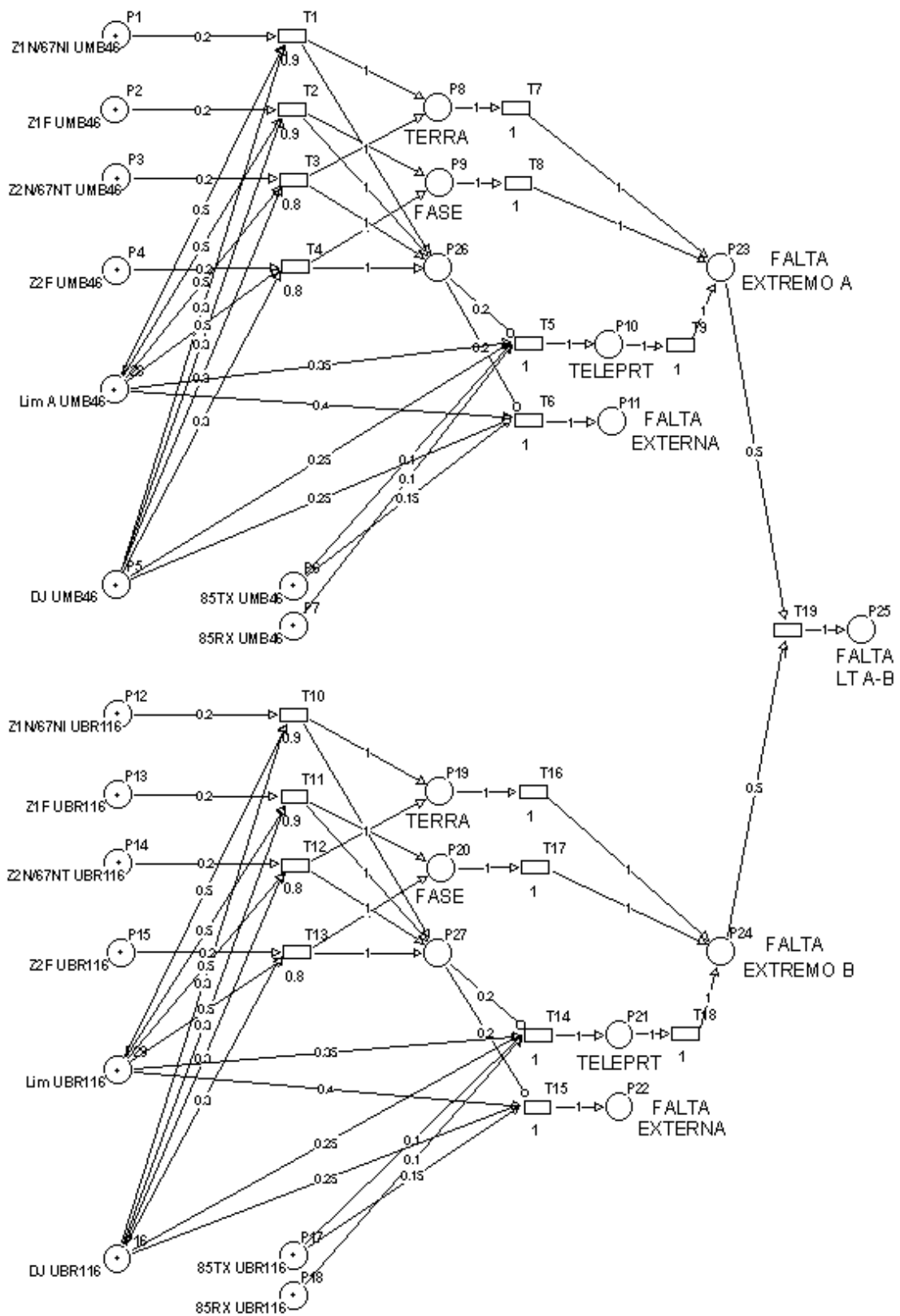


FIGURA 4.5 RPF PARA A LT UMB-UBR
FONTE: O autor (2012).

TABELA 4.12 MATRIZES H E I PARA A LT UBR-UMB DO SISTEMA TESTE 1

Matriz H																			Matriz I																				
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19		T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P5	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P6	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P7	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P8	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
P13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
P14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
P15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
P16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	P16	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	
P17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	
P18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
P19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	
P20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
P21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
P22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
P24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
P25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P26	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	P27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P28	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0

FONTE: O autor (2012)

TABELA 4.13 MATRIZES O E W PARA A LT UMB-UBR DO SISTEMA TESTE 1

Matriz O																			Matriz W																				
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19		T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P1	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P2	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P3	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P4	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P5	0,30	0,30	0,30	0,30	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P8	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P9	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P10	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,30	0,30	0,30	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00
P17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00
P18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	P19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
P20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	P20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
P21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	P21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
P22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	P22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P23	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50
P24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	P24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50
P25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	P25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P26	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	P27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	
P28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P28	0,50	0,50	0,50	0,50	0,35	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	P29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50	0,35	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00

FONTE: O autor (2012)

4.2.1.2. Redes de Petri *Fuzzy* para transformadores de potência

As redes para transformadores objetivam especificar, se a falta foi de origem interna ou externa ao equipamento. Este objetivo também é encontrado em Henklein e Rolim (2004) e em Segatto e Coury (2006). A FIGURA 4.6 apresenta um exemplo da RPF do transformador B da SE UMB utilizado no sistema teste 1.

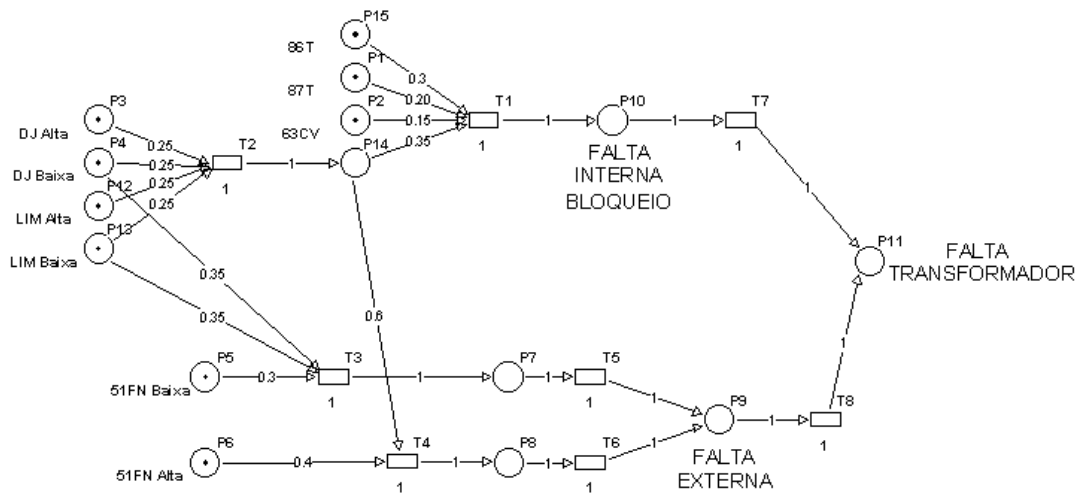


FIGURA 4.6 RPF PARA O TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA B DA SE UMB
FONTE: O autor (2012).

Os objetivos representados através dos lugares P9 e P10, respectivamente classificam a falta em externa ou interna, apoiando-se nas sinalizações das proteções do transformador, os estados dos disjuntores e os valores de corrente de alta e de baixa. Os graus de confiança para as transições equivalem à unidade.

Em linguagem natural, o processo da RPF do transformador B da SE UMB para indicar a falta interna do equipamento (P10) pode ser explicada como:

Caso o relé auxiliar de bloqueio 86T (P15) estiver sinalizado com um certo valor verdade com peso de 0,3, em conjunto o relé 87T (P1) com determinado valor verdade com peso de 0,2, houver sinalização do relé 63C ou 63V (P2), com certo valor verdade (com peso de 0,15), considerando o valor verdade resultante da união (peso de 0,35) da sinalização dos disjuntores de alta (P3) e de baixa (P4) com valores verdade definidos com peso de 0,25 cada, bem como houver a atuação do limite de corrente mínima nos dois extremos do transformador (P12 e P13) com

determinados valores verdade, também com pesos de 0,25, existe a possibilidade de falta interna no equipamento, com consequente bloqueio do equipamento (P10) com determinado valor verdade.

Ao final da execução desta rede, é possível determinar as seguintes considerações (com graus de verdade):

TABELA 4.14 POSSIBILIDADES PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Nível	Lugar	Descrição	Valor verdade
>>> (3)	P9	FALTA EXTERNA NO TRANSFORMADOR	X
>>> (3)	P10	FALTA INTERNA NO TRANSFORMADOR	X
>>.> (4)	P11	FALTA TRANSFORMADOR	X

FONTE: O autor (2012)

Os outros transformadores utilizados nos testes seguem o mesmo padrão, sendo alteradas somente suas entradas. As matrizes H, I, O e W para transformadores são apresentadas no APÊNDICE 1.

4.2.1.3. Redes de Petri Fuzzy para barras em subestações

As redes para barras em SEs seguem o modelo geral de retaguarda utilizado por sistemas de proteção de concessionárias de energia, além de estipular problemas na própria barra. No exemplo da FIGURA 4.7, é apresentada a RPF para a BP1 da SE FRA utilizada no sistema teste 2. Em caso da ativação dos relés de proteção de falha de disjuntor (lugares P2, P4, P6, P8, P10, P12 e P31), ocorre a eliminação da falta por meio do desligamento geral da barra pelo relé auxiliar de bloqueio de barra BP1 (lugar P29), com a identificação do responsável em P15, P16, P17, P18, P19, P20 e P32. A detecção da proteção diferencial de barra também está implantada na rede.

A utilização desta rede em conjunto com as RPFs de LTs e de transformadores de potência aumenta a confiabilidade do sistema. Isto pode ser visto com a identificação da falta resultante em P25 na FIGURA 4.5, e por P11 na FIGURA 4.6, utilizados como entradas nos lugares P1, P3, P5, P7, P9, P11 e P30 na

0,13 e determinados valores verdade, existe a possibilidade de BLOQUEIO DE BARRA BP1 com um determinado valor verdade.

Ao final da execução da rede de barras, é possível determinar os fatos (com valores verdade) apresentados na TABELA 4.15:

TABELA 4.15 POSSIBILIDADES PARA BP1 DA SE FRA DO SISTEMA TESTE 2

<i>Nível</i>	<i>Lugar</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor verdade</i>
>> (2)	P29	BARRA BLOQUEADA	X
>>> (3)	P15	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ JGI	X
>>> (3)	P16	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ CHV	X
>>> (3)	P17	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ PGN	X
>>> (3)	P18	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ LON	X
>>> (3)	P19	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ MUA	X
>>> (3)	P20	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ TR-A.	X
>>> (3)	P32	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DE DJ TR-B	X
>>>> (4)	P22	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DE DJ	X
>>>>> (5)	P21	BARRA BLOQUEADA POR ATUAÇÃO DO DIFERENCIAL	X
>>>>> (5)	P41	PROBLEMA NA BP1	X

FONTE: O autor (2012).

As demais barras seguem o mesmo padrão embora a arquitetura da RP seja alterada. Isto se deve ao fato de que as barras seguem lógicas relacionadas à sua topologia. As matrizes H , I , O e W das barras são demonstradas no APÊNDICE 1. A FIGURA 4.8 demonstra a RPF da BP1 de 230kV da SE UBR.

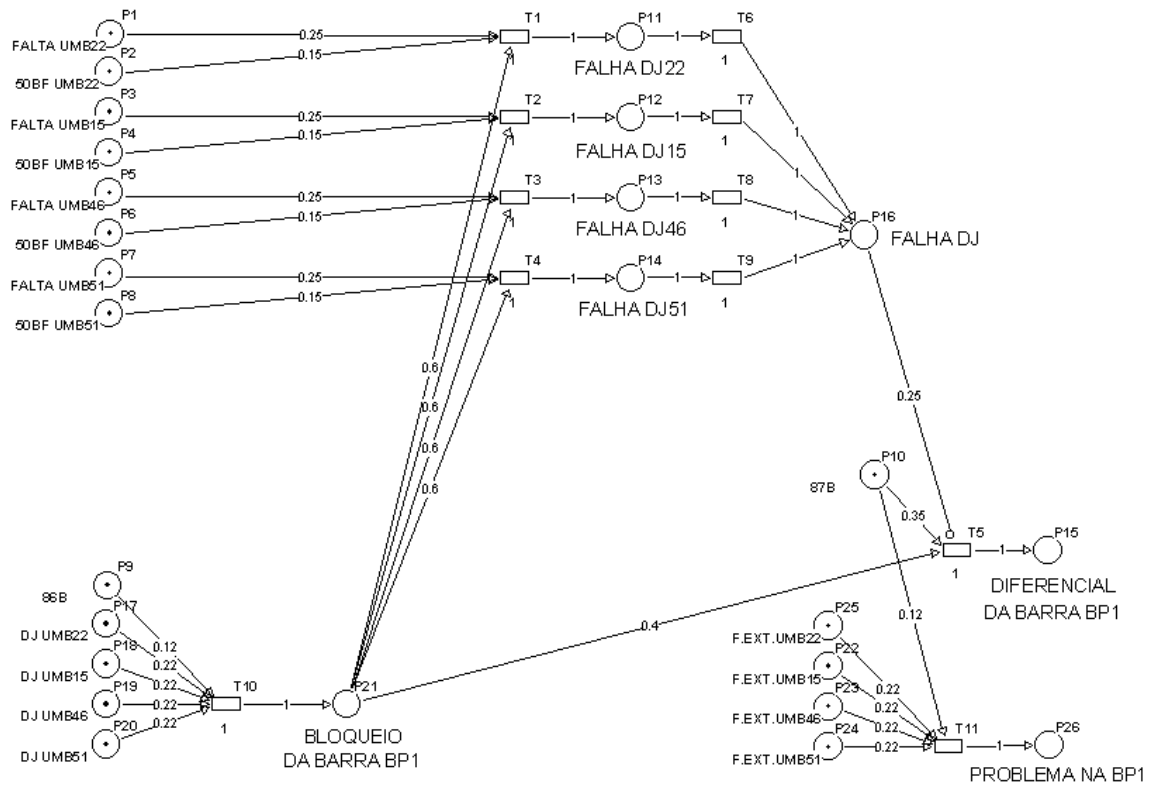


FIGURA 4.8 RPF PARA A BP1 DE 230KV DA SE UBR
FONTE: O autor (2012).

4.2.2. Área *online*

Na etapa *online*, as informações SCADA são constantemente transferidas para as RPFs em busca de entradas que qualifiquem a execução da respectiva rede. A fim de validar os conceitos apresentados neste trabalho, a etapa *online* utiliza como entrada tabelas históricas de eventos simulando um ambiente em tempo real.

A FIGURA 4.9 demonstra as principais etapas do processo *online* da arquitetura. Os passos inclusos são:

1. Início;
2. Aquisição dos eventos diretamente de um SCADA ou por meio de uma TABELA de eventos histórica. Verificar se estes eventos são entradas das RPFs criadas previamente na parte *offline*. Caso positivo, serão instanciadas para execução futura somente as RPFs envolvidas na falta;
3. Classificar as RPFs envolvidas na ocorrência em LTs, transformadores de potência e barras;

4. Serão alocadas nas posições de entrada correspondentes das RPFs especificadas no passo anterior as sinalizações com os valores verdade definidos previamente de acordo com a entrada na rede (sinalização de proteção, disjuntor ou limite analógico) para LTs ou transformadores de potência (caso ocorra à sinalização deste);
5. As redes definidas serão executadas de acordo com o fluxograma de execução de RPFs encontrada na FIGURA 3.9.
6. As redes referentes a barras classificadas no passo 2 terão em suas entradas valores *Fuzzy* assim como as LTs e transformadores de potência. Também serão entradas destas redes, saídas resultantes do passo 4 (com fatores de potência calculados pela execução destas RPFs);
7. As redes de barras serão executadas;
8. Os resultados serão mostrados ao usuário de acordo com as RPFs executadas;
9. Fim (volta ao passo 1);

A execução das RPs deste trabalho utilizam as entradas definidas previamente, obtendo descritivos que relatam um diagnóstico sobre uma possível contingência não programada, além de quantificar a veracidade desta informação.

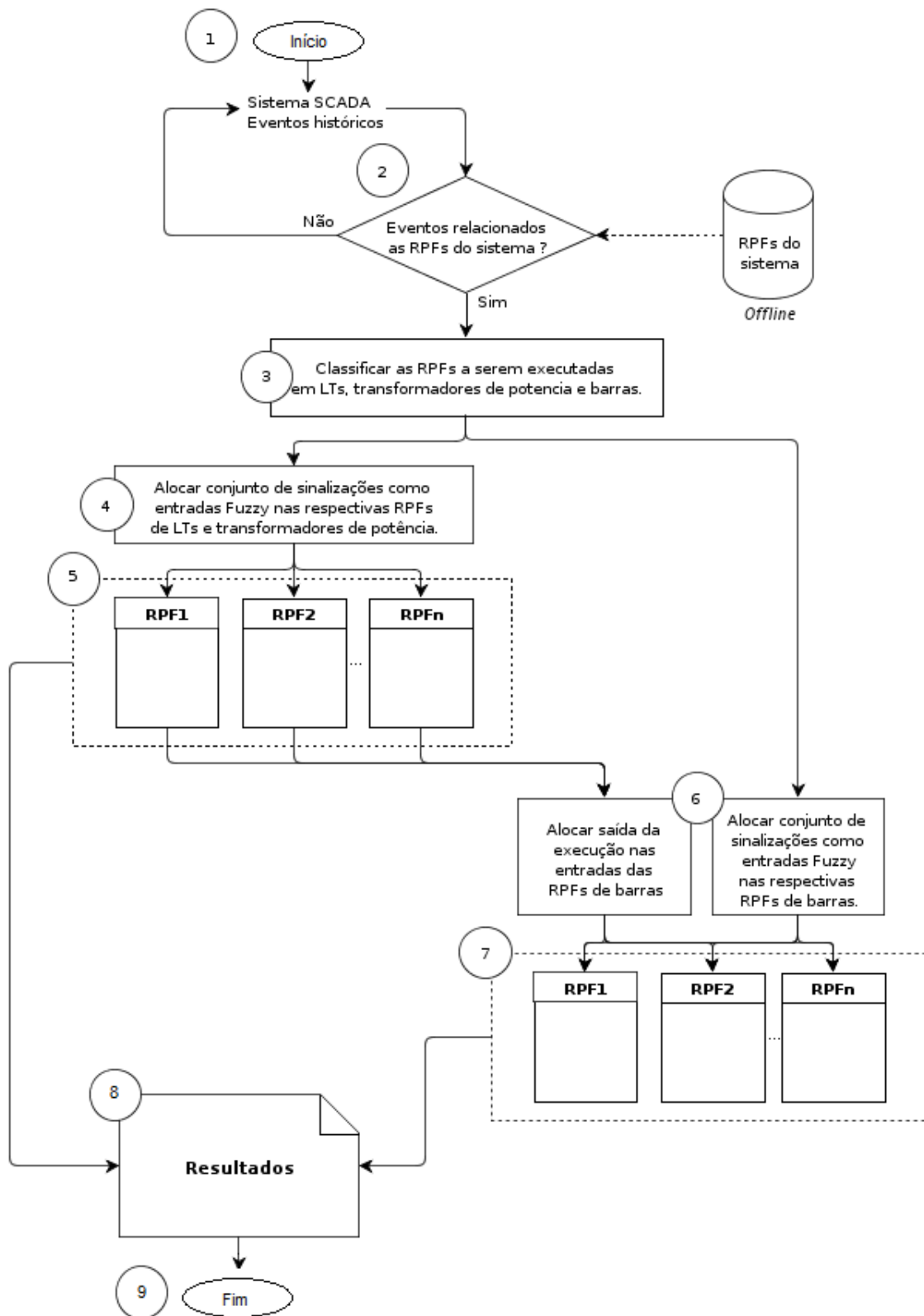


FIGURA 4.9 PROCESSO *ONLINE* DA ARQUITETURA PROPOSTA
 FONTE: O autor (2012)

4.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Para os propósitos deste capítulo, utilizaram-se dois *softwares* para a construção dos modelos de RPs, e construiu-se um ambiente que pudesse ser a interface entre a saída destas redes elaboradas graficamente, e o *software* que fizesse os cálculos *Fuzzy* necessários.

Este capítulo descreve primeiramente os dois sistemas teste utilizados, incluindo histórico de falta (dados de eventos coletados), e análise pós-operativa para a análise da metodologia. Em segundo, fornece exemplos de RPFs utilizadas para estes sistemas em um ambiente *offline*, fornecendo meios para a customização destas. Procede-se com a explicação da metodologia *online*, unindo as execuções das redes demonstradas previamente em busca de uma solução de classificação e localização de faltas.

5. TESTES E RESULTADOS

Este capítulo valida os conceitos da metodologia apresentada, descrevendo resultados sobre os sistemas teste discutidos anteriormente. É também proposta uma comparação com intuito de comparar as metodologias de construção e execução das RPFs com os modelos orientados ao descobrimento da localização da falta.

5.1. EXECUÇÃO DA METODOLOGIA

As tabelas referentes as execuções das redes *Fuzzy* constam no APÊNDICE 3. A última linha de cada bloco destas tabelas de execução especifica o resultado final da racionalidade de cada rede, ou seja, os *tokens* não podem avançar mais (identificados pela rodada na primeira coluna de cada bloco).

5.1.1. Sistema teste 1 – Falta na Região Metropolitana de Curitiba

As execuções das RPFs relacionadas à LTs e transformadores buscam o diagnóstico e a classificação da falta por meio de testes lógicos no decorrer do processo da rede. Os passos da execução em busca de valores de confiança finais são demonstrados no APÊNDICE 3 na TABELA 3.1 para LTs e 3.2 para transformadores de potência.

Para a rede mostrada na FIGURA 4.3 e observando os valores da TABELA 3.1 (APÊNDICE 3) no bloco específico para a LT UMB-UBR, são alcançados os resultados da TABELA 5.1.

TABELA 5.1 POSSIBILIDADES PARA A LT UMB-UBR DO SISTEMA TESTE 1

<i>Nível</i>	<i>Lugar</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor verdade</i>
>> (2)	P9	FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR)	0,761900
>> (2)	P8	FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR)	0,932900
>> (2)	P10	ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (UMB-UBR)	0,781472
>> (2)	P11*	FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (UMB-UBR)	0,543332
>> (2)	P19	FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR)	0,761900
>> (2)	P20	FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR)	0,761900
>> (2)	P21	ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (UMB-UBR)	0,638588
>> (2)	P22*	FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (UMB-UBR)	0,444548
>>> (3)	P23	FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR)	0,932900
>>> (3)	P24	FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR)	0,761900
>>>> (4)	P25	FALTA DETECTADA NA LT UMB-UBR	0,847400

FONTE: O autor (2012)

Para as demais execuções o processo é semelhante. Para uma linha que não apresentou problemas (por exemplo, LT UMB-CSO), os resultados de sua execução podem ser vistos na TABELA 5.2.

TABELA 5.2 POSSIBILIDADES PARA A LT UMB-CSO DO SISTEMA TESTE 1

<i>Nível</i>	<i>Lugar</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor verdade</i>
>> (2)	P9	FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CSO)	0,761900
>> (2)	P8	FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CSO)	0,761900
>> (2)	P10	ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (UMB-CSO)	0,814988
>> (2)	P11	FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (UMB-CSO)	0,576848
>> (2)	P19	FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CSO)	0,494000
>> (2)	P20	FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CSO)	0,494000
>> (2)	P21	ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (UMB-CSO)	0,460796
>> (2)	P22	FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (UMB-CSO)	0,727356
>>> (3)	P23	FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CSO)	0,814988
>>> (3)	P24	FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CSO)	0,494000
>>>> (4)	P25	FALTA DETECTADA NA LT UMB-CSO	0,654494

FONTE: O autor (2012)

Com as execuções realizadas, conclui-se que existe uma possibilidade com valor verdade de 0,8474 de haver uma falta na LT UMB-UBR (maior valor verdade entre todas as redes executadas), sendo esta classificada como FALTA A TERRA (por exemplo, contato com vegetação) com valor verdade de 0,9329.

Nas outras execuções de LTs o valor final de FALTA DETECTADA NA LT (P25) permaneceu sempre abaixo de 0,7, conforme avaliações demonstradas no APÊNDICE 2 (LT UMB-CIC de 0,650711 e UMB-CSO de 0,654494). Sendo este, considerado como valor de corte padrão nas observações das RPFs para linhas, onde os valores abaixo configuram uma situação onde o conjunto de eventos não justificam as considerações linguísticas aplicáveis, ou seja, os lugares P23, P9, P8, P10, P24, P19, P20 e P21 serão desconsiderados nestas execuções. Visto que estes lugares relacionam problemas na linha em questão, as avaliações de P11 e P22 se tornam escolhas determinantes, pois trabalham com eventos além da LT de análise.

A FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A ou B (lugares P11 e P22) também possui limite de corte de 0,7. No exemplo, o extremo na SE CSO detectou uma falta externa que deve ser considerada para a LT UMB-CSO.

Ao observar as conclusões após executar a RPF (TABELA 3.2 – APÊNDICE 3) do transformador de potência B da SE UMB também é possível deduzir os valores constantes na TABELA 5.3.

TABELA 5.3 POSSIBILIDADES PARA O TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA B DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 1

<i>Nível</i>	<i>Lugar</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor verdade</i>
>>> (3)	P9	FALTA EXTERNA NO TRANSFORMADOR	0,637200
>>> (3)	P10	FALTA INTERNA NO TRANSFORMADOR	0,379000
>>.> (4)	P11	FALTA TRANSFORMADOR	0,637200

FONTE: O autor (2012)

Logo, ao considerar um fator de corte também de 0,7 para transformadores de potência, observa-se que a falta não se originou neste equipamento (FALTA TRANSFORMADOR com valor verdade de 0,6372).

Após a execução destas redes, é possível aplicar estes resultados na rede de barras, e ampliar o horizonte de conclusões sobre a falta. A TABELA 3.3 (APÊNDICE 3) apresenta os valores de entrada para a rede de barras, já com os valores necessários originados das execuções de linhas e de transformadores.

Analogamente as execuções anteriores chegam-se as conclusões apresentadas na TABELA 5.4 através da execução da RPF para a BP1 da SE UMB:

TABELA 5.4 POSSIBILIDADES PARA BP1 DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 1

<i>Nível</i>	<i>Lugar</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor verdade</i>
>> (2)	P21	BARRA BLOQUEADA	0,985200
>>> (3)	P11	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ CSO	0,762243
>>> (3)	P12	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ CIC	0,761298
>>> (3)	P13	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ UBR	0,810470
>>> (3)	P14	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ TR-B	0,757920
>>>> (4)	P15	BARRA BLOQUEADA POR ATUAÇÃO DO DIFERENCIAL	0,458963
>>>>> (5)	P26	PROBLEMA NA BP1	0,434837

FONTE: O autor (2012)

Ao término da execução da RPF da BP1, define-se que ocorreu falha na abertura de determinado disjuntor quando este estiver com fator de confiança acima de 0,7, e seja o maior de todos.

Como resultado geral da metodologia, constata-se que:

A barra BP1 da SE UMB foi bloqueada pelo relé auxiliar de bloqueio 86B com valor verdade de 0,9852, sendo responsável pela sua atuação o esquema de falha de disjuntor UBR, com valor verdade de 0,81047, devido à falta fase-terra (possibilidade de queda de elementos de transmissão ao solo), com valor de verdade de 0,9329, detectada na LT UMB-UBR, com valor verdade de 0,8474.

Este resultado é compatível com a análise do acontecimento real analisado através de Copel, Relatório de Ocorrência e Perturbação (2011).

5.1.2. Sistema teste 2 – Falta na SE FRA 230kV

Os resultados das execuções das RPFs para as LTs e transformadores de potência do sistema teste 2 constam respectivamente nas TABELAS 3.5 e 3.6 (APÊNDICE 3). Através destas execuções, por exemplo, obtêm-se as constatações da TABELA 5.5 referentes à LT FRA-PGN:

TABELA 5.5 POSSIBILIDADES PARA A LT FRA-PGN DO SISTEMA TESTE 2

Nível	Lugar	Descrição	Valor verdade
>> (2)	P9	FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-PGN)	0,761900
>> (2)	P8	FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-PGN)	0,761900
>> (2)	P10	ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (FRA-PGN)	0,726788
>> (2)	P11*	FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (FRA-PGN)	0,444548
>> (2)	P19	FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-PGN)	0,494000
>> (2)	P20	FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-PGN)	0,494000
>> (2)	P21	ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (FRA-PGN)	0,544096
>> (2)	P22*	FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (FRA-PGN)	0,720006
>>> (3)	P23	FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-PGN)	0,761900
>>> (3)	P24	FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-PGN)	0,544096
>>>> (4)	P25	FALTA DETECTADA NA LT FRA-PGN	0,652998

FONTE: O autor (2012)

Utilizando os fatores de corte previamente padronizados, verifica-se que a única constatação a ser considerada do conjunto anterior é o de FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (lugar P22) com valor verdade de 0,720006.

As demais execuções de LTs referentes também retornaram valores de confiança abaixo de 0,7, embora também apresentem o fator de confiança para FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (lugar P22) acima de 0,7, sendo estes considerados.

Para as execuções dos transformadores de potência da SE FRA, obtém-se as possibilidades das TABELAS 5.6 e 5.7.

TABELA 5.6 POSSIBILIDADES PARA O TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA A DA SE FRA DO SISTEMA TESTE 2

Nível	Lugar	Descrição	Valor verdade
>>> (3)	P9	FALTA EXTERNA NO TRANSFORMADOR	0,637200
>>> (3)	P10	FALTA INTERNA NO TRANSFORMADOR	0,379000
>>.> (4)	P11	FALTA TRANSFORMADOR	0,637200

FONTE: O autor (2012)

TABELA 5.7 POSSIBILIDADES PARA O TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA B DA SE UMB DO SISTEMA TESTE 2

<i>Nível</i>	<i>Lugar</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor verdade</i>
>>> (3)	P9	FALTA EXTERNA NO TRANSFORMADOR	0,637200
>>> (3)	P10	FALTA INTERNA NO TRANSFORMADOR	0,379000
>>.:> (4)	P11	FALTA TRANSFORMADOR	0,637200

FONTE: O autor (2012)

As execuções das redes para transformadores não apresentaram resultados conclusivos, não podendo ser justificativa para a falta (valor verdade de 0,6372 para ambos os transformadores).

A rede para a BP1 em FRA possui as entradas apresentadas na TABELA 3.7 (APÊNDICE 3), a representação desta rede encontra-se na FIGURA 4.7. Na TABELA 3.8 (APÊNDICE 3) constam seus resultados após execução.

Após a execução desta rede, podem-se realizar as constatações apresentadas na TABELA 5.8.

TABELA 5.8 POSSIBILIDADES PARA BP1 DA SE FRA DO SISTEMA TESTE 1

<i>Nível</i>	<i>Lugar</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor verdade</i>
>> (2)	P21	BARRA BLOQUEADA	0,783200
>>> (3)	P15	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ JGI	0,641053
>>> (3)	P16	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ CHV	0,634408
>>> (3)	P17	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ PGN	0,640670
>>> (3)	P18	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ LON	0,489920
>>> (3)	P19	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ MUAB	0,641772
>>> (3)	P20	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ TR-A	0,600920
>>> (3)	P32	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DO DJ TR-B	0,489920
>>>> (4)	P22	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE FALHA DE DJ	0,641772
>>>> (4)	P21	BARRA BLOQUEADA POR ATUAÇÃO DO DIFERENCIAL	0,394600
>>>> (4)	P41	PROBLEMA NA BP1	0,747189

FONTE: O autor (2012)

Como resultado geral para o sistema teste 2, constata-se que:

A barra BP1 da SE FRA foi bloqueada pelo relé auxiliar de bloqueio 86B com valor verdade de 0,7832, existindo problema intrínseco à barra (por exemplo, perda

de referência de proteção devido à explosão de algum equipamento de medição) com valor verdade de 0,747189.

Este resultado é compatível com a análise do acontecimento real mostrado em ONS, Boletim Semanal da Operação do ONS (Boletim de 15/01/2011 a 21/01/2011).

5.2. COMPARAÇÃO COM A TÉCNICA ORIENTADA A LOCALIZAÇÃO

O modelo de RPF para o diagnóstico de faltas apresentado por Luo e Kezunovic (2008), resultante da tese de doutorado de Luo (2007), é um sistema orientado a localização, pois em sua saída são contemplados somente elementos em falta com respectivos graus de confiança. A título de comparação de arquiteturas, utilizam-se os modelos propostos por estes autores no sistema teste 1 contido neste trabalho.

As proteções utilizadas nas redes de Luo e Kezunovic (2008) utilizam em suas entradas para LTs: equipamentos de manobra, relés de teleproteção (proteção principal), relés de proteção de distância instantâneas (proteção de retaguarda local) e relés de proteção de distância temporizadas (proteção de retaguarda remota). Uma das formas de atrelar estas à realidade do presente trabalho é utilizar respectivamente as sinalizações: *85TX* e *85RX*, *Z1* e/ou *67NI*, *Z2* e/ou *67NT*. Similarmente, para os as barras, pode-se considerar como proteção principal o relé diferencial (*87B*).

A partir deste conhecimento, utilizam-se as TABELAS 4.1 e 4.2 como entradas para uma RPF construída com o objetivo de localizar a falta. A rede nebulosa utilizada padrão é demonstrada na FIGURA 5.1. A rede para barras é demonstrada na FIGURA 5.2 (exemplo da BP1 de UMB).

As seguintes considerações foram utilizadas:

- Pesos entre os lugares locais e as transições iniciais seguem a ideia de sequencia, apresentando para as transições com três entradas: 0,35 para sinalização de

abertura de DJs e 0,3 para relés de proteção, e nas regras com duas entradas: 0,4 para relés de proteção e 0,6 para sinalização de DJs;

- Os demais pesos seguem uma divisão equitativa quando necessário;
- As regras possuem confidências de acordo com as proteções de distância (proteção principal com 0,9, proteção instantânea com 0,8, e temporizada com 0,7). Para as barras, todas as transições possuem a confidência em 0,9;
- Todas as entradas possuem 0,9 de valor verdade para a sinalização positiva, e 0,05 para não sinalização;
- As sinalizações de proteção somente mudam no SCADA quando efetivarem *trip*;
- As execuções destas RPFs utilizam o algoritmo da FIGURA 3.7, sendo executadas para todas as redes cadastradas;
- Não existe relação em nível de algoritmo para unir os resultados, sendo considerado resultado a rede que apresentar maior valor de confiança para LTs e barras nos lugares P25 (LTs) e P23 (barras).

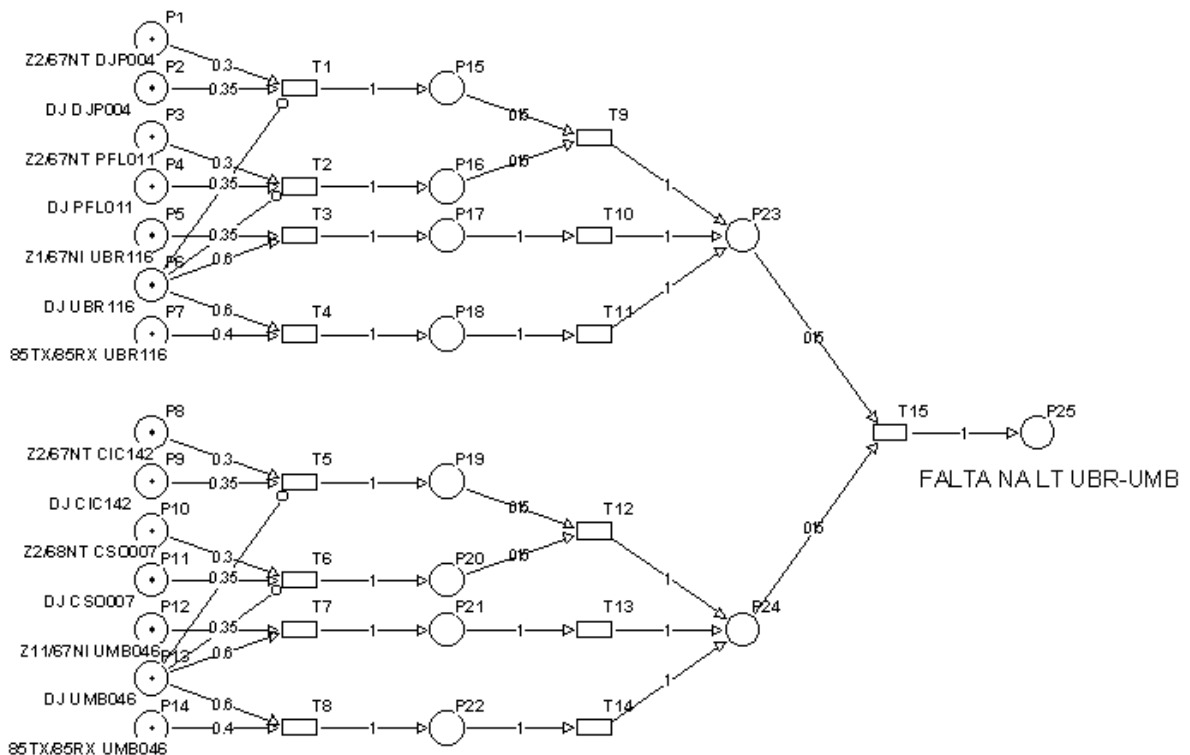


FIGURA 5.1 EXEMPLO DE RPF ORIENTADA A LOCALIZAÇÃO DA FALTA (LT UBR-UMB)
 FONTE: ADAPTADO DE Luo e Kezunovic (2008)

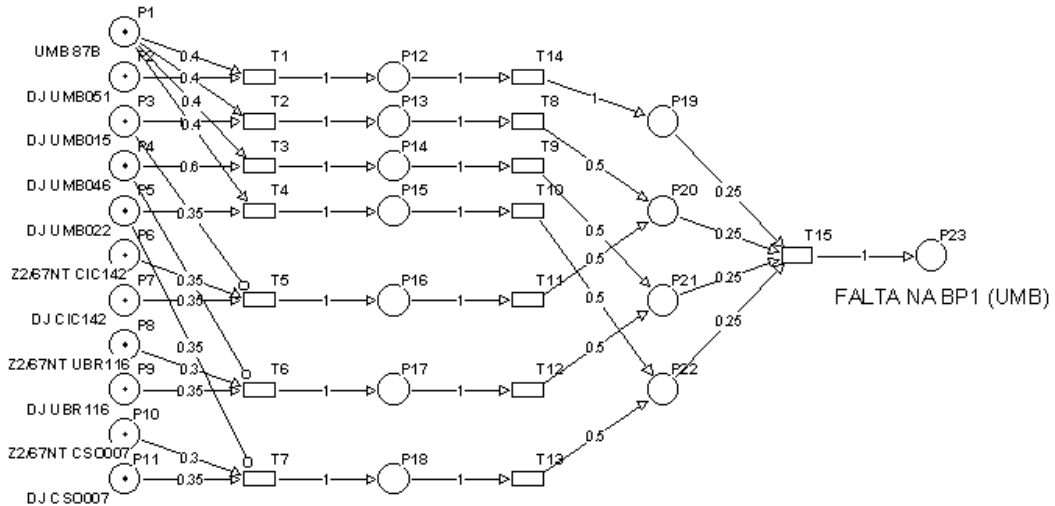


FIGURA 5.2 EXEMPLO DE RPF ORIENTADA A LOCALIZAÇÃO DA FALTA (BP1 NA SE UMB)
 FONTE: ADAPTADO DE Luo e Kezunovic (2008)

A TABELA 5.9 demonstra os resultados alcançados após a execução destas redes.

TABELA 5.9 RESULTADOS EM BUSCA DA SESSÃO EM FALTA

Sessão	Valor verdade
LT UMB-UBR	0,765
LT UMB-CSO	0,5328
LT UMB-CIC	0,5328
BP1 UMB	0,4082

FONTE: O autor (2012)

Como resultado linguístico da execução, pode-se concluir:

É possível afirmar que houve uma falta no circuito UMB-UBR, com valor verdade de 0,765, assim como nas LTs UMB-CSO e na UMB-CIC (valor verdade de 0,5328). Houve falta na BP1 de UMB (valor verdade de 0.4082).

Observa-se que o modelo proposto no presente trabalho através de suas redes e metodologia apresenta um resultado linguístico mais amplo representado abaixo:

A barra BP1 da SE UMB foi bloqueada pelo relé auxiliar de bloqueio 86B com valor verdade de 0,9852, sendo responsável pela sua atuação o esquema de

falha de disjuntor UBR, com valor verdade de 0,81047, devido à falta fase-terra (possibilidade de queda de elementos de transmissão ao solo), com valor verdade de 0,9329, detectada na LT UMB-UBR, com valor verdade de 0,8474.

Por simples análise, o objeto do trabalho comparado obtém um valor verdade correto indicando uma falta no circuito UMB-UBR (0,765). Neste caso, o operador poderia centralizar suas ações em busca de soluções para energizar esta sessão novamente. A BP1 na SE UMB teve 0,4082 de valor verdade, indicando corretamente que não houve falta na sessão da barra.

Embora resultados corretos e objetivos alcançados, o trabalho comparado como dito previamente indica somente a localização da sessão em falta. O presente trabalho possui RPFs mais completas, que além da localização indicam a causa. Além de relacionar logicamente as redes de LTs, transformadores de potência e barras, o que não existe na metodologia de comparação.

5.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Como proposto no início deste capítulo, foram realizadas as simulações e apresentados os seus resultados. Estes validam a metodologia construída, perfazendo a classificação e a localização das faltas dos sistemas teste 1 e 2. Os resultados linguísticos das execuções da metodologia para os dois sistemas são similares e compatíveis com os reais acontecimentos.

Também se realizou a confecção de RPFs de acordo com o empregado por um artigo encontrado na literatura técnica. A título de comparação, as redes construídas objetivando a localização podem ser agregadas e desenvolvidas de forma a colaborar com a classificação da falta.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A utilização de ferramentas de apoio à operação tempo real é de vital importância para a manutenção da qualidade do serviço de agentes do setor elétrico. Sem estas, os operadores concentrados em centros de operação teriam sérias dificuldades em atender os requisitos de estabilidade e continuidade. Uma ferramenta de apoio necessária e importante é a que otimiza a administração de alarmes e eventos nos SSC.

Para o desenvolvimento deste mecanismo é necessário uma metodologia que interprete os alarmes e eventos em tempo real, sintetizando as ocorrências em busca de um diagnóstico para auxiliar o operador em suas tarefas.

Este trabalho apresenta uma contribuição na elaboração de uma metodologia de diagnóstico que poderá ser utilizada em ambientes de tempo real. A definição da técnica a ser utilizada foi realizada após levantamento bibliográfico onde se constatou a potencialidade desta teoria para o problema em questão.

A utilização de RPFs na localização de faltas possui pesquisas exemplificadas no trabalho. Todavia a utilização destas redes nebulosas além de localizar, serem utilizadas para classificar a falta constitui uma peça ainda não investigada.

A utilização de redes com o propósito de localizar e classificar foram construídas e desenvolvidas no presente trabalho. Estas podem ser reutilizadas em outras situações com pequenas alterações, customizadas para o atendimento de considerações não originalmente utilizadas. Foram elaborados três padrões de RPFs: LTs, transformadores de potência e barras de SEs. As saídas das redes das LTs e transformadores além de diagnosticarem faltas pertencentes a estas, alimentam as entradas das RPFs das barras, o que aumenta a qualidade da saída em uma análise global da falta.

Esta qualidade é totalmente dependente dos valores linguísticos selecionados para determinada RPF. Valores verdade e de confiança bem definidos são fundamentais para uma boa composição de resultados (incluindo a determinação do valor de corte). Cabe ressaltar que os valores *Fuzzy* deste trabalho foram definidos a partir da vasta experiência de profissionais do SEP.

Para validar os conceitos apresentados utilizou-se a base histórica de eventos de duas faltas elétricas. A ocorrência da falha de abertura de um DJ

referente à falta em uma LT em SEs de 230kV da região metropolitana de Curitiba, e a contingência na SE FRA 230kV por um problema interno a zona da barra. Ambas as situações foram executadas apresentando resultados condizentes com a realidade, validando os conceitos da metodologia proposta.

Além desta comprovação, compararam-se os resultados com uma técnica de RPF orientada somente a localização da falta. Verificou-se um ganho considerável na resposta proposta por este trabalho.

Em trabalhos futuros, deverão ser elaboradas técnicas que automatizem os pesos internos das redes *Fuzzy*. Jingchuan e Min (2009) apresentaram avanços com um método para customizar valores de peso da rede de acordo com um objetivo, utilizando a *Adaptive Fuzzy Petri Net* (AFPN). Este trabalho pode ser ponto inicial para o desenvolvimento de novas aplicações.

Sugere-se também que sejam elaborados padrões (*templates*) linguísticos para as saídas dos diagnósticos, de forma a facilitar ainda mais o entendimento.

Outra sugestão é a construção de RPFs para bancos de capacitores e barras de carga com informações de alimentadores. Ainda, podem-se adicionar novas lógicas baseadas nos dados de serviços auxiliares e RDPs.

Por fim, com intuito de fortalecer os resultados da pesquisa, sugere-se a construção de um modelo que trabalhe em tempo real, em conjunto com um EMS, avaliando situações em sintonia com os operadores.

REFERÊNCIAS

- ABOSHOSHA, A. M., **Neurofuzzy Computing aided Fault Diagnosis of Nuclear Power Reactors**. Proceedings of the 7th ICEENG Conference. Cairo, Egito, maio, 2010.
- BENEDITO, R. A. S., **Índice de Não-Detecção de Erros Grosseiros no Processo de Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência**. 229f. Tese (Escola de Engenharia de São Carlos) – Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, 2011.
- DAVID, R., ALLA, H., **On Hybrid Petri Nets**. Journal Discrete Event Dynamic Systems. V. 11, issue: 1-2, pg. 9-40, janeiro, 2001.
- ANDERSON, P.M.: **Power System Protection**. Wiley-IEEE Press, 1998.
- ANTUNES, F. A. S., **Sistemas de Diagnóstico de Perturbações em tempo Real Baseados em Metodologias de Inteligência Computacional**. XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis, Brasil, 23 a 26 de outubro, 2011.
- ARAÚJO, E. O., QUEIROZ, J. C. B., FERREIRA D. G., **Um processador de alarme inteligente**. SBA Controle & Automação, V. 4, n. 2, maio-junho 1994.
- ASHOURI, A., JALILVAND, A., NOROOZIAN, R., **Fault Diagnosis Modeling of Power Systems using Petri Nets**. 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO). Pg. 313-317, 23-24, junho, 2010.
- BLACKBURN, J. L., **Protective Relaying: Principles and Applications**. Editora CRC, 2 edição, 1997.
- BRUNNER, T., NEJDL, W., SCHWARZJIRG, H., STURM, M., **On-line Expert System for Power System Diagnosis and Restoration**. Intelligent Systems Engineering. V. 2, Issue 1, pg. 15-24. 1993.
- CALDERARO, V., HADJICOSTICS, C. N., PICCOLO, A., SIANO, P., **Failure Identification in Smart Grids Based on Petri Net Modelling**. IEEE Transactions on Industrial Electronics. V. 58, issue: 10, pg. 4613-4623, outubro, 2011.
- CANDY, R., TAISNE, J., **Advanced Alarm Processing Facilities Installed on Eskom's Energy Management System**, IEEE PES Power Africa Conference and Exposition, 16-20, julho, 2007.
- CASTRO, H. S., **Especificação Funcional de Simulador para Treinamento de Operadores de Centros de Controle de Geração e Transmissão**, 131f. Dissertação (Curso de Mestrado da Escola de Engenharia) – Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Belo Horizonte, 2007.

CHAN, E. H. P., **Application of Neural-Network Computing in Intelligent Alarm Processing**. Power Industry Computer Application Conference. Pg. 246-251 – Estados Unidos, 1-5, maio, 1989.

CHANG, C. S., CHEN, J. M., LIEW, A.C., SRINIVASAN, D., WEN, F. S., **Power System Fault Diagnosis using fuzzy sets for uncertainties processing**. Proceedings of International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems. Pg. 333-338 – Janeiro-Fevereiro 1996.

CHEN, Wen-Hui, **Online Fault Diagnosis for Power Transmission Networks Using Fuzzy Digraph Models**. IEEE Transactions on Power Delivery. V. 27, issue: 2, Abril, 2012.

CHENG, S., J., CHEN, D., S., PENG, X. L., **An Expert System for a Thermal Power Station Alarm Processing**. IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, novembro, 1991.

CHEON, W., CHANG, H. S., CHUNG, H. Y., **Development Strategies of an Expert System for Multiple Alarm Processing and Diagnosis in Nuclear Power Plants**. IEEE Transactions on Nuclear Science, Vol. 40, n. 1, fevereiro, 1993.

CHOI, S. S., KANG, K. S., KIM H. G., CHANG S. H., **Development of an On-Line Fuzzy Expert System for Integrated Alarm Processing in Nuclear Power Plants**. Proceedings on IEEE Transactions on Nuclear Science. V. 42, n. 4, agosto, 1995.

CLEMENTE, R. C., **Uma Arquitetura para Processamento de Eventos de Log em Tempo Real**. Dissertação (Mestrado em Informática) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ). Rio de Janeiro, 2008.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia, **Relatório de Ocorrência e Perturbação**, 13/06/2011.

FABIANO, S. A., **Detecção de Falhas em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando Dispositivos Programáveis**. 120f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista (UNESP). Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Ilha Solteira, 2008.

FERREIRA, D. G., **Visão Integrada da Automação da Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos de Potência**, 118f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Belo Horizonte, 2007.

FRITZEN, P. C., ZAUK, J. M., CARDOSO JR, G., ARAÚJO, O. C. B., MORAIS, A. P. **Utilização Integrada de Redes Neurais Artificiais e Algoritmos Genéticos para Problemas de Processamento de Alarmes e Diagnóstico de Faltas em Sistemas de Energia**. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Belém, Brasil, Maio, 2010.

GAO, M. M., ZHOU, M. C., HUANG, X. G., WU, Z. M., **Fuzzy Reasoning Petri Nets**. IEEE TRANSACTIONS SYSTEMS, MAN AND CYBERNETICS. V. 33, parte A, n. 3, pg. 314–324, maio, 2003.

GAUTAM, K. K., BHURIA, V., **Fuzzy Logic Application in Power System Fault Diagnosis**. Indian Journal of Computer Science and Engineering (IJCSSE). V. 2, n. 4, agosto-setembro, 2011.

GEORGILAKIS, P. S., KATSIGIANNIS, J. A., VALAVANIS, K. P., SOUFLARIS, A. T., **A Systematic Stochastic Petri Net Based Methodology for Transformer Fault Diagnosis and Repair Actions**. Journal of Intelligent and Robotic Systems. V.45, issue 2, pg. 181-201, fevereiro, 2006.

HENKLEIN, P., ROLIM, J. G., **Raciocínio Baseado em Casos Aplicado ao Diagnóstico de Transformadores de Potência**. XVII Congresso Brasileiro de Automática, Gramado, RS, 21 a 24 de setembro de 2004.

JAKOBSON, G., WEISSMAN, M., **Alarm Correlation**, IEEE Network. V. 7, issue 6, pg. 52-59, novembro, 1993.

JARDINI, J. A., **Sistemas elétricos de potência: automação**. São Paulo: EPUSP, 1999.

JINGBO, H., LONGHUA, M., **Fault Diagnosis of Substation Based on Petri Nets Technology**. International Conference on Power System Technology (PowerCon). Pg. 1-5, 22-26, outubro, 2006.

JIAN-WEI, Y., ZHENG-YOU, H., XI-JING, T., QING-FENG Z., **A Distributed Fault Diagnosis Approach in Power System Based on Fuzzy Reasoning Petri Net**. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific. 28-31, março, 2010.

JINGCHUAN, L., MIN, M., **Fault Diagnosis Method of Power System Based on the Adaptive Fuzzy Petri Net**. IEEE Circuits and Systems International Conference on Testing and Diagnosis (ICTD). Pg. 1-4, 28-29, abril, 2009.

KARUNAKARAN, R., KARADY, G. G., **Artificial Neural Networks as a Dispatcher's Aid in Alarm Processing**, Proceedings of the First International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems, Seattle, Estados Unidos, agosto, 1991.

KHOSLA, R., DILLON, T., **A Neuro-Expert System Architecture with Application to Alarm Processing in a Power Systems Control Centre**. Fourth International Conference on Tools with Artificial Intelligence – Proceedings, p. 471-472: United States, 10-13, novembro, 1992.

KIRSCHEN, Daniel S., STRABAC, Goran, **Fundamentals of Power System Economics**, John Wiley & Sons, England, 2004.

KLOCK, O. S., **Programa Computacional para Verificação da Coordenação e Auxílio na Determinação dos Ajustes de Relés Direcionais de Sobrecorrente de Neutro de Linhas de Transmissão**. 77f. Dissertação (Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2002.

KREFTA, F. G., **Avaliação da Inclusão de Unidades de Medição Sincrofasorial na Estimção de Estados de Sistemas Elétricos de Potência**. 174f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná (UFPR). Curitiba, 2008.

KYRIAKIDES, E., STAHLHUT, J.W., HEYDT, G.T., **A Next Generation Alarm Processing algorithm Incorporating Recommendations and Decisions on Wide Area Control**. IEEE Power Engineering Society General Meeting: United States, 2007.

LAZZAROTTO, D. R., **Avaliação da Qualidade de Base Cartográfica por Meio de Indicadores e Sistema de Inferência Fuzzy**. 231f. Tese (Curso de Pós-Graduação em Ciências Geodésicas, Setor de Ciências da Terra) – Universidade Federal do Paraná (UFPR). Curitiba, 2005.

LIBERATO, A. B., MEZA, E. B. M., **Sistema Inteligente para tratamento de eventos em subestações de distribuição de energia elétrica**. Vértices, Campos dos Goytacazes: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense. V. 12, n. 02, p. 135-159, maio-agosto, 2010.

LO, K. L., Ng. H. S., Trecat, J. **Power Systems Fault Diagnosis Using Petri Nets**. IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution. V. 144, n. 3, pg. 231- 236, maio, 1997.

LUO, X., **Power System Fault Analysis Based on Intelligent Techniques and Intelligent Electronic Device Data**. 127p. Tese (Degree of Doctor of Philosophy). Office of Graduate Studies of Texas A&M University, major subject: Electrical Engineering. Maio, 2007.

LUO, X., KEZUNOVIC, M., **Implementing Fuzzy Reasoning Petri-Nets for Fault Section Estimation**. IEEE Transactions on Power Delivery. V. 23, issue: 2, pg. 676-685, abril, 2008.

MA, Chengcai, GU, X., WANG, Y., **Fault Diagnosis for Power Electronic System with Fault Gradation Using Assembly Neural Network Group**. Third International Conference on Natural Computation (ICNC). V. 3, pg. 277-281, 24-27, agosto, 2007.

MEDSKER, L. R., **Hybrid Intelligent Systems**. Estados Unidos: Editora Kluwer Academic Publishers, 1995.

MENEZES, R. S., MORAES, C. H. V., LAMBERT-TORRES, G., COSTA ALMEIDA, C. I., *et al.*, **Processamento de Alarmes do Sistema da CPFL**. *Congresso Latinoamericano de Distribucion Electrica*. Mar del Plata, Argentina, setembro, 2008.

MEZA, E. M., DE SOUZA, J. C. S., SCHILING, M. T., DO COUTTO FILHO, M. B., **Utilização de um Modelo Neuro-Fuzzy para a Localização de Defeitos em Sistemas de Potência**. Sba Controle & Automação, V. 17, n. 1, Campinas, Brasil, Janeiro-Março, 2006.

MEZA, E. M., DE SOUZA, J. C. S., SCHILING, M. T., DO COUTTO FILHO, M. B., **Exploring Fuzzy Relations for Alarm Processing and Fault Location in Electrical Power Systems**. IEEE Porto Power Tech Conference. Porto, Portugal. V. 3, 10-13, setembro, 2001.

MONSEF, H., RANJBAR, A. M., JADID, S., **Fuzzy rule-based expert system for power system fault diagnosis**. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution. V. 144, issue: 2, pg. 176-192, 1997.

MORAIS, D. R., **Ferramenta Inteligente para Detecção de Falhas Incipientes em Transformadores Baseada na Análise de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante**. 101f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, 2004.

MOUTINHO, J. A. P. **Simulador de Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão: Uma ferramenta para capacitação da operação e manutenção**. X EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação. São Paulo, Brasil, 09 a 13 de novembro de 2008.

NEIS, Paulo, **Processamento Inteligente de Alarmes empregando Algoritmos Genéticos**. Dissertação. Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial. Curitiba, agosto, 2006.

OLIVEIRA, C. A. Jr., **Desenvolvimento de um Protocolo de Comunicação para Automação de Subestações Móveis via Satélite**, 69f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2005.

PARK, J. K., CHOI, S. S., HONG, J. H. CHANG, S.H., **Development of the effectiveness measure for an advanced alarm system using signal detection theory**. Nuclear Science, IEEE Transactions on. Dept. of Nucl. Eng., Korea Adv. Inst. of Sci. & Technol., Taejon, abril, 1997.

PEREIRA, A. C., ZANIRATO, E. ABBOUD, R., PELLIZZONI, R., CACERES, D., **Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e Industriais Usando a Norma IEC 61850**, XIII ERIAC Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericano de Cigré, Puerto Iguazú, Argentina, 24-2, maio, 2009.

PARK, M. Y., **Evaluation of a Fuzzy-Expert System for Fault Diagnosis in Power Systems; Using an Object-Oriented hybrid Solution for Real-Time Power Alarm Processing**. 226p. Tese (Degree of Doctor of Philosophy). Bournemouth University, agosto, 2001.

PENG, M. W., LIU, Y., GUO, C. X., HUANG, B., ZHAO, W., **A New Fault Diagnosis Approach in Power System Based on Element-oriented Petri Nets with Time-stamp**. International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN). Pg. 1-7, 6-7, abril, 2009.

PIRES, S. S., **Descoberta de Causa Raiz em Ocorrências de Sistemas Elétricos**. 78f. Dissertação (Curso de Pós-Graduação em Ciência da Computação) – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2010.

QUEIROZ, R. J. N., **Implantação de um Centro de Operação em Tempo Real de um Agente de Transmissão do Sistema Interligado Nacional**, 124f. Monografia (Departamento de Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2010.

REZENDE, S. O., **Sistemas Inteligentes: fundamentos e aplicações**, Editora Manole, Barueri, São Paulo, 2005.

RODRIGUES, M. A. P., SOUZA, J. C. S., SCHILLING, M. Th., **Building Local Neural Classifiers for Alarm Handling and Fault Location in Electrical Power Systems**. Proceedings of the ISAP, Abril, Rio de Janeiro, Brasil, pg. 157-161, 1999.

RODRIGUES, R., *et al.*, **Manual de Análise Elétrica Sobre Impedimento Programado – AEIP**. Centro de Operação do Sistema – COS, Copel, agosto de 2008.

ONS, Operador Nacional do Sistema, Boletim Semanal da Operação (**Boletim de 15/01/2011 a 21/01/2011**). em <
http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_semanal/index.htm >. Acesso em 25/01/2012.

SAMPAIO, R. F., BARROSO, G. C., LEÃO, R. P. S., **Método de implementação de sistema de diagnóstico de falta para subestações baseado em Redes de Petri**. Revista Controle & Automação. V. 16, n. 4, pg. 417-426, novembro-dezembro, 2005.

SEGATTO, E. C., COURY, D. V., **Inteligência Artificial Aplicada à Proteção de Transformadores de Potência**, Learning and Nonlinear Models – Revista da Sociedade Brasileira de Redes Neurais (SBRN). V. 4, pp. 70-78, 2006.

SEO, Gyu-Seok, BAEK, Young-Sik, KIM, Jung-Nyum, HAN, Moo-Ho, **On-line Fault Diagnosis in the Large Power System**. IFAC World Congress (Power Plants and Power Systems Topic). V. 16, parte 1, 2005.

SILVA, G. T. F., **Encargos e Tributos no Novo Modelo de Comercialização de Energia Elétrica do Brasil**. Rio de Janeiro - Coope/UFRJ, p. 701-723, 2006.

SILVA, V. M. A. L., *et al.*, **Aplicação de Processamento Inteligente de Alarmes em Tempo Real no COT da Eletrosul**, XIII ERIAC Décimo Terceiro Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, Puerto Iguazú, Argentina, 24 a 28 de maio de 2009.

SOUTO, K. C., **Sistema Especialista com Lógica Nebulosa para o Cálculo em Tempo Real de Indicadores de Desempenho e Segurança na Monitoração de Usinas Nucleares**. 175f. Tese (Programa de Pós-Graduação de Engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2005.

SOUZA, J. C. S., **Alarm Processing in Electrical Power Systems Through a Neuro-fuzzy Approach**. IEEE Transactions on Power Delivery. V. 19, issue: 2, pg. 537-544, abril 2004.

SPRITZER, R. M., PEREIRA MARTINS, R., **Automação e Digitalização em Subestações de Energia Elétrica: um Estudo de Caso**, Revista Gestão Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). V. 03, n. 04, pg. 147-160, Ponta Grossa, 2007.

SUN, Jing, QIN, Shi-Yin, SONG Yong-Hua, **Fault Diagnosis of Electric Power Systems Based on Fuzzy Petri Nets**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 4, pg. 2053-2059, novembro, 2004.

TATAI, V. K., **Técnicas de Sistemas Inteligentes Aplicadas ao Desenvolvimento de Jogos de Computador**. 114f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2003.

TCHEOU, M. P., **Análise e Representação de Sinais de Oscilografia Usando Decomposições Adaptativas Redundantes**. 150f. Tese (COPPE) – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2005.

TEIXEIRA, J. F., **Mentes e máquinas: uma introdução à ciência cognitiva**, Editora Artes Médicas, Porto Alegre, Brasil, 1998.

XIAO-LONG, Q., LI RAN, **Fault Diagnosis of Transmission Network using Fuzzy Petri Nets**. Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, pg. 1802-1806, julho, 2007.

WANG, W., XIAOMIN, B., ZHAO, W., DING, J., FANG, Z., **A Multilayer and Distributed Alarm Processing and Fault Diagnosis System Based on Multiagent**. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China, Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, IEEE/PES, 2005.

WU, Y., KEZUNOVIC, M., KOSTIC, T., **An Advanced Alarm Processor using Two-level Processing Structure**, IEEE Power Tech, Lausanne, pg.125–130, julho, 2007.

ZHAO, W., BAI, X., WANG, W., DING, J., **A Novel Alarm Processing and Fault Diagnosis Expert System Based on BNF Rules**. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China, Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, IEEE/PES, 2005.

ZHANG, M., JIN, X., ZHANG, H., **Study of Online Fault Diagnosis for Distributed substation Based on Petri Nets**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. Pg. 1-7, 25-29, julho, 2010.

ANEXOS

ANEXO A
TABELA ANSI

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida/ fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou intertravamento
4	Contator principal
5	Dispositivo de desligamento
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desconexão de controle de energia
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência unitária
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detetor de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores

36	Dispositivo de polaridade de tensão
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição

76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 a 99	Usado para aplicações específicas

Complementação da TABELA ANSI:

50N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque

50AFD - relé de proteção contra arco voltaico

59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa

59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G)

64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente.

Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61.

Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G.

A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

67G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)

67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

ANEXO B

B.1. Funções de proteção

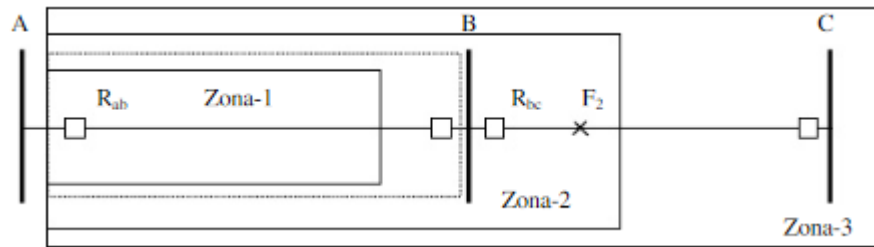
B.1.1. Proteção de distância

A proteção de distância é normalmente utilizada para a proteção de LTs, embora possa ser utilizada tanto como principal quanto de retaguarda para linhas e outros elementos do sistema elétrico como barramentos e transformadores. Sua operação é baseada na medição e avaliação da impedância de curto-circuito, a qual é proporcional à distância até a falta. Como a impedância por quilômetro de linha se mantém aproximadamente constante, pode-se dizer que estes respondem para a distância de uma falta na linha de transmissão.

A atuação dos relés de distância normalmente é calculada e dividida em zonas. A zona-1 (também chamada comumente de Zona Instantânea) é responsável para cobrir de 85% a 90% do comprimento da linha, pois se consideram para o restante, erros intrínsecos as medições do sistema protegido. Para o restante, este relé é configurado com outras zonas, as quais deliberadamente alcançam além do terminal remoto da linha (KLOCK, 2002).

A zona-2 (chamada comumente de Zona Temporária) atua de 120% a 150% do comprimento da LT, sendo necessária ser temporizada. Este intervalo deve-se a exigência da coordenação de proteção. Por exemplo, na FIGURA A.1.1, três barras das SEs *A*, *B* e *C* estão conectadas por duas linhas em que seus extremos possuem os DJs em detalhe R_{ab} e R_{ac} . Em determinado tempo ocorre uma falta entre as barras *B* e *C*. O relé de distância de R_{bc} desarma o seu respectivo terminal. Caso o equipamento de distância de R_{ab} não fosse temporizado, a LT entre *A* e *B* também seria desenergizada sem necessidade.

FIGURA A.1.1 – Zonas para um relé de distância
 FONTE: Klock (2002)



Uma das vantagens da coordenação da proteção de distância é a utilização como retaguarda para os elementos das zonas. No exemplo da FIGURA A.1.1, caso o DJ R_{bc} não opere o relé de distância do elemento R_{ab} irá atuar eliminando a falta depois de certo tempo. Embora benéfica, vale lembrar que o processo de coordenação fica mais difícil ao envolver linhas de comprimentos diferentes.

Como demonstrado na FIGURA 2.1, podem ser alocadas mais zonas de proteção por elemento. Embora seja uma solução interessante, aumenta a complexidade de coordenação em sistemas não radiais.

A nomenclatura usualmente utilizada em sistemas de automação é a união da simbologia **ANSI 21** com a zona ser protegida, por exemplo, **21Z1** (proteção de distância de zona 1).

B.1.2. Proteção de sobrecorrente

A função de sobrecorrente é responsável pela detecção de níveis de corrente acima da tolerância especificada, causadas por curto circuito entre duas ou mais fases ou entre uma ou mais fases e a terra.

Geralmente, existem dois tipos de função de sobrecorrente encontrados nos relés de proteção: direcional (função **ANSI 67**) e não direcional. A diferença reside na verificação da amplitude e no ângulo da corrente medida pelo primeiro tipo, enquanto no segundo ocorre somente com a confirmação da amplitude. Podem também ser classificados em instantâneos (função **ANSI 50**) ou temporizados (função **ANSI 51**) para relés não direcionais. Os relés direcionais também podem ter

tempos de atuação diferentes, embora não sejam classificados em norma quanto a isso.

Nos relés não direcionais, a nomenclatura normalmente é encontrada em sistemas de automação adicionada da função correspondente (instantânea ou temporizada) com **F** de fase, **N** de neutro ou **G** para terra. Já nos direcionais, é comumente encontrada a nomenclatura **67NI** para instantâneo de neutro e **67NT** para temporizado de neutro.

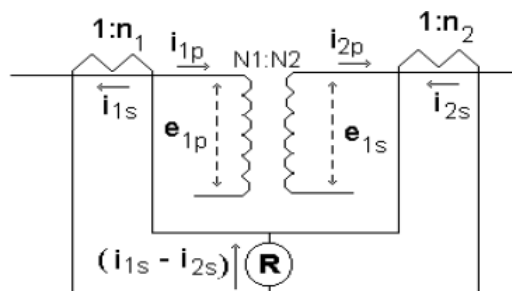
B.1.3. Proteção diferencial

A proteção diferencial (**ANSI 87**) possui uma vasta quantidade de formas de aplicação, podendo proteger os mais diversos tipos de equipamentos. O princípio de funcionamento destes é a avaliação da diferença entre as correntes que entram e saem do equipamento em busca de um valor que exceda um limiar pré-estabelecido.

O diagrama da FIGURA B.1.2 mostra lógica diferencial utilizada para a proteção de transformadores de potência. A FIGURA mostra a conexão dos TCs acoplados aos ramos primário e secundário. Em funcionamento normal e de faltas externas ao equipamento, as correntes i_{1s} e i_{2s} (correntes secundárias dos TCs) são iguais. Porém, em caso de faltas internas, a diferença entre elas torna-se significativa, causando a atuação do relé (Segatto e Coury, 2006).

FIGURA A.1.2. – Diagrama de funcionamento da lógica diferencial em transformadores de potência

FONTE: Segatto e Coury (2006).



Sua nomenclatura normalmente é cadastrada nos sistemas de automação atrelada ao equipamento protegido, adicionando o código **ANSI 87** à letra de início do equipamento protegido, por exemplo, **87T** é o ponto de supervisão da função diferencial de transformador e **87B** é o ponto de supervisão para as barras de SEs.

B.1.4. Proteção interna de transformadores de potência

A proteção interna aplicada aos transformadores de potência é chamada de intrínseca sendo normalmente relacionada à construção do transformador. É comum a utilização de certas grandezas mecânicas para o disparo destas proteções. Dentre as proteções mais importantes do primeiro grupo estão o relé *Buchholz* (**ANSI 63**) para transformadores a óleo e o relé de imagem térmica (**ANSI 49**).

O relé *Buchholz* protege equipamentos imersos em líquido isolante, através da monitoração contínua do fluxo do material líquido (óleo no caso dos transformadores), e a formação anormal de gases dentro do invólucro em questão. No caso dos transformadores de potência, estes relés são normalmente utilizados nos dotados de tanque para expansão de líquido isolante (grandes transformadores). Entre outros, este relé pode detectar vazamento de líquido isolante, curto-circuito interno (através de grande deslocamento de líquido externo), formação de gases internos devido a falhas intermitentes ou contínuas.

O relé de imagem térmica ou de temperatura de enrolamento consiste basicamente em um termômetro monitorando constantemente a temperatura do óleo e cujo elemento sensível é também aquecido por uma corrente proporcional ao carregamento do transformador.

APÉNDICES

APÊNDICE 2

RESULTADO DAS EXECUÇÕES DAS RPFs DAS LTs PARA O SISTEMA TESTE 1

*** ANÁLISE FPN LTS (UMB-CSO) ***

>>>> [P25] FALTA DETECTADA NA LT UMB-CSO (0,654494).

>>> [P23] FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CSO) (0,814988).

>> [P9] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CSO) (0,761900).

>> [P8] FALT

A A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CSO) (0,761900).

>> [P10] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (UMB-CSO) (0,814988).

>> [P11] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (UMB-CSO) (0,576848).

>>> [P24] FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CSO) (0,494000).

>> [P19] FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CSO) (0,494000).

>> [P20] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CSO) (0,494000).

>> [P21] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (UMB-CSO) (0,460796).

>> [P22] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (UMB-CSO) (0,727356).

*** ANÁLISE FPN LTS (UMB-CIC) ***

>>>> [P25] FALTA DETECTADA NA LT UMB-CIC (0,650711).

>>> [P23] FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CIC) (0,807422).

>> [P9] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CIC) (0,750500).

>> [P8] FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-CIC) (0,750500).

>> [P10] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (UMB-CIC) (0,807422).

>> [P11] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (UMB-CIC) (0,588882).

>>> [P24] FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CIC) (0,494000).

>> [P19] FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CIC) (0,494000).

>> [P20] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-CIC) (0,494000).

>> [P21] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (UMB-CIC) (0,460796).

>> [P22] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (UMB-CIC) (0,727356).

*** ANÁLISE FPN LTS (UMB-UBR) ***

>>>> [P25] FALTA DETECTADA NA LT UMB-UBR (0,847400).

>>> [P23] FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR) (0,932900).

>> [P9] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR) (0,761900).

>> [P8] FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (UMB-UBR) (0,932900).

>> [P10] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (UMB-UBR) (0,781472).

>> [P11] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (UMB-UBR) (0,543332).

>>> [P24] FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR) (0,761900).

- >> [P19] FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR) (0,761900).
- >> [P20] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (UMB-UBR) (0,761900).
- >> [P21] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (UMB-UBR) (0,638588).

- >> [P22] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (UMB-UBR) (0,444548).

RESULTADO DAS EXECUÇÕES DAS RPFs DAS LTs PARA O SISTEMA TESTE 2

*** ANÁLISE FPN LTS (FRA-JGI) ***

- >>>> [P25] FALTA DETECTADA NA LT FRA-JGI (0,654494).

- >>> [P23] FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-JGI) (0,814988).
- >> [P9] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-JGI) (0,761900).
- >> [P8] FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-JGI) (0,761900).
- >> [P10] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (FRA-JGI) (0,814988).

- >> [P11] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (FRA-JGI) (0,576848).

- >>> [P24] FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-JGI) (0,494000).

- >> [P19] FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-JGI) (0,494000).
- >> [P20] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-JGI) (0,494000).
- >> [P21] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (FRA-JGI) (0,460796).

>> [P22] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (FRA-JGI) (0,727356).

*** ANÁLISE FPN LTS (FRA-CHV) ***

>>>> [P25] FALTA DETECTADA NA LT FRA-CHV (0,627950).

>>> [P23] FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-CHV) (0,761900).

>> [P9] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-CHV) (0,761900).

>> [P8] FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-CHV) (0,761900).

>> [P10] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (FRA-CHV) (0,638588).

>> [P11] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (FRA-CHV) (0,444548).

>>> [P24] FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-CHV) (0,494000).

>> [P19] FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-CHV) (0,494000).

>> [P20] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-CHV) (0,494000).

>> [P21] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (FRA-CHV) (0,460796).

>> [P22] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (FRA-CHV) (0,727356).

*** ANÁLISE FPN LTS (FRA-PGN) ***

>>>> [P25] FALTA DETECTADA NA LT FRA-PGN (0,652998).

>>> [P23] FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-PGN) (0,761900).

>> [P9] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-PGN) (0,761900).

>> [P8] FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-PGN) (0,761900).

>> [P10] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (FRA-PGN) (0,726788).

>> [P11] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (FRA-PGN) (0,444548).
>>> [P24] FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-PGN) (0,544096).
>> [P19] FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-PGN) (0,494000).
>> [P20] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-PGN) (0,494000).
>> [P21] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (FRA-PGN) (0,544096).

>> [P22] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (FRA-PGN) (0,720006).

*** ANÁLISE FPN LTS (FRA-LON) ***

>>>> [P25] FALTA DETECTADA NA LT FRA-LON (0,657408).

>>> [P23] FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-LON) (0,761900).
>> [P9] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-LON) (0,761900).
>> [P8] FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-LON) (0,761900).
>> [P10] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (FRA-LON) (0,730708).

>> [P11] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (FRA-LON) (0,444548).

>>> [P24] FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-LON) (0,552916).
>> [P19] FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-LON) (0,494000).
>> [P20] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-LON) (0,494000).
>> [P21] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (FRA-LON) (0,552916).
>> [P22] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (FRA-LON) (0,865536).

*** ANÁLISE FPN LTS (FRA-MUA) ***

>>>> [P25] FALTA DETECTADA NA LT FRA-MUA (0,494000).

- >>> [P23] FALTA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-MUA) (0,494000).
- >> [P9] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-MUA) (0,494000).
- >> [P8] FALTA A TERRA DETECTADA NO EXTREMO A (FRA-MUA) (0,494000).
- >> [P10] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO A (FRA-MUA) (0,460796).

- >> [P11] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO A (FRA-MUA) (0,727356).

- >>> [P24] FALTA DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-MUA) (0,494000).
- >> [P19] FALTA A TERRA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-MUA) (0,494000).
- >> [P20] FALTA FASE DETECTADA NO EXTREMO B (FRA-MUA) (0,494000).
- >> [P21] ABERTURA POR TELEPROTEÇÃO NO EXTREMO B (FRA-MUA) (0,460796).

- >> [P22] FALTA EXTERNA DETECTADA ATRAVÉS DO EXTREMO B (FRA-MUA) (0,727356).

APÊNDICE 3

TABELA 3.1 Execução das RPFs para LTs do sistema teste 1

UMB-CSO																														
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	P25	P26	P27	P28	P29	
R1	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,000	0,000	0,000	0,000	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,990	0,990	
R2	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,762	0,762	0,000	0,000	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,494	0,494	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,762	0,494	0,990	0,990
R3	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,762	0,762	0,815	0,577	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,494	0,494	0,461	0,727	0,762	0,494	0,000	0,762	0,494	0,990	0,990	
R4	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,762	0,762	0,815	0,577	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,494	0,494	0,461	0,727	0,815	0,494	0,628	0,762	0,494	0,990	0,990	
R5	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,762	0,762	0,815	0,577	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,494	0,494	0,461	0,727	0,815	0,494	0,654	0,762	0,494	0,990	0,990	
UMB-CIC																														
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	P25	P26	P27	P28	P29	
R1	0,050	0,050	0,050	0,050	0,950	0,950	0,950	0,000	0,000	0,000	0,000	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,990	0,990	
R2	0,050	0,050	0,050	0,050	0,950	0,950	0,950	0,751	0,751	0,000	0,000	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,494	0,494	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,751	0,494	0,990	0,990	
R3	0,050	0,050	0,050	0,050	0,950	0,950	0,950	0,751	0,751	0,807	0,589	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,494	0,494	0,461	0,727	0,751	0,494	0,000	0,751	0,494	0,990	0,990	
R4	0,050	0,050	0,050	0,050	0,950	0,950	0,950	0,751	0,751	0,807	0,589	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,494	0,494	0,461	0,727	0,807	0,494	0,622	0,751	0,494	0,990	0,990	
R5	0,050	0,050	0,050	0,050	0,950	0,950	0,950	0,751	0,751	0,807	0,589	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,494	0,494	0,461	0,727	0,807	0,494	0,651	0,751	0,494	0,990	0,990	
UMB-UBR																														
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	P25	P26	P27	P28	P29	
R1	0,050	0,950	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,000	0,000	0,000	0,000	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,990	0,990	
R2	0,050	0,950	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,9329	0,7619	0,000	0,000	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,050	0,050	0,762	0,762	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,933	0,762	0,990	0,990	
R3	0,050	0,950	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,9329	0,7619	0,781	0,543	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,050	0,050	0,762	0,762	0,639	0,445	0,933	0,762	0,000	0,933	0,762	0,990	0,990	
R4	0,050	0,950	0,050	0,050	0,990	0,950	0,950	0,9329	0,7619	0,781	0,543	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,050	0,050	0,762	0,762	0,639	0,445	0,933	0,762	0,847	0,933	0,762	0,990	0,990	

FONTE: O autor (2012).

TABELA 3.2 Execução da RPF para o TR-B da SE UMB do sistema teste 1

TR-B UMB															
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15
R1	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,990	0,990	0,000	0,050
R2	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,016	0,000	0,033	0,000	0,990	0,990	0,990	0,050
R3	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,491	0,637	0,379	0,033	0,990	0,990	0,990	0,050
R4	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,491	0,637	0,379	0,637	0,990	0,990	0,990	0,050

FONTE: O autor (2012).

TABELA 3.3. Entradas da RPF da BP1 de UMB (com valores verdade resultantes das RPFs de LTs e transformadores de potência).

EVENTOS GERADOS NA SE UMB (BP1)																86B	87B
FALTA CIRCUITO				RELÉ DE FALHA DE DJ (50BF)				ESTADO DISJUNTOR				FALTA EXTERNA CIRCUITO					
CSO	CIC	UBR	TR-B	CSO	CIC	UBR	TR-B	CSO	CIC	UBR	TR-B	CSO	CIC	UBR			
0,646	0,651	0,847	0,6372	0,050	0,050	0,050	0,050	0,990	0,990	0,990	0,990	0,727	0,445	0,727	0,950	0,050	

FONTE: O autor (2012).

TABELA 3.4 Execução da RPF para a BP1 da SE UMB do sistema teste 1

BP1 UMB																										
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	P25	P26
R1	0,654	0,050	0,651	0,050	0,847	0,050	0,637	0,050	0,950	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,990	0,990	0,990	0,990	0,000	0,727	0,445	0,050	0,727	0,000
R2	0,654	0,050	0,651	0,050	0,847	0,050	0,637	0,050	0,950	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,990	0,990	0,990	0,990	0,985	0,727	0,445	0,050	0,727	0,435
R3	0,654	0,050	0,651	0,050	0,847	0,050	0,637	0,050	0,950	0,050	0,762	0,761	0,810	0,758	0,000	0,000	0,990	0,990	0,990	0,990	0,985	0,727	0,445	0,050	0,727	0,435
R4	0,654	0,050	0,651	0,050	0,847	0,050	0,637	0,050	0,950	0,050	0,762	0,761	0,810	0,758	0,000	0,810	0,990	0,990	0,990	0,990	0,985	0,727	0,445	0,050	0,727	0,435
R5	0,654	0,050	0,651	0,050	0,847	0,050	0,637	0,050	0,950	0,050	0,762	0,761	0,810	0,758	0,459	0,810	0,990	0,990	0,990	0,990	0,985	0,727	0,445	0,050	0,727	0,435

FONTE: O autor (2012).

TABELA 3.6 Execução da RPF para os transformadores A e B da SE FRA do sistema teste 2

TR-A FRA															
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15
R1	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,990	0,990	0,000	0,050
R2	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,016	0,000	0,033	0,000	0,990	0,990	0,990	0,050
R3	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,491	0,637	0,379	0,033	0,990	0,990	0,990	0,050
R4	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,491	0,637	0,379	0,637	0,990	0,990	0,990	0,050
TR-B FRA															
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15
R1	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,990	0,990	0,000	0,050
R2	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,016	0,000	0,033	0,000	0,990	0,990	0,990	0,050
R3	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,491	0,637	0,379	0,033	0,990	0,990	0,990	0,050
R4	0,050	0,050	0,990	0,990	0,050	0,050	0,637	0,491	0,637	0,379	0,637	0,990	0,990	0,990	0,050

FONTE: O autor (2012).

TABELA 3.7 Entradas da RPF da BP1 de FRA (com valores verdade resultantes das RPFs de LTs e transformadores de potência)

EVENTOS GERADOS NA SE FRA (BP1)															
FALTA CIRCUITO							RELÉ DE FALHA DE DJ (50BF)								
JGI	CHV	PGN	LON	MUA	TR-A	TR-B	JGI	CHV	PGN	LON	MUA	TR-A	TR-B		
0,654494	0,62795	0,652998	0,657408	0,494	0,6372	0,6372	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	86B
															0,05
ESTADO DISJUNTOR							FALTA EXTERNA CIRCUITO								
JGI	CHV	PGN	LON	MUA	TR-A	TR-B	JGI	CHV	PGN	LON	MUA	TR-A	TR-B		
0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,727356	0,727356	0,720006	0,865536	0,727356	0,05	0,05	87B	
															0,05

FONTE: O autor (2012).

TABELA 3.8 Execução da RPF para a BP1 da SE FRA do sistema teste 2

BP1 FRA																					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21
R1	0,654	0,050	0,628	0,050	0,653	0,050	0,050	0,050	0,657	0,050	0,494	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
R2	0,654	0,050	0,628	0,050	0,653	0,050	0,050	0,050	0,657	0,050	0,494	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
R3	0,654	0,050	0,628	0,050	0,653	0,050	0,050	0,050	0,657	0,050	0,494	0,050	0,050	0,000	0,641	0,634	0,641	0,490	0,642	0,601	0,395
	P22	P23	P24	P25	P26	P27	P28	P29	P30	P31	P32	P33	P34	P35	P36	P37	P38	P39	P40	P41	
R1	0,990	0,990	0,050	0,990	0,990	0,990	0,990	0,000	0,050	0,050	0,050	0,990	0,727	0,720	0,866	0,727	0,990	0,727	0,990	0,000	
R2	0,990	0,990	0,050	0,990	0,990	0,990	0,990	0,783	0,050	0,050	0,050	0,990	0,727	0,720	0,866	0,727	0,990	0,727	0,990	0,747	
R3	0,990	0,990	0,050	0,990	0,990	0,990	0,990	0,783	0,050	0,050	0,490	0,990	0,727	0,720	0,866	0,727	0,990	0,727	0,990	0,747	

FONTE: O autor (2012).