

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA**  
**ELÉTRICA**

**EUDES BARBOSA DE MEDEIROS**

**SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTAS**  
**INTEGRADO AO SISTEMA DE SUPERVISÃO E**  
**CONTROLE**

FORTALEZA

Novembro 2008

EUDES BARBOSA DE MEDEIROS

**SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTAS  
INTEGRADO AO SISTEMA DE SUPERVISÃO  
E CONTROLE**

Dissertação submetida à coordenação do curso de pós-graduação da Universidade Federal do Ceará área de concentração: Eletrônica de Potência e Acionamentos, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr.Giovanni Cordeiro Barroso  
Co-orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Ph.D.Ruth Pastôra Saraiva  
Leão

FORTALEZA

Novembro 2008

M439s Medeiros, Eudes Barbosa de  
Sistema de diagnóstico de faltas integrado ao sistema de  
supervisão e controle / Eudes Barbosa de Medeiros, 2008.  
116 f. ; il. ; enc.

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso  
Área de concentração: Eletrônica de potência e  
acionamento

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Ceará,  
Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2008.

1. Engenharia Elétrica. 2. Eletrônica de Potência. 3. Petri,  
redes de. 3. Sistemas de energia elétrica. I. Barroso, Giovanni  
Codeiro (Orient.). II. Universidade Federal do Ceará –  
Programa de Pós – Graduação em Engenharia Elétrica.  
III. Título.

CDD 621.3

**EUDES BARBOSA DE MEDEIROS**

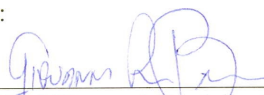
**SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA INTEGRADO AO  
SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE**

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Eletrônica de Potência e Acionamentos, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará.

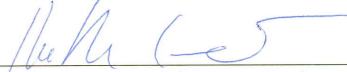


Eudes Barbosa de Medeiros

Banca Examinadora:



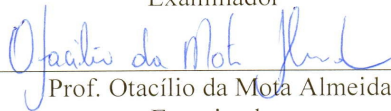
Prof. Giovanni Cordeiro Barroso, Dr.  
Orientador



Prof. Ruth Pastora Saraiva Leão, PhD.  
Co-orientadora



Prof. Paulo Márcio da Silveira, Dr.  
Examinador



Prof. Otacílio da Mota Almeida, Dr.  
Examinador

Fortaleza, 14 de novembro de 2008.

## DEDICATÓRIA

Dedico esta Dissertação à minha esposa Fabiana Pereira Soares e às minhas filhas Vanessa Soares de Medeiros e Gisele Soares de Medeiros que muitas vezes sacrificaram as sagradas horas de lazer para que eu pudesse concluir este trabalho.

Dedico também aos meus pais, Manoel Marcelino de Medeiros e Edna Barbosa de Medeiros, que com seus exemplos de persistência e sucesso no que fizeram, serviram de espelho para mim.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a realização deste trabalho aos professores da Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, e em especial, aos meus orientadores Prof. Giovanni Cordeiro Barroso e Prof<sup>a</sup> Ruth Pastôra Saraiva Leão por muito mais que orientação, também pelo incentivo, compreensão, companheirismo e amizade.

Agradeço a COELCE que acredita neste projeto abrindo os seus sistemas corporativos para integração deste trabalho buscando a incorporação como um de seus módulos. E aos gestores Roberto Garrido de Figueiredo, Marcos Oriano e Francisco Prado Montezuma pelo apoio, sem o qual não seria possível a conclusão deste trabalho.

Agradeço também aos amigos da COELCE que incentivaram prosseguir nesta caminhada e apoiaram na condução do trabalho, em especial aos Engenheiros Raimundo Furtado Sampaio, José Giordane Silveira e José Wilson Barreto de Oliveira.

Agradeço a minha esposa Fabiana Pereira Soares e às minhas filhas Vanessa e Gisele que são a razão da minha persistência.

Agradeço sobretudo a Deus que nos capacita intelectualmente e nos dá a dignidade de reconhecer que as boas dádivas vêm dEle.

## RESUMO

Atualmente os procedimentos da Agência Nacional de Energia Elétrica incentiva que a operação dos sistemas elétricos tenha a maior continuidade e o menor número de falhas possível. Em momentos de falhas do sistema elétrico a grande quantidade de informações, provenientes do sistema SCADA e um tempo exíguo para que o operador de sistema identifique, interprete as informações e tome a decisão, torna esta tarefa difícil. Esta situação eleva muito a probabilidade de erros devido ao limite da capacidade humana de processar todas estas informações dentro da sua necessidade. Por estas razões os profissionais de engenharia necessitam cada vez mais de ferramentas computacionais efetivas e eficientes, capazes de analisar as informações provenientes do SCADA com rapidez e exatidão. É neste intuito que este trabalho propõe uma metodologia aplicada no Centro de Controle para implementação de Sistemas de Diagnóstico de Falta (SDF), baseada em Redes de Petri Coloridas (RPC). O SDF proposto filtra as informações que chegam aos operadores do sistema elétrico de potência e fornece um diagnóstico, tornando esta tarefa mais fácil, mais rápida e menos susceptível a erros. O SDF é integrado ao sistema SCADA do Centro de Operação do Sistema (COS), que tem como vantagem uma base de dados mais ampla, com dados de subestações e de rede, o que possibilita um diagnóstico de faltas em qualquer ponto da rede elétrica. A RPC projetada para o diagnóstico de faltas utiliza como entrada de dados informação do tipo atuação de disjuntor, relés e religadores, conferindo ao modelo independência da topologia da rede, do tamanho do sistema elétrico, sendo capaz de identificar qualquer tipo de falta pela atuação destes equipamentos. A partir das simulações e resultados obtidos de forma *off-line* usando parte da rede de subtransmissão da Coelce, conclui-se que esta técnica baseada em RPC é adequada para modelagem, análise e validação de sistemas de diagnóstico de falta. Dos sucessos obtidos com os testes realizados conclui-se também que o SDF é uma ferramenta adequada para integração ao sistema SCADA dos Centros de Controles de empresas distribuidoras de energia elétrica.

**Palavras-chave:** *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), Sistemas de Diagnóstico de Falta (SDF), Redes de Petri Coloridas (RPC), Centro de Operação do Sistema (COS), Automação de Processos, Sistema Elétrico de Potência (SEP), CPN *Tools*, Codificação Operacional, Proteção de Sistemas Elétricos.

## ABSTRACT

Nowadays, the standards given by the “Agência Nacional de Energia Elétrica” the Brazilian regulator agency, requires a high reliable operation of the electric power systems and, as a result, the system operators in the control and operation centers becomes very stressful when the system experiences electric faults since they ought take correct decision to restore the supply in a short time. In addition to that, an avalanche of information, delivered from the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) reaches the centre of control and the operators need to identify and to interpret these information to take prompt and correct decisions. These conditions increases very much the chance of mistakes by the operators due to the limitation of the human capacity in dealing at the same time with both great volume of information and emotional pressure under stringent situations. For these reasons the professionals of engineering definitely need computational tools capable of effectively analyze the information from the SCADA to support the operator decisions. This work proposes a Fault Diagnosis System (FDS), based on Colored Petri Nets (CPN), which is able to quick identify the system component in fault. The FDS is centralized in the Centre of Control and as such it has the advantage to analyze and to interpret voluminous raw data and generate succinct and directive information to aid the system restoration for faults on both the system network and substations. The proposed method has been tested using part of the distribution network of the distribution utility *Companhia Energética do Ceará* – COELCE, which includes six stations 69/13kV interconnected by 69kV sub-transmission lines. Several test-cases were applied to the FDS to validate its performance and the delivered reports have been found accurate and effective.



# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>XI</b>
<b>LISTA DE ACRÔNIMOS .....</b>	<b>XIV</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS .....</b>	<b>XVII</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>XVIII</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
INTRODUÇÃO.....	1
1.1 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS DO TRABALHO.....	2
1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	3
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>5</b>
SISTEMAS DE CONTROLE APLICADOS A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	5
2.1 INTRODUÇÃO.....	5
2.2 AUTOMAÇÃO DE PROCESSOS NA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE.....	5
2.3 FERRAMENTAS DE AUXÍLIO À OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS ...	8
2.4 APLICAÇÃO DE REDES DE PETRI.....	9
2.5 CONCLUSÃO.....	15
<b>CAPÍTULO 3 .....</b>	<b>17</b>
CONCEITOS BÁSICOS DE REDES DE PETRI E DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	17
3.1 INTRODUÇÃO.....	17
3.2 REDES DE PETRI .....	17
3.2.1 Teoria dos Grafos .....	17
3.2.2 Princípios Básicos de Redes de Petri.....	18
3.2.3 Redes de Petri .....	19
3.3 PROPRIEDADES E MÉTODOS DE ANÁLISE DE REDES DE PETRI.....	22
3.4 EXTENSÕES DAS REDES DE PETRI .....	22
3.4.1 Redes de Petri com Restrição de Tempo .....	23

3.4.2	Redes de Petri Coloridas .....	24
3.5	DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....	26
3.6	SISTEMAS DIGITAIS PARA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA .....	29
3.7	SISTEMAS DE DIAGNÓSTICO DE FALTA .....	30
3.8	FERRAMENTA UTILIZADA PARA MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO SDF .....	31
3.9	CONCLUSÃO.....	32
<b>CAPÍTULO 4.....</b>		<b>33</b>
SISTEMA SOBRAL II – EIXO CARIRÉ – Sistema de Controle e Proteção .....		33
4.1	INTRODUÇÃO.....	33
4.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....	33
4.2.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE INTERLIGAÇÃO DAS SEs .....	34
4.2.2	DESCRIÇÃO DO EIXO CARIRÉ .....	34
4.3	FILOSOFIAS DE CONTROLE E PROTEÇÃO UTILIZADAS NO EIXO CARIRÉ 36	
4.3.1	PROTEÇÃO DE ENTRADA DE LINHA.....	37
4.3.2	PROTEÇÃO DE SAÍDA DE LINHA.....	39
4.3.3	Filosofia de Proteção do Vão de Transformação.....	41
4.3.4	Filosofia de Proteção do Vão do Disjuntor Geral de Média Tensão (MT) .....	43
4.3.5	FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DO VÃO DE ALIMENTADOR.....	43
4.3.6	Filosofia de Proteção do Vão de Banco de Capacitores.....	45
4.4	DETALHAMENTO DA FILOSOFIA DE FUNCIONAMENTO DA SUBESTAÇÃO ARARAS.....	46
4.4.1	SE ARARAS .....	46
4.4.2	DETALHAMENTO DA SE ARARAS .....	46
4.4.3	SISTEMA DE CONTROLE E PROTEÇÃO .....	48
4.5	SERVIÇOS AUXILIARES.....	51
4.6	SISTEMA DIGITAL PARA AUTOMAÇÃO .....	51
4.7	CONCLUSÃO.....	52
<b>CAPÍTULO 5.....</b>		<b>53</b>
SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA PARA SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....		53

5.1	INTRODUÇÃO.....	53
5.2	ESTRUTURA FUNCIONAL DO SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA... 53	
5.2.1	Estrutura do Sistema de Diagnóstico de Falta.....	53
5.2.2	Estrutura Funcional do SDF .....	55
5.3	DESENVOLVIMENTO DO SDF .....	56
5.3.1	Declaração do Modelo RPC do SDF.....	57
5.3.2	Modelo SDF .....	59
5.3.3	Modelagem do SDF.....	64
5.4	EXEMPLO DE DIAGNÓSTICO DE FALTA .....	67
5.4.1	Curto-circuito no barramento de 69kV.....	68
5.4.2	Curto-circuito no interior de LT.....	69
5.4.3	Curto-circuito no interior de LT com falha de abertura de disjuntor. ....	74
5.4.4	Curto-circuito no interior de uma SE.....	78
5.4.5	Curto-circuito em alimentador.....	84
5.4.6	Faltas múltiplas.....	90
5.5	CONCLUSÃO.....	100
	<b>CAPÍTULO 6.....</b>	<b>105</b>
	<b>CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>105</b>
6.1	CONCLUSÃO.....	105
6.2	TRABALHOS FUTUROS .....	106
	<b>ANEXO A – CÓDIGO ANSI – FUNÇÕES DE PROTEÇÃO .....</b>	<b>108</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>109</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Diagrama simplificado do sistema elétrico de potência	5
Figura 2.2	Diagrama de bloco do sistema total	6
Figura 3.1	Ilustração de um grafo genérico	18
Figura 3.2	Ilustração de uma RP	20
Figura 3.3	Ilustração de disparo de transição de uma RP. (a) estado inicial da RP antes do disparo, (b) estado da RP após o disparo	20
Figura 3.4	Declaração de tipos e variáveis do modelo	25
Figura 3.5	Representação de uma Rede de Petri Colorida	25
Figura 3.6	Diagrama simplificado de um sistema elétrico de potência	26
Figura 3.7	Diagrama de Bloco da Hierarquia Funcional de um SDA para SE	29
Figura 4.1	Região atendida pelo eixo Cariré	35
Figura 4.2	Diagrama unifilar de operação das linhas de sub-transmissão do eixo CRE	36
Figura 4.3	Diagrama unifilar de proteção de entrada de linha para barra simples	38
Figura 4.4	Diagrama unifilar de proteção de entrada de linha para barra dupla	39
Figura 4.5	Diagrama unifilar de proteção de saída de linha para barra simples	40
Figura 4.6	Diagrama unifilar de proteção de saída linha para barra dupla	41
Figura 4.7	Diagrama unifilar de proteção do vão de transformação	42
Figura 4.8	Diagrama unifilar de proteção do vão do disjuntor geral de média tensão	43
Figura 4.9	Diagrama unifilar de proteção do vão de alimentador	44
Figura 4.10	Diagrama unifilar de proteção do vão de alimentador na configuração barra dupla	45
Figura 4.11	Diagrama unifilar de proteção do Banco de Capacitores	45
Figura 4.12	Diagrama unifilar de operação da SE ARU	49

Figura 4.13	Diagrama unifilar de proteção da SE Araras	50
Figura 5.1	Estrutura do SDF proposto	54
Figura 5.2	Estrutura funcional do SDF	55
Figura 5.3	Declaração dos conjuntos de cores e variáveis do modelo do SDF	58
Figura 5.4	Codificação operacional da Coelce	58
Figura 5.5	Página do modelo do SDF	60
Figura 5.6	Falta no barramento de 69kV da SE ARU	68
Figura 5.7	Marcação inicial da RPC do SDF	70
Figura 5.8	Disparo da transição Partida e Atuação	71
Figura 5.9	Marcação final da RPC do SDF	72
Figura 5.10	Falta na linha de transmissão que interliga as SE's ARU e NVR.	73
Figura 5.11	Marcação inicial da RPC do SDF.	75
Figura 5.12	Disparo da transição Partida e Atuação	76
Figura 5.13	Marcação final da RPC do SDF.	77
Figura 5.14	Marcação inicial da RPC do SDF	79
Figura 5.15	Disparo da transição Partida e Atuação	80
Figura 5.16	Disparo da transição Disparo Principal	81
Figura 5.17	Marcação final da RPC do SDF	82
Figura 5.18	Falta no interior da SE CRE.	83
Figura 5.19	Marcação inicial da RPC do SDF.	85
Figura 5.20	Disparo da transição Partida e Atuação	86
Figura 5.21	Marcação final da RPC do SDF	87
Figura 5.22	Falta no alimentador 21I2 da SE IBP	88
Figura 5.23	Marcação inicial da RPC do SDF	91
Figura 5.24	Primeiro disparo da transição Partida e Atuação	92
Figura 5.25	Primeiro disparo da transição Disparo Principal	93
Figura 5.26	Disparo da transição Religamento	94
Figura 5.27	Segundo disparo da transição Partida e Atuação	95
Figura 5.28	Segundo disparo da transição Disparo Principal	96
Figura 5.29	Disparo da transição Permanece Falta.	97
Figura 5.30	Marcação final da RPC do SDF	98
Figura 5.31	Faltas múltiplas nos barramentos de 69kV das SE's INH e CAT.	99

Figura 5.32	Marcação inicial da RPC do SDF.	101
Figura 5.33	Disparo da transição Partida e Atuação	102
Figura 5.34	Marcação final da RPC do SDF	103
Figura 5.35	Tela do diagnóstico do SDF	104

## LISTA DE ACRÔNIMOS

01B1	Código operacional do barramento principal de média tensão
01BA	Código operacional do barramento de transferência de média tensão
01Ix	Código operacional dos alimentadores; x – número seqüencial
01P0-X	Código operacional dos pára-raios de média tensão; x – número seqüencial
01T6	Código operacional do Transformador de Serviços Auxiliares
01Z1	Código operacional do TC de média tensão.
02B1	Código operacional do barramento principal de alta tensão
02B2	Código operacional do barramento de transferência de alta tensão
02C5	Código operacional da entrada de linha CSL/BBR
02P0- X	Código operacional dos pára-raios de alta tensão; x – número seqüencial
02T1	Código operacional do Transformador de Potência
02U1	Código operacional do TP de alta tensão.
02U2	Código operacional do TP de média tensão.
02Z X	Código operacional dos TCs de alta tensão; x – número seqüencial.
11D1	Código operacional do disjuntor geral do barramento de média tensão
11H X	Código operacional dos bancos de capacitores; x – número seqüencial
11T1	Código operacional do disjuntor geral do barramento de média tensão
12C5	Código operacional do disjuntor de entrada de linha 02C5
12D1	Código operacional do disjuntor de entrada de linha 02D1
21Ix	Código operacional dos religadores de alimentadores; x – número seqüencial
31B1- X	Código operacional dos seccionadores do barramento 01B1
31D1- X	Código operacional dos seccionadores associados ao disjuntor de 11D1
31I X -4	Código operacional dos seccionadores dos alimentadores do lado do 11B1; x – número seqüencial
31I X -5	Código operacional dos seccionadores dos alimentadores do lado da carga; x – número seqüencial
31I X -6	Código operacional dos seccionadores de <i>by-pass</i> dos alimentadores; x – número seqüencial
31T1- X	Código operacional dos seccionadores associados ao disjuntor de 11T1
32C5- X	Código operacional dos seccionadores associados ao disjuntor 12C5
32D1- X	Código operacional dos seccionadores associados ao disjuntor de 12D1
32T1- X	Código operacional dos seccionadores de conexão do transformador 02T1

41T6-9	Código operacional do seccionador fusível do TSA 01T6
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AL	Vão dos Alimentadores ou saída de alimentadores
ARU	Código da subestação Aráras
AT	Alta tensão
B1	Barramento média tensão
B2	Barramento alta tensão
CAT	Código da subestação Crateús
CRE	Código da subestação Cariré
BC	Vão de banco de capacitores ou de regulação
C	Carga ou Consumidor
COS	Centro de Operação do Sistema Elétrico de Potência
D	Equipamento de Disjunção
De	Estado do vão desenergizado
EL	Vão de entrada de linha
EMS	<i>Energy Management System</i> (Sistema de Gerenciamento de Energia)
En	Estado do vão energizado
ET	Estado em transferência da função de transferência
G	Geração
GPS	<i>Global Positioning System</i> (Sistema de Posicionamento Global)
IBP	Código da subestação Ibiapina
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INH	Código da subestação Inhuçu
LAN	<i>Local Area Network</i> (Rede Local)
LF	Lugar de Fusão
LT	Linha de Transmissão
MT	Média tensão
N	Estado normal da função de transferência
NBR	Norma Brasileira
NVR	Código da subestação Nova Russas
Rbc	Relé de proteção do banco de capacitores
Rdt	Relé de sobrecorrente associado ao disjuntor de transferência 11D1
Rdt1	Relé de sobrecorrente associado ao disjuntor de transferência 11D1 ajuste1



Rdt2	Relé de sobrecorrente associado ao disjuntor de transferência 11D1 ajuste2
Rel	Relé de entrada de linha
RP	Redes de Petri
RPC	Redes de Petri Coloridas
RPC-H	Redes de Petri Coloridas Hierárquicas
Rta	Relé de sobrecorrente do lado de alta tensão do transformador
Rtb	Relé de sobrecorrente do lado de baixa tensão do transformador
Rtd	Relé diferencial do transformador
Rti	Proteção intrínseca do transformador 01T1
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Sistema Supervisório)
SDA	Sistema digital para automação de subestação
SDF	Sistema de Diagnóstico de Falta
SE	Subestação
SL	Vão de saída de linha
SRS	Sistema de Restauração do Sistema Elétrico
T	Estado transferido da função de transferência
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TR	Vão de transformador
TS	Transição de Substituição
TSA	Transformador de serviços auxiliares
UCP	Unidade de Controle de Posição
UTR	Unidade Terminal Remota
WAN	<i>Wide Area Network</i> (Rede Geograficamente Distribuída)

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Conjunto finito de arcos
$E$	Conjunto de arcos de um grafo
$G$	Grafo
$K$	Função de capacidade dos lugares
$M_0$	Marcação inicial de uma rede de Petri
$M_p$	Número de fichas no lugar $P$
$N$	Função nó aplicada à teoria de grafos e redes de Petri
$\mathbb{N}$	Conjunto dos números naturais
$\mathcal{N}$	Estrutura de uma rede de Petri
$\mathbb{N}^*$	Conjunto dos números naturais sem o zero
$P$	Conjunto finito de lugares
$p_i$	Lugar de entrada ou saída
$T$	Conjunto finito de transições
$T_j$	Transição
$W$	Função peso do Arco
$w(p,t)$	Peso do arco de entrada da transição
$w(t,p)$	Peso do arco de saída da transição
$\phi$	Conjunto vazio
$\subseteq$	Operador de conjunto está contido
$\cup$	Operador união de conjuntos
$\cap$	Operador interseção de conjuntos
$\in$	Operador de conjunto pertence
$\notin$	Operador de conjunto não pertence
$:$	Tal que
$\exists$	Existe
$\forall$	Para todo
$=$	Operador de conjunto igual
$\neq$	Operador de conjunto diferente
$\wedge$	Operador “e”
$\langle \rangle$	Operador diferente na linguagem ML

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Definição formal de uma Rede de Petri	21
Tabela 3.2	Tempo disponível para diagnóstico X Probabilidade de erro no diagnóstico	31
Tabela 4.1	Cidades e clientes atendidos pelo eixo Cariré	34
Tabela 5.1	Relação das variáveis utilizadas na modelagem.	57
Tabela 5.2	Relação de lugares da RPC e suas respectivas descrições.	61
Tabela 5.3	Lugares de entrada e saída e guardas das transições e arcos	62
Tabela A.1	Principais funções de proteção aplicadas em SE Distribuidora	108

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

As indústrias de eletricidade durante muito tempo, basicamente desde a época em que Thomas Edison descobriu a lâmpada, caracterizaram-se como monopólios regionais de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (PESCHMAN, 1998). Neste modelo, os clientes não eram tão bem informados como nos tempos atuais, e as transformações, mudanças e evoluções tecnológicas ocorriam de forma gradual. As usinas e subestações eram assistidas continuamente por operadores que trabalhavam em regime de turno (WALKER, 1997).

Nos últimos anos as indústrias de eletricidade, em nível mundial, estão sendo submetidas a drásticas mudanças, com grandes transformações e quebras de paradigmas em tecnologia e ambiente de negócios, provocadas principalmente pela globalização da economia e a abertura de mercado de energia (PESCHMAN, 1998). Uma das grandes forças motivadoras destas transformações tem sido o processo de desregulamentação do setor elétrico e o avanço tecnológico. Os países têm reestruturado o setor elétrico e implantado novos modelos de gestão para enfrentar os desafios advindos da abertura do mercado de energia (PESCHMAN, 1998; WALKER, 1997; APOSTOLOV, 1997).

Experiências tais como as da Austrália, Nova Zelândia, Canadá, Inglaterra, dentre outros, mostram que estas mudanças fazem surgir um ambiente competitivo entre as empresas de energia elétrica, no qual o cliente tem a flexibilidade para escolher a empresa supridora que fornece a melhor qualidade de serviço com menor preço de mercado. Além disso, o cliente tem em sua defesa as agências reguladoras que exercem o papel de fiscalizar e controlar a qualidade dos serviços prestados pelas empresas de energia elétrica (PESCHMAN, 1998).

Quanto à sociedade, ela não questiona mais a importância da eletricidade para seu desenvolvimento, mas sim exige uma energia de qualidade para alavancar o desenvolvimento. O que há atualmente é uma busca por métodos e técnicas para o aperfeiçoamento da geração, da transmissão e da distribuição desse bem. Não é mais tolerada a ausência deste recurso que se tornou fator decisivo em investimentos: a garantia de suprimento de energia elétrica. Aliado a este fator, e não menos importante, é a exigência de qualidade na energia fornecida e

não apenas a sua continuidade. As concessionárias de energia passaram a buscar maior eficiência para alcançar a qualidade de energia elétrica esperada pelos consumidores. (BEZERRA, 2004).

### 1.1 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS DO TRABALHO

A sociedade moderna necessita, de forma essencial, da energia elétrica para manutenção do seu desenvolvimento, seja econômico ou tecnológico. Graças à busca incessante por este desenvolvimento é que o setor energético tem crescido cada vez mais, fazendo com que a complexidade do sistema elétrico também aumente.

A expansão do sistema elétrico e a busca por confiabilidade trouxeram consigo a necessidade de sistemas automatizados para supervisionar e controlar o sistema elétrico, denominado de sistema de controle supervisão ou *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). Com o passar dos anos os sistemas supervisórios evoluíram, oferecendo maior segurança e eficiência aos sistemas elétricos. A evolução disponibilizou um grande volume de informações a serem analisadas por operadores do sistema elétrico, dificultando seu trabalho e expondo-o a más interpretações e diagnósticos falhos.

Todo e qualquer sistema elétrico é sujeito a faltas elétricas, as quais são detectadas e isoladas de forma segura e confiável pelo sistema de proteção. Quando a proteção atua é necessário que se identifique o motivo desta atuação, para que em seguida o problema seja sanado e o sistema retorne a operar, isto é, seja re-energizado. Esse diagnóstico da falta é feito pelos operadores que analisam os dados provenientes do SCADA. Assim sendo, o aumento dos sistemas elétricos, em tamanho e complexidade, além dos avanços tecnológicos, faz com que o diagnóstico feito pelos operadores fique cada vez mais passível a erros (MEDEIROS et al, 2007).

Para desenvolver um Sistema de Diagnóstico de Falta, o trabalho desenvolvido por SAMPAIO (2002) introduz os seguintes conceitos: “Existem dois tipos de abordagens que podem ser utilizadas: a **centralizada** e a **distribuída**. Na abordagem **centralizada** o Sistema de Diagnóstico de Falta (SDF) é integrado a um SCADA/EMS localizado no centro de operação do sistema (COS), enquanto na abordagem **distribuída** o SDF é integrado ao sistema digital local da subestação”.

No entanto, o método centralizado, definido por SAMPAIO (2002), refere-se à centralização de diagnósticos distribuídos que são reportados ao COS por todas as subestações e ao chegar ao COS é tratado por um novo sistema de diagnóstico de faltas, que após o cruzamento das informações, emite um diagnóstico definitivo.

Este trabalho apresenta um modelo de SDF centralizado no COS baseado em Redes de Petri Coloridas e apresenta como contribuições:

- a) O SDF em sendo centralizado é capaz de diagnosticar faltas nas subestações e na rede elétrica;
- b) O SDF modela a filosofia de operação e proteção do sistema elétrico, ao invés da topologia do sistema. Com isto, a rede se torna única para todo o sistema, sem a necessidade de manutenção por acréscimos ou por alterações topológicas. Para isto são utilizados os dados que são reportados das subestações ao SCADA do COS.
- c) O desempenho do sistema supervisório que é executado no COS não é alterado, pois o SDF trabalha como cliente do SCADA, ou seja, os dados que trafegam na rede são vistos e filtrados pela interface de entrada do SDF e então, num processamento paralelo, é gerado o diagnóstico.

Atualmente a taxa de falhas dos equipamentos de comunicação e a taxa de perda de dados nas comunicações digitais, devido aos protocolos atuais, são muito baixas e não se torna um problema apreciável. Além do que, em sistemas onde as falhas de comunicações venham a ser um problema sensível, pode-se agregar estimadores de estado à rede, em casos que se ache necessário, evitando-se assim os problemas advindos das perdas de dados.

O trabalho proposto é um sistema de diagnóstico automático de falta centralizado, utilizando Redes de Petri Coloridas (RPC), para prover maior segurança ao sistema elétrico e auxílio aos operadores dos Centros de Controle na realização dos diagnósticos, dando maior confiabilidade no processo de restabelecimento do sistema elétrico após uma contingência.

## **1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Devido à continuação do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) apoiado pela Companhia de Eletricidade do Estado do Ceará (Coelce) em conjunto com a Universidade Federal do Ceará, houve a possibilidade da continuação do desenvolvimento da ferramenta de diagnóstico de falta iniciada anteriormente por SAMPAIO (2002) e BEZERRA (2004) a linha de pesquisa em diagnóstico de faltas tem se consolidado e evoluído.

A estruturação deste trabalho foi feita em seis capítulos, cujos conteúdos são descritos a seguir.

No Capítulo 1 é apresentada uma introdução com uma breve descrição das mudanças no mercado da energia elétrica e o aumento da complexidade dos sistemas elétricos, tornando-

se necessárias o desenvolvimento de ferramentas que auxiliem na operação dos sistemas. O objetivo e a contribuição do trabalho são apresentados bem com a estrutura da dissertação.

A revisão bibliográfica é apresentada no Capítulo 2, onde é feita uma análise crítica de trabalhos de pesquisa e desenvolvimento relacionados ao tema proposto de diagnóstico de faltas.

No Capítulo 3 são introduzidos os conceitos relacionados às redes de Petri (RPs) e às redes de Petri Coloridas (RPCs), bem como os métodos de análise de redes de Petri. Neste capítulo é apresentada também uma breve descrição da arquitetura funcional de um sistema digital para automação de subestação (SDA) e da função de diagnóstico de falta para subestação (SE), e é finalizado com a apresentação resumida da ferramenta de modelagem de RPC CPN Tools.

As descrições do sistema elétrico do eixo Cariré envolvendo as Subestações Cariré, Araras, Nova Russas, Crateús, Ibiapina e Inhuçu, todas da Coelce, do sistema de proteção e controle e do sistema digital para automação do referido eixo são apresentados no Capítulo 4.

A metodologia da nova proposta para implementação do SDF para sistemas elétricos de potência baseado em RPC é apresentada no Capítulo 5. Além disso, é descrito também neste capítulo um SDF baseado em RPC desenvolvido para executar o diagnóstico de faltas do eixo Cariré usando o método proposto.

Finalmente, no Capítulo 6 estão as conclusões e as perspectivas futuras de aplicação de RPs em Sistemas Elétricos de Potência.

## CAPÍTULO 2

# SISTEMAS DE CONTROLE APLICADOS A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

### 2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentadas a automação dos sistemas elétricos e o estado da arte a cerca de modelagem, análise e controle de sistemas elétricos de potência dando-se maior ênfase aos modelos baseados em Redes de Petri.

### 2.2 AUTOMAÇÃO DE PROCESSOS NA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE

O sistema elétrico de potência tem como propósito final disponibilizar energia elétrica aos consumidores de forma segura, confiável, com qualidade e atratividade econômica. Para tanto, o sistema é composto de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações distribuídas ao longo de uma grande área geográfica. Na Figura 2.1 é apresentado um diagrama simplificado de um sistema elétrico de potência típico que contempla desde a geração até a distribuição.

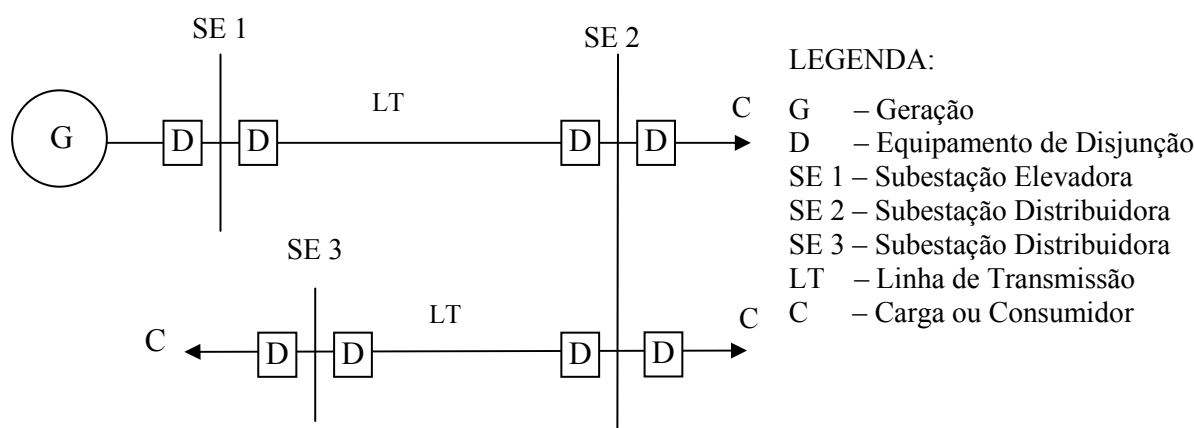


Figura 2.1: Diagrama simplificado do sistema elétrico de potência.

O sistema elétrico é um processo<sup>1</sup> que, para gerar e fornecer energia elétrica dentro dos padrões desejados de qualidade, segurança e confiabilidade, deve dispor de um sistema de controle e de proteção extremamente confiável, composto de recursos que limitem os

<sup>1</sup> Processo é um fluxo controlado de matéria, energia e/ou informação (Brand ,1988).



impactos proporcionados por ocorrências tais como descargas atmosféricas, manobras em equipamentos, falhas de equipamentos, bem como faltas aleatórias.

O diagrama de bloco apresentado na Figura 2.2, adaptada de BRAND (1988), representa um sistema total composto por processos, que corresponde ao sistema elétrico propriamente dito, e o controle de processo. O sistema total representa um sistema aberto que interage com o ambiente e com o operador. O sistema elétrico pode sofrer interferência através de eventos provocados pelo ambiente ou de ações intencionais.

O controle de sistema elétrico é a soma de diferentes tarefas que interagem com um processo e com o operador que é a pessoa responsável em operar o sistema elétrico de potência (BRAND, 1988). O controle de processo pode ser em tempo contínuo ou tempo discreto (BRAND, 1988).

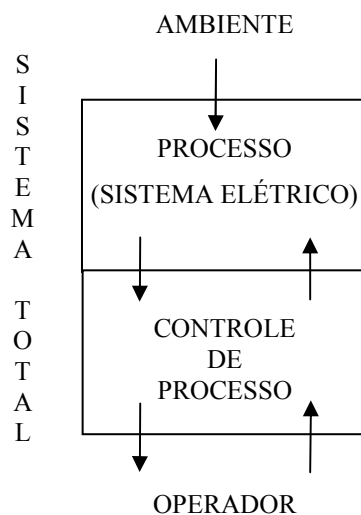


Figura 2.2: Diagrama de bloco do sistema total.

Segundo registrado por KING (1981) as primeiras patentes de controle supervisorio para sistemas elétricos de potência surgiram entre 1890 e 1930, e utilizavam técnicas empregadas na telefonia para controle e/ou supervisão remota de processo. A década de 1920 foi marcada por descobertas de técnicas que revolucionaram os sistemas de controle supervisorio e continuam sendo utilizadas nos modernos sistemas SCADA. Em 1921 John B. Harlow (KING, 1981) projetou um sistema que detectava automaticamente a mudança de estado de uma subestação remota e reportava esta mudança para o centro de controle. Em 1923, John J. Bellamy e Rodney G. Richardson (KING, 1981) desenvolveram um sistema de comando remoto que checava e validava o comando antes da execução, de forma similar à função *Check-Before-Operate* atualmente utilizada nos sistemas SCADA. Em 1927, Harry E. Hershey (KING, 1981) projetou o primeiro sistema de monitoração remota que imprimia

informação de mudança de estados dos equipamentos, juntamente com o tempo e a data de ocorrência. Nesta época, porém, todos os sistemas eram eletromecânicos e existiam poucos tipos de componentes disponíveis (KING, 1981).

Ao longo do tempo, os sistemas supervisórios foram evoluindo e provendo maior segurança e eficiência. Além disso, as técnicas de comunicação passaram a permitir maior velocidade de transmissão de dados (KING, 1981).

A evolução tecnológica na área de informática e telecomunicações tem proporcionado grandes impactos no controle de processos dos sistemas elétricos e grandes mudanças nas empresas de eletricidade e nos profissionais de engenharia elétrica. Isto fez surgir a necessidade de ferramentas computacionais e tecnologias cada vez mais modernas e efetivamente eficazes, capazes de analisar e controlar os sistemas elétricos. Ao longo do tempo, inúmeros trabalhos de pesquisa e desenvolvimento para controle do processo elétrico têm sido publicados. As principais evoluções e transformações aconteceram nas últimas décadas, dentre as quais se podem citar:

- Aplicações de redes locais (LAN) e remotas (WAN) de computadores integrando sistemas (JARDINI, 1996; JARDINI, 1998; PESCHMAN, 1998);
- Advento dos sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)/EMS (Energy Management System) nos Centros de Operação do Sistema (COS) integrados às Unidades Terminais Remotas (UTR) e/ou sistemas SCADA instalados nos sistemas de geração, transmissão e distribuição, distribuídos ao longo de uma grande área geográfica (JARDINI, 1996; JARDINI, 1998; PESCHMAN, 1998);
- Comunicação entre sistemas locais e remotos utilizando voz, dados e imagem em meios tais como rádio, linha discada. (CHAN, 1999; JARDINI, 1998; JARDINI, 1996; KING, 1981);
- Substituição dos tradicionais relés e medidores eletromecânicos por dispositivos eletrônicos inteligentes, multifunção, baseados em microprocessadores, com porta de comunicação de dados e sincronizados por sistema de posicionamento global (Global Positioning System - GPS), exercendo as funções de proteção, medição, oscilografia e controle (PESCHMAN, 1998; JUAN, 1998; JARDINI, 1998; LAKERVI, 1996);
- Seqüência de chaveamento e intertravamentos baseados em microprocessador (SACHDEV, 2000; ZHANG, 1990; ALMEIDA, 1981);

- Sistemas de diagnósticos de falta para auxiliar os operadores de sistemas elétricos na tomada de decisão (CHEN, 2000; LEE, 2000; BRITTES, 1998; HUANG, 1997; TEO, 1997; CHO, 1997; SILVA, 1995; TOLEDO, 1995; INSFRAN, 1995; HERTZ, 1992; SEKINE, 1991; JEYASURYA, 1990; CARDOSO, 1988; SAMPAIO, 2002; BEZERRA, 2004; MEDEIROS et al, 2007).
- Ferramentas para reposição do sistema elétrico de potência (LEE, 2000; CHO, 1997; PARK, 1997; CURCIC, 1997; LEE, 1996; SHINOHARA, 1996; FINK, 1995; ADIBI, 1994; LIU, 1993; MATSUMOTO, 1992; KIRSCHEN, 1990).
- Sistemas de localização de faltas HAMZEH, A 2004; SALIM, 2008.

Os estudos e desenvolvimentos citados deram suporte às indústrias de eletricidade na superação das dificuldades advindas do processo de desregulamentação e ao aumento de complexidade dos arranjos elétricos.

A necessidade crescente de modernização das empresas de eletricidade vem exigindo requisitos de integração dos esquemas de supervisão, controle e proteção, mais robustos e complexos, e desenvolvimento de ferramentas avançadas integradas aos sistemas SCADA para auxiliar os profissionais na análise e tomadas de decisão. Neste campo de atuação, a ferramenta Redes de Petri (MURATA, 1989) vem sendo também pesquisada desde a década de 70 (TANG e WANG, 1997; SÁ e DAMÁSIO, 1992) e tem sido considerada pelos pesquisadores uma técnica computacional viável para modelagem, análise do comportamento lógico, avaliação de desempenho e implementação de sistemas aplicados a sistemas elétricos de potência (CHEN, 2001; FOUNTAS, 1999, 1997a, 1997b; HUANG, 1998; WU, 1998, 1997; TANG, 1998; 1997; LO, 1999, 1997; SÁ, 1992, 1990, 1992; JENKINS, 1992; BRAND, 1988; 1984). A rede de Petri é um modelo matemático com representação gráfica amplamente utilizada para aplicação em várias áreas do conhecimento (CARDOSO e VALETTE, 1997).

### **2.3 FERRAMENTAS DE AUXÍLIO À OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS**

Ao longo dos anos, vêm sendo propostos vários trabalhos de pesquisa e desenvolvimento utilizando técnicas computacionais modernas para implementação de ferramentas de auxílio à operação dos sistemas de potência. Dentre as técnicas apresentadas tem-se a aplicação de sistemas especialistas, lógica nebulosa (fuzzy logic) e redes neurais artificiais para diagnósticos de falta para auxiliar os operadores de sistemas elétricos na tomada de decisão (CHEN, 2000; LEE, 2000; BRITTES, 1998; HUANG, 1997; TEO, 1997; CHO, 1997;

SILVA, 1995; TOLEDO, 1995; INSFRAN, 1995; HERTZ, 1992; SEKINE, 1991; JEYASURYA, 1990; CARDOSO, 1988) e para reposição do sistema elétrico de potência (LEE, 2000; CHO, 1997; PARK, 1997; CURCIC, 1997; LEE, 1996; SHINOHARA, 1996; FINK, 1995; ADIBI, 1994; LIU, 1993; MATSUMOTO, 1992; KIRSCHEN, 1990; SAMPAIO, 2002; BEZERRA, 2004; HAMZEH e ZAIDAN, 2004; SALIM et al, 2008; SUN et al, 2004; CARDOSO, 2004; MEZA, 2006

## **2.4 APLICAÇÃO DE REDES DE PETRI**

As RPs foram originalmente descritas por Carl Adam Petri em sua tese de doutorado intitulada Comunicação entre Autômatos (PETRI, 1962). A partir de então, consideráveis trabalhos teóricos e aplicações práticas com RPs têm sido realizados principalmente nas áreas de modelagem (software e hardware), redes de computadores, comunicações, sistemas distribuídos, protocolos de comunicação, sistemas operacionais, sistemas de controle de produção, automação industrial, modelagem de controladores lógicos, análise de fluxo de tarefas, “chips” VLSI, modelagem de sistemas a eventos discretos (VALAVANIS, 1990; RAMASWAMY, 1996; RAMASWAMY, 1994; JENSEN, 1998), além de controle supervisorio (BARROSO, 1996; SOUSA, 2002).

Pesquisas e desenvolvimentos utilizando redes de Petri (RPs) na modelagem e implementação de sistemas aplicados a sistemas de potência vêm sendo realizados desde a introdução de controle automático de subestação baseado em computador (TANG e WANG, 1997; SÁ e DAMÁSIO, 1992). A partir de então, vários trabalhos de pesquisa, tanto teóricos como aplicações práticas, têm sido publicados utilizando RPs para modelagem, análise e implementação de sistemas de potência, enfatizando aspectos tais como: controle de processo, seqüência de chaveamento, projeto de controle automático de subestação baseado em computador (SÁ, 1992, 1991, 1990; BRAND, 1988, 1984); proteção de sistema de potência (TANG, 1998, 1997; JENKINS, 1992); diagnóstico e estimativa de falta (YANG, 1995; LO, 1997, 1999); reposição de sistema elétrico (FOUNTAS, 1997a, 1997b, 1999; WU, 1997, 1998; HUANG, 1998; CHEN, 2001; SAMPAIO, 2002; BEZERRA, 2004).

Segundo SÁ e DAMÁSIO (1992), os primeiros trabalhos de pesquisa com aplicação de Redes de Petri para controle automático de subestação, baseado em computador, foram realizados na década de 70, mas não apresentava detalhes específicos.

BRAND e KOPAINSKY (1984) propuseram RPs para o desenvolvimento de um projeto sistemático de automação, proteção e controle de subestação. Segundo os autores, as

redes de Petri eram a única ferramenta disponível na época que atendia a todos os requisitos para desenvolvimento de um sistema de controle para subestação. Isto porque as RPs eram capazes de ser aplicadas sistematicamente a todas as fases de desenvolvimento do sistema de controle, como especificação de tarefas, projeto do sistema, produção de software e implementação em hardware. Além disso, as RPs apresentavam a vantagem de permitir o tratamento formal das propriedades do sistema de controle como um todo.

No desenvolvimento do projeto de uma subestação, devem ser considerados requisitos como disponibilidade, manutenibilidade e flexibilidade operacional do sistema, que de acordo com o grau de complexidade requerido, existem inúmeras topologias de subestação que podem ser adotadas, tais como: barramento duplo, disjuntor e meio, anel, dentre outras. Estes requisitos conduzem a uma variedade de dispositivos de controle, redundância e número de funções de controle.

Segundo BRAND e KOPAINSKY (1984) as RPs são capazes de suportar as propriedades do processo, como disponibilidade, manutenibilidade, flexibilidade operacional e reusabilidade, e as propriedades que caracterizam o controle de processo como causalidade, determinismo, assincronismo, eventos aleatórios e controle em tempo real. Nesse trabalho foi concluído como promissora a aplicação de RPs para projetar sistema de controle de subestação.

BRAND e KOPAINSKY (1988) apresentaram os princípios e engenharia de controle de processo para subestação e sua modelagem utilizando RPs. A modelagem do sistema foi aplicada para os níveis funcional, físico e de implementação. Para análise formal do sistema de controle foram aplicados os métodos de análise de RPs matriz de incidência e grafo de alcançabilidade (MURATA, 1989). A modelagem foi desenvolvida de forma modular. Primeiro foram criados modelos básicos de RPs, a partir dos quais foram construídas as RPs do processo e do controle de processo de forma integrada. O modelo do sistema elétrico apresenta três estados: normal, emergência, e interrompido. A mudança de estado está relacionada à ocorrência de eventos intencionais e eventos aleatórios. Os eventos intencionais foram representados pelas tarefas de controle de processo *proteger*, *desenergizar* e *energizar* (*religamento automático e manual*). A modelagem do controle de processo abrangeu as seguintes fases: representação funcional do controle de processo, representação do mundo físico real, representação de eventos não determinísticos e o projeto com os componentes disponíveis. Desta forma, concluíram que as RPs provêm um adequado método para o

tratamento formal de sistema de controle de sistema elétrico por apresentar as seguintes vantagens:

- a) Podem ser aplicadas na modelagem do processo (sistema elétrico) e do controle de processo utilizando a mesma representação, o que facilita o tratamento da interação entre ambos;
- b) Permite a modelagem de evento relacionado que favorece a tomada de decisão e coordenação de tarefas assíncronas;
- c) Processamento seqüencial, *pipeline* e multiprocessamento podem ser manuseados e comparados;
- d) O total de dados processados é minimizado;
- e) O mesmo método pode ser aplicado para todos os estágios de desenvolvimento, da especificação à implementação.

SÁ e PAIVA (1990) propuseram um projeto de um sistema de controle de seqüências de chaveamento para subestações utilizando RPs. A metodologia adotada se propõe a melhorar a confiabilidade e cooperação de seqüência de chaveamento como religamento automático, esquema de restrição de carga e reposição, esquema de transferência automática, falha de disjuntor e outras funções similares, que não é possível com os tradicionais dispositivos *stand-alone*.

SÁ e PAIVA (1990) propuseram modelos individuais de RPs para o controle integrado dos vários vãos de uma SE e um modelo completo, utilizando a técnica de Redes de Petri Coloridas (RPCs) para compartilhar as mesmas condições para um conjunto de seqüências concorrentes. As propriedades de redes de Petri do sistema modelado foram analisadas e, através da análise das propriedades dinâmicas da rede, foi verificada que a rede era *viva* e *re-inicializável*, ou seja, todos os eventos da rede eram sempre possíveis de ocorrer e de maneira cíclica. Através da análise estrutural foram verificadas as restrições de concorrência especificadas através das condições compartilhadas. Os autores concluíram que as RPs é uma poderosa ferramenta para projetar e verificar seqüência de chaveamento concorrente.

Em SÁ e PAIVA (1991), os autores apresentam uma arquitetura de software multitarefa para implementar controles automáticos de subestação projetados utilizando redes de Petri Coloridas. A arquitetura de software proposta suporta implementação de seqüência de chaveamento concorrente. O software foi implementado em um hardware protótipo (similar

ao de uma unidade terminal remota de uma subestação) e testado em laboratório através de um simulador de subestação. O sistema apresentou eficiência na coleta de dados em tempo real e uma interface homem máquina amigável. O subsistema de aquisição de dados contemplava registro de seqüência de eventos, medição digital e interface homem-máquina. Para testar o sistema, foi construído um diagrama de subestação com os dados de uma subestação real. Os controles automáticos implementados incluíram religamento automático, esquema de restrição de carga e reposição, falha de disjuntor, esquema de transferência e correção de mau desempenho da proteção, dentre outros. Os autores consideraram que, para implementar a seqüência de chaveamento em ambiente distribuído, novos trabalhos deveriam ser realizados e fatores como a velocidade das redes locais (LAN) e a padronização seriam os pontos críticos.

SÁ e DAMASIO (1992) definem a integração funcional dos tradicionais controles automáticos de subestação usando RPs. Os autores propõem um esquema de coordenação para um conjunto de funções de controle baseado em computador para automação de subestação, mantendo as propriedades *stand-alone* de cada função e ainda um confiável e consistente procedimento para o conjunto de todas as funções. Neste trabalho, os autores aplicam a mesma abordagem já justificada nos trabalhos anteriores (SÁ e PAIVA, 1990 e 1991). Um verificador auxiliado por computador foi usado para garantir as propriedades requeridas em sistema de controle integrado e garantir também que o sistema fosse seguro. Os autores concluíram que RPs podem ser implementadas em dispositivo de controle multifunção baseado em microprocessador, integrados entre si através de um sistema distribuído, comunicando-se com o centro de controle de um sistema elétrico de potência.

JENKINS e KHINCHA (1992) utilizaram RPs para modelar e avaliar o desempenho de um esquema de proteção composto de relés principais e de retaguarda.

YANG e YOKOYAMA (1995) propuseram um modelo, baseado em sistema especialista, para diagnóstico de falta em um sistema de potência, usando redes de Petri Coloridas e Temporizadas. O uso prático de sistemas especialistas para diagnóstico de falta em um sistema de potência requer uma inferência correta e rápida. Segundo os autores, as RPs simplificam bastante o procedimento de inferência e, além disso, as operações de disjuntores e relés podem ser inferidos mais corretamente porque as RPs permitem:

- a) Representar as causalidades entre faltas nos componentes do sistema de potência, ações de relés de proteção e disjuntores;

- b) Representar explicitamente os estados de operação destes dispositivos de proteção (atuação correta/falsa do relé);
- c) Manusear informações de tempo de seqüência de operação de disjuntores e relés;
- d) Uma possível redução do tempo de inferência, por serem as RPs adequadas ao processamento paralelo.

No sistema proposto por YANG e YOKOYAMA (1995), a inferência é executada a partir da configuração da marcação inicial da RP com informações de relés atuados e disjuntores abertos, prosseguindo com a execução da RP. Este método foi testado, usando um sistema protótipo em um computador Macintosh empregando *Object Common Lisp* (LISP) e segundo os autores obtiveram bons resultados. Entretanto, o trabalho de YANG e YOKOYAMA (1995), é bastante complexo e de difícil entendimento.

Em TANG & WANG (1997), as RPs são utilizadas para modelagem de um esquema de proteção de uma linha de transmissão composto de relés primários e de retaguarda e um dispositivo de religamento automático. O modelo proposto foi baseado em um esquema de proteção de uma linha de extra alta tensão composta de 4 unidades de proteção: funções de distância de fase e de terra, função de corrente de seqüência zero direcional, função de religamento automático e retaguarda (backup) da proteção da zona de distância e corrente de seqüência zero direcional. Foram apresentados um modelo detalhado e um modelo simplificado do esquema de proteção para a linha de extra alta tensão usando RPs. Através da análise das propriedades do modelo de rede de Petri, os procedimentos dinâmicos foram avaliados e os possíveis problemas do sistema foram detectados.

Em TANG e WANG (1998), os autores apresentaram a continuação de TANG (1997) propondo a modelagem de um sistema de proteção de uma rede de transmissão, composta de 8 barramentos e 8 linhas de transmissão e 16 conjuntos de relés instalados nos correspondentes disjuntores para proteger as linhas de transmissão na rede, usando RPs e RPCs. O sistema de proteção foi descrito através de três modelos: o modelo das barras, o modelo do esquema de proteção das linhas de transmissão e o modelo do sistema de comunicação da teleproteção utilizando RPCs.

Em LO et al (1997, 1999) o autor utiliza RPs para diagnóstico de falta em sistema elétrico de potência. O modelo RP proposto em LO et al (1997) pode ser aplicado tanto para sistemas de distribuição como para sistemas de transmissão, enquanto que o modelo RP proposto em LO et al (1999) foi aplicado à subestação. Esta aplicação tem por objetivo



deduzir, a partir da análise das informações disponíveis na RP, qual o dispositivo de proteção que atuou e, conseqüentemente, qual disjuntor abriu. Nos modelos, os lugares representavam os barramentos, linhas de transmissão, relés e disjuntores e as transições representavam ocorrências de faltas e "time stamp" (período de tempo entre o relé sentir a corrente de falta e fechar seus contatos para atuar o disjuntor).

Os sistemas propostos em LO et al (1997, 1999) visam auxiliar operadores de sistemas elétricos de potência no processo de diagnóstico de faltas. Usualmente, os operadores realizam o diagnóstico de falta a partir das informações reportadas pelas UTRs ou sistemas SCADA das subestações para o sistema SCADA do centro de controle de operação. O diagnóstico realizado pelo operador depende inteiramente da sua experiência. Porém, com o aumento da complexidade dos sistemas de potência, especialmente nos casos de múltiplas faltas ou operação incorreta de dispositivos de proteção, a quantidade de informações pode ser tão grande que o ser humano não tenha capacidade para analisá-las com a precisão e velocidade requeridas pela tarefa.

O sistema de diagnóstico de falta (SDF) proposto por LO (1999) permite diagnosticar a localização de faltas, verificar sinais incorretos/incertos e identificar os disjuntores e relés que atuaram. No entanto, o modelo SDF ali apresentado não explicita a função do relé que atua a fase que ocorre a falta e os tipos de falhas que ocorrem nos disjuntores e relés.

Em sua dissertação, BEZERRA (2004) aperfeiçoou a metodologia desenvolvida por LO et al (1999). Em seu trabalho BEZERRA (2004) introduziu uma maior precisão ao diagnóstico aproveitando as funções de proteção disponibilizadas pelos relés digitais.

MEZA et al (2006), propõem uma abordagem neuro-fuzzy para o processamento de alarmes e identificação de componentes defeituosos em sistemas de potência, na presença de dados corrompidos ou com falha de comunicação. Nesta mesma linha SUN et al (2004), propõem uma metodologia, também híbrida, com lógica Fuzzy e Redes de Petri que chamou de *Fuzzy Petri Nets*.

Em SAMPAIO (2002) foi desenvolvido um modelo de diagnóstico de falta baseado em RPC que detecta, localiza e dá o diagnóstico apresentando as funções dos relés que atuaram como também os equipamentos que operaram em uma determinada falta. Como visto no Capítulo1, SAMPAIO (2002) define dois tipos de abordagens, Distribuída e a Centralizada. Na concepção centralizada relatada por SAMPAIO (2002), o SDF localizado nos Centros de Operação de Sistemas analisa os resultados emitidos pelos SDFs distribuídos nas subestações e outro diagnóstico é então reportado. Porém, a centralização de diagnósticos

distribuídos, que são reportados ao COS por todas as subestações não oferece os diagnósticos para os casos de faltas que envolvam as linhas de interligação de subestações, faltas múltiplas e desenergização de subestações em cascata.

Outro problema detectado é a necessidade da adaptação do modelo desenvolvido a cada alteração da topologia da rede elétrica, pois o modelo desenvolvido representa a configuração física do sistema.

GHENDY et al (2004), faz um estudo teórico das técnicas utilizadas, até o momento, para a solução do Diagnóstico de Faltas e conclui não ser uma tarefa trivial.

MEDEIROS et al (2007), propõem uma metodologia diferenciada das demais, em que o SDF modela não o *layout* do sistema elétrico e sim a filosofia de operação deste sistema. A operação do Sistema Elétrico de Potência é baseada em premissas tais como, proteções adotadas, necessidade de religamentos, quantidade e bloqueio de religamentos, níveis de tensões admitidos, dentre outras, que constituem a filosofia de proteção. Ao se modelar a filosofia ao invés da topologia do sistema evita-se a necessidade da constante manutenção do modelo desenvolvido pra fornecer diagnósticos, já que a filosofia de operação é algo menos mutável.

Este trabalho propõe um sistema, capaz de diagnosticar faltas em toda extensão do sistema elétrico, obtido através da modelagem da filosofia de operação, baseado em Redes de Petri Colorida. Este sistema observa os sinais trafegantes na rede de comunicação de dados. Tais sinais ao apresentarem as condições iniciais que satisfaçam o funcionamento do SDF, ele é disparado e ao fim do processamento será oferecido um diagnóstico da ocorrência.

## 2.5 CONCLUSÃO

Neste capítulo foi apresentada a automação de processos na indústria de eletricidade bem como trabalhos enfatizando a aplicação de sistemas de controle aplicados a sistemas elétricos de potência, dando-se maior ênfase aos sistemas que utilizam redes de Petri. Neste campo de aplicação, mencionou-se trabalhos utilizando RP para desenvolvimento de sistemas de controle de sistemas elétricos nas áreas de controle de processo, seqüência de chaveamento, projeto de controle automático para subestação, sistema de proteção, sistema de diagnóstico, e estimativa de falta e reposição de sistema elétrico.

Na revisão bibliográfica foram mostradas a importância e as vantagens da aplicação de redes de Petri para modelagem, análise, validação e implementação de sistemas de controle aplicados a sistemas elétricos de potência.

Através desta revisão, verificou-se a necessidade vigente de ferramentas computacionais avançadas integradas a sistemas SCADA para auxiliar os operadores de sistemas elétricos de potência no processo de diagnóstico de falta e recomposição do sistema elétrico. Neste campo de pesquisa muitos trabalhos têm sido propostos ao longo dos anos, utilizando técnicas computacionais modernas, dentre as quais estão *Redes de Petri*, *Sistemas Especialistas*, *Lógica Nebulosa* e *Redes Neurais Artificiais*, com abordagem centralizada e distribuída.

A proposta deste trabalho, a ser apresentada no Capítulo 5, corresponde ao desenvolvimento de uma metodologia para implementação de sistemas de diagnóstico de falta utilizando Redes de Petri Coloridas, adotando abordagem centralizada como uma evolução ao trabalho proposto por SAMPAIO (2002), para uma aplicação ampla no sistema elétrico de potência real.

Os trabalhos apresentados nortearam o presente trabalho para o desenvolvimento de uma metodologia para implementação de um sistema de diagnóstico de falta não somente restrito a uma subestação particular, mas a um sistema elétrico de potência, adotando uma abordagem de SDF centralizado no COS, utilizando Redes da Petri Coloridas. Tal modelagem torna possível a representação do sistema elétrico através dos dados disponibilizados pelo sistema SCADA, considerados importantes para um diagnóstico de falta e, conseqüentemente, é possível apresentar um resultado de diagnóstico de falta que explicita com clareza a zona da ocorrência da falta, as fases envolvidas na falta, o relé e a função de proteção que atuaram, o disjuntor que abriu, bem como todas as possíveis falhas ocorridas no sistema de proteção relacionadas aos disjuntores, relés, hardware e software, oferecendo ao operador um diagnóstico rápido e confiável das ocorrências do sistema elétrico.

## **CAPÍTULO 3**

# **CONCEITOS BÁSICOS DE REDES DE PETRI E DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

### **3.1 INTRODUÇÃO**

Neste capítulo são apresentados os conceitos relacionados às redes de Petri, seus métodos de análises e às redes de Petri Coloridas. Além disso, são apresentadas as descrições do sistema elétrico de potência. Neste capítulo é apresentada também uma breve descrição da arquitetura funcional de um sistema digital para automação de subestação (SDA), bem como uma função de diagnóstico de falta para um sistema elétrico.

### **3.2 REDES DE PETRI**

#### **3.2.1 Teoria dos Grafos**

A Teoria de Grafos é um ramo da matemática com larga aplicação em teoria de grupo, teoria de matriz, análise numérica, probabilidade, topologia e combinatória (EVANS, 1992).

No decorrer dos anos a Teoria de Grafos transcendeu o ramo da matemática e passou a ser aplicada na proposição de uma variedade de problemas envolvendo diversos campos, tais como física, psicologia, sociologia, antropologia, lingüística, economia, química, genética, planejamento de transporte, gerenciamento, marketing, educação, informática, engenharia elétrica, engenharia civil e arquitetura entre outras (EVANS, 1992).

Um grafo é um modelo matemático aplicado para qualquer sistema envolvendo uma relação binária, ou seja, pode ser modelada como grafo qualquer situação em que é possível ser listado um conjunto de elementos e o relacionamento entre pares de elementos.

Um grafo é constituído por um conjunto de elementos denominados de nós ou vértices e por um conjunto de elementos denominados de arcos ou arestas (VELOSO, 1986).

O grafo  $G$  pode ser representado graficamente conforme ilustrado na Figura 3.1.

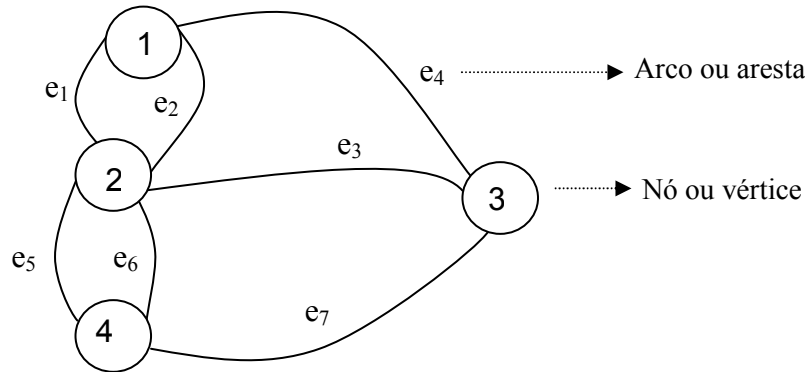


Figura 3.1: Ilustração de um grafo genérico.

A representação matemática do grafo da Figura 3.1 é dada por:

$$V = \{1, 2, 3, 4\},$$

$$E = \{(1,2), (2,1), (2,3), (1,3), (2,4), (4,2), (4,3)\} \text{ ou } E = \{e_1, e_2, e_3, e_4, e_5, e_6 \text{ e } e_7\}.$$

em que  $V$  é o conjunto de nós (vértices) e  $E$  o conjunto de arcos (arestas).

Uma rede é um grafo com um ou mais números associados a cada arco ou aresta. Estes números podem representar distância, custo, confiabilidade, corrente elétrica, ou outros parâmetros relevantes (VELOSO, 1986).

Ao longo do tempo, a teoria de grafos evoluiu, proporcionando o desenvolvimento de vários tipos de grafos, dentre os quais os grafos bipartidos e direcionados que foram utilizados no desenvolvimento da teoria de Redes de Petri, as quais são apresentadas a seguir.

### 3.2.2 Princípios Básicos de Redes de Petri

As Redes de Petri são uma ferramenta matemática e gráfica, capaz de modelar, analisar, controlar, validar e implementar muitos sistemas, especialmente sistemas que possam ser interpretados como sistemas a eventos discretos (MURATA, 1989; PETERSON, 1981). Os sistemas a eventos discretos possuem estados bem definidos e a mudança de estado acontece quando da ocorrência de um evento. Os sistemas a eventos discretos são modelados de forma que as variáveis de estado variam bruscamente em instantes determinados e que os valores das variáveis nos estados seguintes podem ser calculados diretamente a partir dos

valores precedentes sem ter que considerar o tempo entre estes dois instantes (CARDOSO, 1997).

Segundo LIU (1997), a teoria de RPs descreve relações entre condições e eventos capazes de analisar procedimentos dinâmicos de sistemas. Um evento, do ponto de vista de sistema elétrico de potência, é uma ocorrência de origem interna ou externa, que altera as características do fluxo de energia, provocando mudanças de estado do sistema e afetando seu funcionamento (NBR 5460, 1992). Estado é a condição ou situação em que se encontra o sistema elétrico em um dado instante (BRAND, 1988; DAS, 2000).

O sistema elétrico de potência, do ponto de vista macro, é caracterizado como um sistema contínuo no tempo, no entanto pode ser interpretado como um sistema a eventos discretos, tendo em vista os elementos que compõem estes sistemas mudarem de estado de forma bem definida quando da ocorrência de eventos no sistema elétrico. Por exemplo, uma falta no sistema elétrico provoca a mudança do estado do relé de *pronto para atuar* para *atuado*. A atuação do relé provoca a mudança do estado do disjuntor de *fechado* para *aberto* e o disjuntor interrompe a falta mudando o estado do sistema elétrico de *energizado* para *desenergizado*. Devido a esta característica do sistema elétrico, redes de Petri vêm sendo pesquisadas e aplicadas em diversas áreas da engenharia elétrica.

### 3.2.3 Redes de Petri

As Redes de Petri possuem dois tipos de nós chamados, respectivamente, Lugar e Transição que são conectados por arcos. Os lugares são representados por círculos, as transições são representadas por retângulos ou barras e os arcos são representados por setas.

As RPs são caracterizadas também pela presença de fichas em seus lugares, indicando que a condição associada àqueles lugares é satisfeita ou verdadeira. As fichas são associadas aos lugares e são representadas por um ponto. Um lugar com  $k$  fichas significa que  $k$  itens de dados ou recursos estão disponíveis. Os arcos podem ter um número inteiro positivo associado chamado de peso do arco. Quando este número não está explícito no arco, indica que o peso do arco é um. O peso do arco indica a quantidade de fichas que pode ser adicionada ou retirada de um lugar.

Uma RP é um tipo de grafo bipartido<sup>2</sup> e direcionado<sup>3</sup>, em que os arcos nunca ligam dois nós do mesmo tipo. Na Figura 3.2 são apresentados os elementos gráficos que compõem uma rede de Petri.

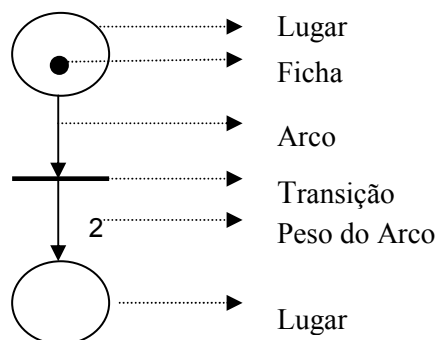


Figura 3.2: Ilustração de uma RP.

Nas RPs, usualmente a ocorrência de um evento está associada ao disparo de uma transição, e os lugares de entrada e saída da transição representam, respectivamente, as pré-condições e pós-condições associadas à ocorrência do evento. Os arcos de entrada de uma transição  $t_j$  têm origem em um ou mais lugares de entrada  $p_i$  de  $t_j$  e terminam na transição  $t_j$ ; os arcos de saída têm origem na transição  $t_j$  e terminam em um ou mais lugares de saída  $p_i$  de  $t_j$ . Conforme a Figura 3.3, o lugar  $p_1$  é entrada de  $t_1$ , visto que um arco se origina em  $p_1$  e termina em  $t_1$ . O lugar  $p_2$  é saída de  $t_1$ , visto que um arco de peso 2 se origina em  $t_1$  e termina em  $p_2$ .

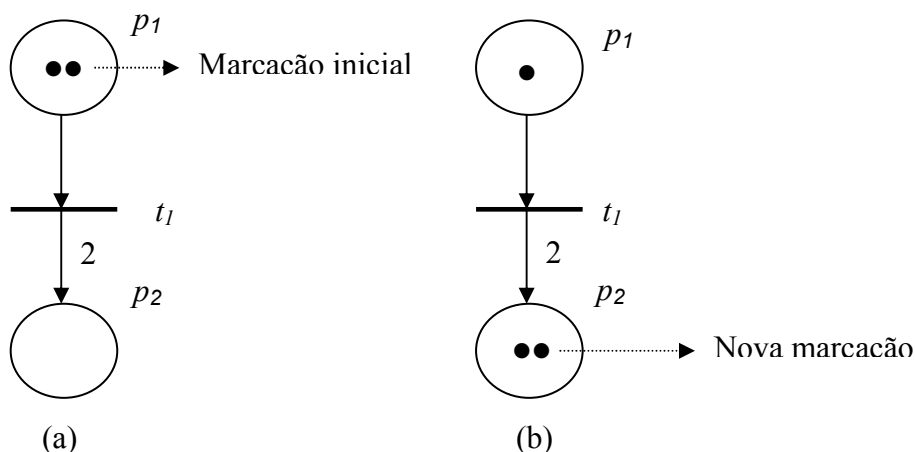


Figura 3.3: Ilustração de disparo de transição de uma RP. (a) estado inicial da RP antes do disparo, (b) estado da RP após o disparo.

<sup>2</sup> Bipartido indica que o grafo é composto de dois tipos de nós conectados por arcos.

<sup>3</sup> Direcionado denota que os arcos têm origem e destino.

As fichas são usadas nas RPs para simular a dinâmica e as atividades concorrentes do sistema. O estado de uma RP é representado por um número  $k_i$  de fichas contidas em cada lugar  $p_i$ , chamada marcação, conforme apresentado na Figura 3.3.

O estado do sistema é dado pela distribuição de fichas nos lugares da RP e cada lugar representa um estado parcial do sistema. A mudança de estado é representada pelo movimento de fichas na RP, que acontece quando ocorre o disparo de transições. A cada evento que ocorre no sistema é associada uma transição no modelo RP. O disparo de uma transição significa que o seu evento correspondente ocorreu. Uma transição é dita habilitada se cada lugar de entrada da transição contém um número de fichas maior ou igual ao peso do arco que o conecta a transição. Uma transição habilitada pode ou não disparar. Quando ocorre o disparo de uma transição, fichas são removidas dos lugares de entrada da transição e fichas são adicionadas aos lugares de saída. A quantidade de fichas removidas e acrescentadas depende do peso do arco. A nova marcação resultante do disparo da transição representa o novo estado do sistema.

A marcação inicial  $M_0$  representa o estado inicial da rede de Petri. Uma marcação é um vetor  $M$ , com  $m$  componentes representando o número de lugares na rede. A  $p$ -ésima componente de  $M$ , denotada por  $M_p$ , representa o número de fichas no lugar  $p$ . A definição formal de uma RP é dada na Tabela 3.1 (MURATA, 1989).

Tabela 3.1: Definição formal de uma Rede de Petri

---

A rede de Petri é uma quintupla,  $PN = (P, T, F, W, M_0)$  em que:

$P = \{p_1, p_2 \dots p_m\}$	É um conjunto finito de lugares;
$T = \{t_1, t_2 \dots t_n\}$	É um conjunto finito de transições;
$F \subseteq (P \times T) \cup (T \times P)$	É um conjunto de arcos (fluxo de relações);
$W: F \rightarrow \{1, 2, 3 \dots\}$	É uma função peso;
$W(p, t)$	Peso do arco que liga o lugar à transição;
$W(t, p)$	Peso do arco que liga a transição ao lugar;
$M_0: P \rightarrow N^*$	É a marcação inicial, em que $N$ denota os números naturais e $M_0$ a marcação inicial;

---


$$P \cap T = \emptyset \text{ e } P \cup T \neq \emptyset$$

O comportamento dinâmico das RPs obedece à regra de disparo de transições, a saber:



- a) uma transição é dita habilitada se cada lugar de entrada  $p$  de  $t$  é marcado com pelo menos  $w(p, t)$  fichas, em que  $w(p, t)$  é o peso do arco de  $p$  para  $t$ ;
- b) uma transição habilitada pode ou não disparar;
- c) o disparo de uma transição  $t$  remove  $W(p, t)$  fichas de cada lugar de entrada  $p$  de  $t$ , e adiciona  $W(t, p)$  fichas a cada lugar de saída  $p$  de  $t$ , em que  $W(t, p)$  é o peso do arco direcionado de  $t$  para  $p$ .

A RP apresentada na Figura 3.3 ilustra a regra de disparo através da modelagem do comportamento dinâmico de um sistema e sua evolução. A Figura 3.3(a) apresenta o estado inicial do sistema. A mudança de estado, que acontece através do disparo da transição  $t_1$ , é apresentada na Figura 3.3(b).

Na Figura 3.3(a), existem duas fichas no lugar  $p_1$  e nenhuma ficha no lugar  $p_2$ . A marcação da rede é  $M_0 = [2, 0]^T$ . Nesta marcação a transição  $t_1$  está habilitada e pode disparar. Conforme apresentado na Figura 3.3(b) no disparo da transição  $t_1$ , fichas são removidas de seu lugar de entrada  $p_1$  e fichas são adicionadas ao seu lugar de saída  $p_2$ , originando uma nova marcação ou estado do sistema  $M_1 = [1, 2]^T$ . Como pode ser observado neste exemplo, a quantidade de fichas removidas do lugar de entrada e adicionada ao lugar de saída depende diretamente do peso dos arcos.

### 3.3 PROPRIEDADES E MÉTODOS DE ANÁLISE DE REDES DE PETRI

A aplicação de RPs na modelagem de sistemas tem a vantagem de permitir verificar as propriedades dos modelos construídos através dos métodos de análise formais *Grafo de Ocorrência* (*Árvore* ou *Grafo de Alcançabilidade*), *Matriz de Incidência* e *Equação de Estado* e *Técnicas de Redução e Decomposição* (MURATA, 1989; JENSEN,1992; JENSEN,1997).

A análise das propriedades das RPs através desses métodos pode revelar informações importantes sobre a estrutura e comportamento do sistema modelado, como por exemplo detectar bloqueio no sistema, permitindo ao projetista realizar modificações e as correções antes da implementação.

### 3.4 EXTENSÕES DAS REDES DE PETRI

Em geral, os sistemas do mundo real são complexos e possuem vários processos com características similares, mas não idênticos. As RPs possuem apenas um tipo de ficha, isto significa que o estado de um lugar é descrito por um único tipo de dado, que pode ser inteiro

ou booleano. O fato das RPs não manipularem tipos de dados diferentes, dificulta a modelagem de sistemas grandes e complexos (JENSEN, 1997).

Utilizando RPs para modelagem de sistemas com estas características é necessário construir várias sub-redes independentes com estruturas basicamente idênticas para processos similares. Isto pode tornar o modelo RP extremamente grande, dificultando o desenvolvimento do projeto e a visualização dos modelos na sua totalidade. Além disso, pode ser difícil observar similaridades e diferenças entre as redes individuais que representam as partes similares (MURATA, 1989; FOUNTAS, 1997; PETERSON, 1981; VALAVANIS, 1990). Outro fato é que as RPs não tratam de restrições de tempo, características inerentes aos sistemas reais.

Para contornar estes problemas foram desenvolvidas extensões às RPs, capazes de descrever sistemas mais complexos de forma mais compacta, entre as quais estão as Redes de Petri Coloridas e as redes de Petri com restrições de tempo (JENSEN, 1997).

#### 3.4.1 Redes de Petri com Restrição de Tempo

A modelagem com RP permite verificar somente as propriedades qualitativas relacionadas aos aspectos estruturais e comportamentais nos sistemas modelados, não sendo possível analisar as características temporais de sistemas. As propriedades quantitativas de sistemas, relacionadas ao tempo são essenciais para análise de muitos sistemas do mundo real, como, por exemplo, coordenação e ciclo de operação de proteções dos sistemas elétricos, análise de desempenho de sistemas em tempo real (JENKINS, 1992).

Visando contornar esta limitação foram propostas diversas extensões às RPs, que diferem basicamente quanto à localização da restrição de tempo que pode ser associada aos lugares, transições, fichas e arcos, e quanto ao tipo ou natureza das especificações de restrições de tempo que podem ser com atrasos fixos, intervalos, atrasos aleatórios, etc.

Quanto à abordagem, as extensões temporizadas de RPs são classificadas em determinística e estocástica. A modelagem com as extensões determinísticas são bastante utilizadas em sistemas em tempo real, porém não são adequadas para análise de desempenho e representação de incertezas. As extensões estocásticas são adequadas para modelagem de sistemas cuja duração dos eventos varia de maneira probabilística bem definida. Este tipo de rede é bastante utilizada para análise de desempenho de sistemas e determinação de índice de desempenho (JENKINS, 1992).

Veremos a seguir que a Rede de Petri Colorida, devido a sua flexibilidade, se adapta melhor à proposta do SDF desenvolvida neste trabalho.

### 3.4.2 Redes de Petri Coloridas

As Redes de Petri Coloridas fazem parte da classe de rede de Petri de alto nível. A vantagem das redes de Petri de alto nível sobre os outros tipos de RPs é sua capacidade de modelar sistemas complexos e prover modelos com alto nível de abstração e melhor capacidade de representação gráfica. As RPCs, ao contrário das RPs, são capazes de representar um sistema através de um modelo gráfico mais compacto e estruturas de dados mais poderosas (JENSEN 1992, 1994, 1997, 1998).

As RPCs são ferramentas orientadas para especificação, projeto, simulação, validação e implementação de sistemas que possam ser interpretados como eventos discretos e são consideradas uma das mais poderosas linguagens para aplicação em sistemas que contêm processos concorrentes e paralelos, entre outros (JENSEN, 1992, 1994, 1997, 1998).

A modelagem com RPCs tem a flexibilidade de utilizar diferentes tipos de dados e possui recursos para manipular os dados de forma mais complexa, possibilitando assim a construção de redes mais compactas. Isto é possível porque as RPCs utilizam os conceitos de *valores de fichas* e *tipos de dados*. Por razões históricas, para distinguir das RPs, as *fichas* são chamadas *fichas coloridas* e os *tipo de dados* são denominados *conjunto de cores*. Nas RPCs, cada *ficha* representa um *valor* e a cada lugar é associado um *tipo de dado*. Nas RPCs cada *ficha* pode ser modificada pela ocorrência de transições. Além disso, em substituição ao peso do arco, utilizado nas RPs, as RPCs têm associadas aos arcos inscrições de arco. As inscrições de arcos são expressões que especificam os dados que devem existir para cada atividade que ocorrer ou que será produzida se uma atividade ocorrer. Da mesma forma, associadas às transições podem ter inscrições denominadas guardas, que são expressões booleanas, com a função de restringir a ocorrência de transições a determinadas condições. Estas inscrições determinam dinamicamente quantas e quais fichas devem ser removidas ou adicionadas aos lugares associados. A marcação inicial de uma RPC também é determinada pelas inscrições associadas aos lugares. O uso do conjunto de cores em RPC é análogo ao uso de tipos de dados em linguagem de programação (JENSEN, 1992).

O processo de desenvolvimento dos modelos de RPC engloba duas etapas distintas. Na primeira etapa são identificados e declarados na página *Declaração* os elementos que compõem a rede, que correspondem à definição de tipos de dados (conjuntos de cores) e

variáveis. Na etapa seguinte são criadas as estruturas das redes, determinando assim como os estados e eventos se relacionam, e quais estados são gerados a partir desta relação.

As RPCs são compostas essencialmente por uma estrutura e um conjunto de declarações e expressões. Na Figura 3.4 é apresentado um exemplo de *Declaração* de um modelo RPC.

```

▼ Declarations
  ▼ Standard declarations
    ▼ colset DATA = string;
    ▼ colset INT = int;
    ▼ colset MNEMONICO = product DATA * DATA * DATA*DATA;
    ▼ colset MNEMONICO2 = product DATA * DATA * DATA*INT;
    ▼ var x : DATA;
    ▼ var y,y1,y2,y3,y4: DATA;
    ▼ var z,zaux: DATA;
    ▼ var r: INT;
    ▼ var raux: INT;
  
```

Figura 3.4: Declaração de tipos e variáveis do modelo.

Na *Declaração* apresentada na Figura 3.4 são definidos os tipos de dados e variáveis utilizados no modelo RPC apresentado na Figura 3.5. A palavra reservada *colset*, apresentada na Figura 3.4, define os tipos de dados utilizados nos modelos. O tipo *MNEMONICO*, declarado na página *Declaração*, define um *tipo de dados* composto por três variáveis do tipo *DATA*, que representam um conjunto de *strings*, portanto o tipo de dado *MNEMONICO* é composto por três conjuntos de *strings*.

No modelo de RPC apresentado na Figura 3.5 as fichas do lugar *Rele* são compostas pelas variáveis subestação, identificação do relé e a função de proteção que atuou.

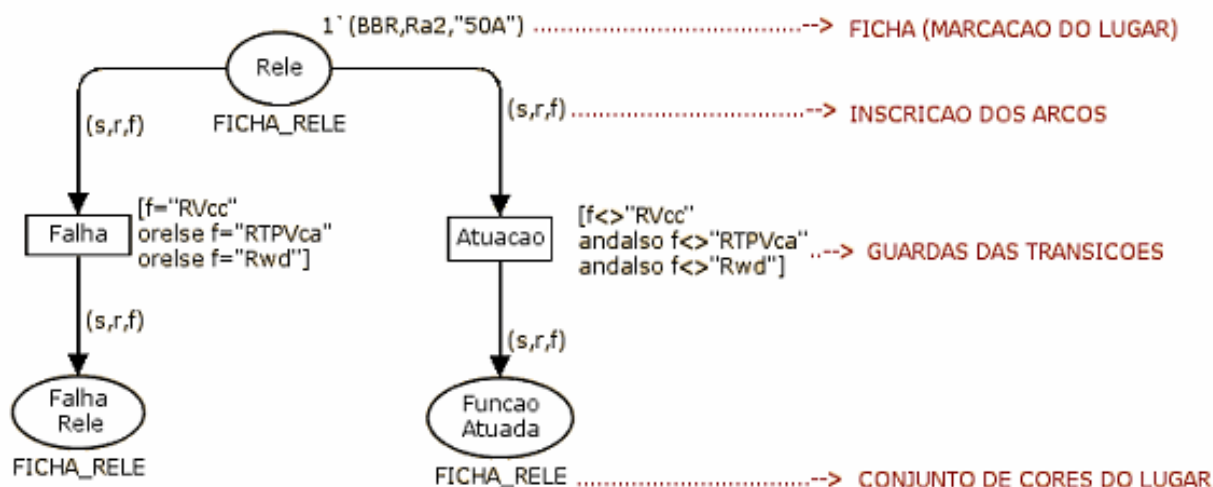


Figura 3.5: Representação de uma Rede de Petri Colorida.

Ao chegar fichas que atendam a inscrição dos arcos, as transições *Atuação* e *Falha* ficam habilitadas a serem disparadas. O disparo só poderá acontecer se a guarda da transição for atendida. Caso a variável  $f$  for diferente de  $RVcc$ , diferente de  $RTPVca$  e de  $Rwd$ , que são funções típicas de falhas no sistema de proteção, a transição *Atuação* é disparada e retira uma ficha do lugar *Relé* e adiciona uma ficha ao lugar *função Atuada*.

A marcação de uma RPC é representada pela distribuição de fichas nos lugares. Durante a execução de uma RPC cada lugar pode conter um número variável de fichas e cada uma destas fichas leva um dado valor que pertence ao tipo associado ao lugar.

A regra de ocorrência das transições define que uma transição está habilitada se e somente se:

- (1) Houver fichas suficientes nos lugares de entrada e houver uma ligação entre as variáveis associadas aos arcos e os valores de fichas contidos nos lugares de entrada;
- (2) A função guarda é verdadeira.

A transição habilitada pode ou não ocorrer. Quando a transição ocorre, de acordo com as inscrições de arcos de entrada e saída das transições, um multiconjunto de fichas é removido de cada lugar de entrada da transição e outro multiconjunto de fichas é adicionado a cada lugar de saída.

### 3.5 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência é composto pela Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica (GERS, 1998, LAKERVI, 1995). A subestação SE, conforme ilustrado na Figura 3.6, é o componente responsável pela interconexão entre as várias partes do sistema elétrico.

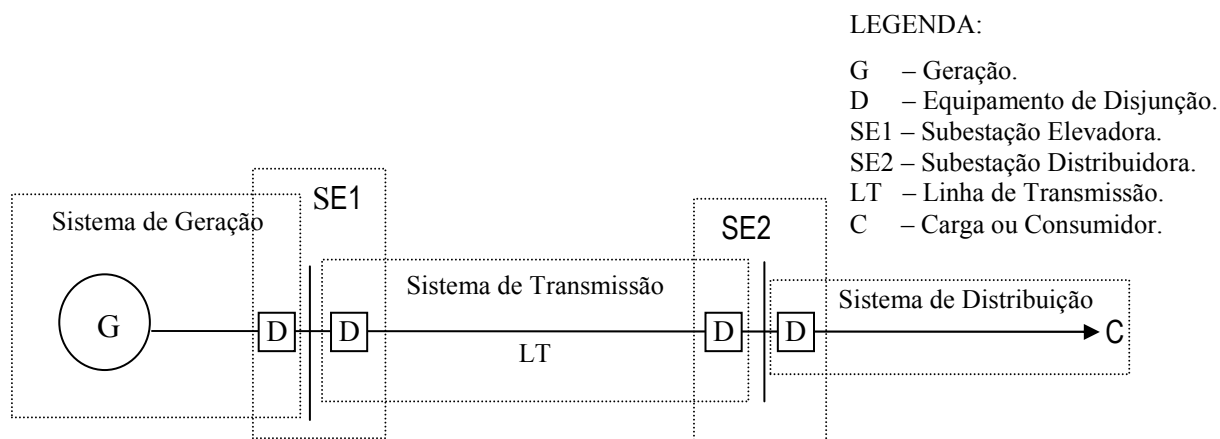


Figura 3.6: Diagrama simplificado de um sistema elétrico de potência.

No Sistema Elétrico de Potência, o investimento feito, geralmente é muito alto e para que haja o retorno adequado estes sistemas devem operar, dependendo da aplicação, em sua capacidade máxima. Porém, problemas ocorrem nestes sistemas, denominados por “faltas” e que trarão riscos à vida como também aos equipamentos. Um arco elétrico pode danificar um transformador em poucos segundos. Por esta razão um sistema adequado de proteção é parte essencial do Sistema Elétrico de Potência. A seguir serão apresentados alguns conceitos utilizados na proteção de sistemas elétricos.

A *seletividade* é a capacidade do sistema de proteção em discriminar e somente desconectar do sistema a parte atingida pelo defeito. A seletividade é definida também como a aptidão de um sistema de proteção de detectar uma falta numa zona determinada de um sistema elétrico e provocar a abertura dos disjuntores apropriados para eliminar esta falta, com um mínimo de perturbação para a parte não-afetada do sistema (NBR 5460, 1996). A seletividade é a principal condição para assegurar ao consumidor um serviço seguro e contínuo (ANDERSON, 1998; CAMINHA, 1981, BLACKBURN, 1979).

A *coordenação* da proteção é o relacionamento adequado entre as características e os tempos de operação dos dispositivos de proteção de um sistema ou parte de um sistema elétrico, ou de um equipamento elétrico de forma a garantir a seletividade (NBR 5660, 1996).

A *rapidez* ou *velocidade* é a capacidade de resposta do sistema de proteção, dentro do menor tempo possível, de modo a garantir a estabilidade do sistema (ANDERSON, 1998).

A *sensibilidade* é a capacidade de resposta dentro de uma faixa esperada de ajuste, ou seja, é a capacidade do sistema de proteção responder às anormalidades nas condições de operação, e aos curtos-circuitos para os quais foi projetada (CAMINHA, 1981).

A *confiabilidade* de um sistema de proteção é definida como a probabilidade de um componente, equipamento ou sistema funcionar corretamente quando sua atuação for requerida (CAMINHA, 1981). A *confiabilidade* tem dois aspectos, os quais são: primeiro, o dispositivo de proteção deve operar na presença de falta que está dentro da zona de proteção e segundo, o relé não deve operar desnecessariamente para falta fora da zona de proteção ou na ausência de falta no sistema (ANDERSON, 1998).

A *segurança* em um sistema de proteção indica a capacidade de um sistema ou dispositivo evitar operações desnecessárias, ou seja, é o grau de certeza que o dispositivo ou sistema de proteção não opere incorretamente (ANDERSON, 1998; TANG, 1997).

O sistema de proteção tem como objetivo eliminar a falta, isolando a parte afetada do restante do sistema, no menor tempo possível para garantir e manter a integridade dos equipamentos e assegurar a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores (ANDERSON, 1998; GERS, 1998; CAMINHA, 1981). A desconexão de equipamento deve ser restrito ao mínimo necessário para isolar a falta do sistema. Visando melhorar a confiabilidade do sistema de proteção, a maioria dos circuitos dispõe de proteção de retaguarda para cobrir a possível falha da proteção principal (GERS, 1998).

O sistema de proteção é composto de relés e disjuntores instalados nos vãos, protegendo zonas bem definidas. A filosofia geral de aplicação de relés em uma subestação é dividir o sistema elétrico em zonas separadas, que podem ser protegidas e desconectadas individualmente na ocorrência de uma falta, para permitir ao resto do sistema continuar em serviço se possível (GERS, 1998; BLACKBURN, 1979).

Alguns relés operam somente para faltas dentro de sua zona de proteção principal. Porém, existem relés que são capazes de detectar faltas dentro de uma zona particular e também fora dela, usualmente em zonas adjacentes, podendo ser usados como proteção de retaguarda da proteção principal. Um ponto essencial para garantir a confiabilidade do sistema elétrico é o seu sistema de proteção em subestações, o qual deve ser capaz de isolar qualquer que seja a falta, mesmo que a proteção principal associada não opere. Portanto, se possível, todo vão deve ser protegido pelos relés de proteção principal e de retaguarda (GERS, 1998).

A proteção de retaguarda pode ser local ou remota, e corresponde a um equipamento ou sistema de proteção destinado a operar quando uma falta no sistema elétrico, por qualquer razão, não é isolada no devido tempo pela proteção principal (GERS, 1998; NBR 5460, 1996). Para realizar isto, o relé de proteção de retaguarda tem um elemento sensor que pode ser similar ou não ao do sistema de proteção principal, mas que também inclui um retardo de tempo que facilita reduzir a velocidade de operação do relé e deste modo permite à proteção principal operar primeiro. Além destas proteções, outros recursos podem ser utilizados para aumentar a confiabilidade do sistema de proteção, como, por exemplo, falha de disjuntores, seletividade lógica, etc.

Os relés de proteção são dispositivos que atuam a partir da comparação das grandezas elétricas medidas do sistema elétrico com valores pré-ajustados no próprio relé. Os relés

recebem sinais de tensão e/ou sinais de corrente, através de transformadores de instrumentos<sup>4</sup>, compara com valores pré-definidos e caso identifiquem a existência de alguma anormalidade (as grandezas adquiridas pelo relé na zona de proteção sob a sua responsabilidade atingir valores acima ou abaixo dos valores pré-definidos) os relés enviam comandos de abertura para um ou mais disjuntores e estes isolam a parte do sistema elétrico sob falta do restante do sistema (ANDERSON, 1998; CAMINHA, 1981).

Na Tabela A.1 do Anexo A são apresentadas as principais funções de proteção dos relés utilizados nos sistemas elétricos das subestações distribuidoras (CAMINHA, 1981).

### 3.6 SISTEMAS DIGITAIS PARA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Tradicionalmente as subestações eram protegidas através de relés eletromecânicos e eletrônicos. Com o avanço tecnológico na área de informática e telecomunicações, as empresas de energia elétrica, ao longo do tempo, foram implantando sistemas de aquisição de dados, supervisão e controle (SCADA/EMS) nos centros de operação de sistemas. Inicialmente as Unidades Terminais Remotas (UTR), localizadas nas subestações, realizaram a interface entre o sistema SCADA do COS e os relés eletromecânicos e/ou eletrônicos; disjuntores e seccionadores. Com a redução dos custos da tecnologia microprocessada e a consolidação no mercado dos relés digitais multifunção baseados em microprocessador, surgiram os sistemas digitais para automação de subestação (SDA). Na Figura 3.7 é apresentado um diagrama de bloco simplificado de um SDA para uma subestação com os respectivos níveis funcionais.

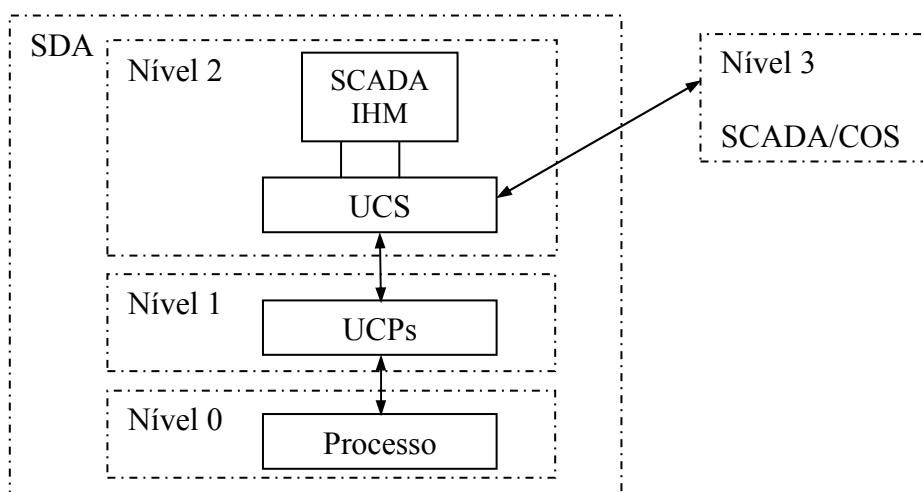


Figura 3.7: Diagrama de Bloco da Hierarquia Funcional de um SDA para SE.

<sup>4</sup> Transformadores de instrumentos são equipamentos elétricos, denominados transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) projetados e construídos especificamente para alimentarem instrumentos elétricos de medição, controle ou proteção (FILHO, 1983).



Os SDAs, conforme apresentado na Figura 3.7, são compostos de três níveis funcionais:

- Nível 0 que corresponde ao processo – vãos, disjuntores e seccionadores;
- Nível 1 que é constituído das unidades de controle de posição (UCPs) - relés, intertravamentos e automatismos locais;
- Nível 2, composto da unidade de controle de subestação (UCS), sistema SCADA e comunicação com o Nível 1 (UCPs) e o
- Nível 3 (SCADA do Centro de Operação do Sistema – COS) (LEFORT, 1995).

Uma das funções do sistema SCADA é receber informações de mudanças de estados do sistema elétrico e de falhas e atuações de equipamentos e dispositivos de proteção e controle da subestação, tais como atuação das funções de proteção, estado dos disjuntores, falhas de relés e disjuntores, etc. A partir das informações recebidas, os operadores realizam os diagnósticos das ocorrências no sistema elétrico.

### **3.7 SISTEMAS DE DIAGNÓSTICO DE FALTA**

Tradicionalmente, a tarefa de diagnóstico de falta realizada por operadores e planejadores de operação tem sido caracterizada como uma atividade complexa e inteiramente dependente da experiência dos profissionais envolvidos na análise. Com o advento dos sistemas SCADA, os profissionais de operação dispõem de um grande volume de dados para serem analisados quando da ocorrência de faltas no sistema elétrico. Paradoxalmente, o volume de informações disponibilizado atualmente pelos sistemas SCADA, no momento da ocorrência de uma falta, principalmente quando ocorrem múltiplas faltas ou falhas de equipamentos, aumenta a dificuldade da análise da ocorrência com a rapidez e a exatidão que a tarefa requer.

O artigo *Process and Equipment Reliability* de PAUL Barringer (2004) mostra uma estatística de erros humanos devidos à forma de trabalho onde se necessita velocidade nas tomadas de decisões. Na Tabela 3.2 PAUL Barringer (2004) mostra os resultados de uma pesquisa feita pela força aérea americana em que se chega à conclusão que a probabilidade de erro por decisões tomadas em até um minuto, em salas de controle, é de aproximadamente cem por cento.

O problema posto agora é como tomar decisões rápidas sem afetar a qualidade dos resultados, já que, a agilidade nas decisões é também um fator de segurança e de preservação de vidas?

Tabela 3.2 Tempo disponível para diagnóstico X Probabilidade de erro no diagnóstico.

Tempo (minutos)	Probabilidade de Falha (%)
1	≈100
10	50
20	10
30	1
60	0,1
1500	0,01

Estes fatos reforçam a importância de existir ferramentas avançadas para diagnóstico de falta integrada ao sistema SCADA para análise dos dados em tempo real e apresentação de resultados de diagnósticos de faltas para auxiliar aos operadores nas tomadas de decisões. Neste diagnóstico se inclui a experiência de especialistas e o tempo necessário para uma análise perfeita, utilizando o processamento destas informações em um sistema que, de forma rápida e correta, apresente o diagnóstico das ocorrências.

### 3.8 FERRAMENTA UTILIZADA PARA MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO SDF

Para o desenvolvimento do SDF proposto, apresentado no Capítulo 5, foi utilizada a ferramenta computacional CPN Tools, executada sobre o sistema operacional Windows. Esta ferramenta foi escolhida primeiramente por estar disponível gratuitamente para as entidades de pesquisas e universidades, e em segundo lugar por utilizar uma linguagem de alto nível, capaz de modelar sistemas de forma mais compacta e adequada para modelagem de sistemas complexos como os sistemas elétricos de potência. Além disso, o CPN Tools é um programa de fácil manuseio, através do qual é possível projetar, simular e analisar sistemas.

O CPN Tools possui um editor que permite criar e manipular Redes de Petri Coloridas, um verificador de sintaxe para validar as RPCs, um simulador que permite a execução das RPCs no modo automático ou interativo, um gerador de grafo de ocorrências para realizar análise formal de sistemas modelados e um analisador de desempenho de sistemas.

### **3.9 CONCLUSÃO**

Neste capítulo foram apresentados a teoria de redes de Petri, exemplos de modelagem, a descrição do sistema elétrico de potência e os conceitos relacionados aos elementos e sistemas de controle, proteção e supervisão de uma subestação. O embasamento teórico apresentado neste capítulo visa um melhor entendimento do Capítulo 4, no qual será apresentada a descrição do Sistema Sobral II – Eixo Cariré (CRE), utilizado no desenvolvimento do SDF proposto, e do Capítulo 5, onde será apresentada a metodologia para desenvolvimento de Sistema de Diagnóstico de Falta (SDF) e sua aplicação usando Redes de Petri Coloridas.

## **CAPÍTULO 4**

# **SISTEMA SOBRAL II – EIXO CARIRÉ – Sistema de Controle e Proteção**

### **4.1 INTRODUÇÃO**

Neste capítulo é apresentada a descrição do sistema elétrico do eixo Cariré do sistema Sobral II, parte integrante do sistema elétrico de potência da concessionária de Energia Elétrica do Ceará – COELCE. O Sistema de Diagnóstico de Falta proposto neste trabalho, apresentado no Capítulo 5, será aplicado ao sistema Sobral II no eixo Cariré. Inicialmente será apresentada a descrição do diagrama unifilar de operação, prosseguindo com a descrição do sistema de controle e proteção e com uma breve apresentação da arquitetura funcional do Sistema de Automação Digital para automação deste eixo.

### **4.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA**

O sistema proposto para automação dos diagnósticos de falta é o eixo Cariré que é alimentado pela subestação (SE) Sobral II (SBD) da Chesf. A SE SBD é responsável pelo fornecimento de energia à região norte do estado do Ceará localizado no nordeste do Brasil, sendo a principal fonte de alimentação do norte do estado do Ceará, com três transformadores de 100 MVA.

O eixo Cariré alimenta 24 cidades e 456.797 clientes como apresentados na Tabela 4.1

As SEs deste eixo são subestações distribuidoras, abaixadoras, classe de tensão 72,5/15 kV, tensão nominal 69/13,8 kV.

#### 4.2.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE INTERLIGAÇÃO DAS SEs

No intuito de dar uma visão geral do eixo Cariré (CRE), será apresentado o diagrama unifilar do eixo com suas subestações distribuidoras, seguida de uma descrição das interligações em 69 kV e por fim serão mostrados detalhes de cada subestação.

Tabela – 4.1 – Cidades e clientes atendidos pelo eixo Cariré (Dados de 2008)

CIDADES	CLIENTES	CIDADES	CLIENTES
Crateús	8057	Pires Ferreira	7433
Novo Oriente	7450	Ubajara	103941
Independência	11490	Ibiapina	10333
Tamboril	7500	Inhunu	10325
Tauá	46550	Guaraciaba do Norte	10019
Varjota	7450	São Benedito	31238
Nova Russas	22667	Ipueiras	12423
Hidrolândia	7455	Tamboril	7250
Reriutaba	27707	Catunda	6254
Amanaiara	7250	Tianguá	46698
Ipu	12114	Cariré	7449
Santa Quitéria	30494	Groaíras	7250
TOTAL			456.797

Na Figura 4.1 é mostrada a região no estado do Ceará, em contorno, atendida pelo eixo Cariré.

Na Figura 4.2 é apresentado o diagrama unifilar de operação das linhas de sub-transmissão em 69 kV do eixo CRE.

#### 4.2.2 DESCRIÇÃO DO EIXO CARIRÉ

A SE Cariré (CRE), conforme apresentado no diagrama unifilar de operação (Figura 4.2), é suprida através de três linhas de sub-transmissão de 69 kV (02J1, 02J6 e 02J7 – SBD/CRE), oriundas da SE Sobral II.

A SE Araras (ARU) é suprida por três linhas de sub-transmissão de 69 kV (02C2, 02C4 – CRE/ARU) sendo duas linhas oriundas da SE Cariré (CRE) e uma linha (02J1 –

ARU/ARD) oriunda da SE Araras II (ARD). A SE Araras II é suprida por uma PCH (pequena central hidroelétrica) de 5 MW da Chesf.



Figura 4.1: Região atendida pelo eixo Cariré

A SE Nova Russas (NVR) é alimentada por duas linhas de sub-transmissão de 69 kV (02L1 e 02L2 – ARU/NVR) oriundas da SE ARU, e a SE NVR alimenta, por sua vez, a SE Crateús (CAT) através de uma linha de sub-transmissão de 69 kV (02N1 NVR/CAT). A SE Ibiapina (IBP) é alimentada por uma linha de sub-transmissão de 69 kV (02C1 CRE/IBP) oriunda da SE Cariré. A SE Inhuçu (INH) é alimentada por uma linha de sub-transmissão de 69 kV (02P2 IBP/INH) oriunda da SE Ibiapina.

As SEs Cariré, Araras, Crateús e Ibiapina apresentam no seu setor de alta tensão (69 kV) uma barra principal (02B1) e uma barra de transferência (02BA), as quais são interligadas entre si através de disjuntor de transferência (12D1). As SEs Nova Russas e Inhuçu apresentam no seu setor de alta tensão (69 kV) apenas uma barra (02B1). As SEs Sobral II e Araras II, com barra principal e de transferência, foram apresentadas na Figura 4.2, mas são subestações da supridora Chesf, assim não se pode adquirir informações destas SEs para o diagnóstico de faltas devido a falta de acordo bilateral.

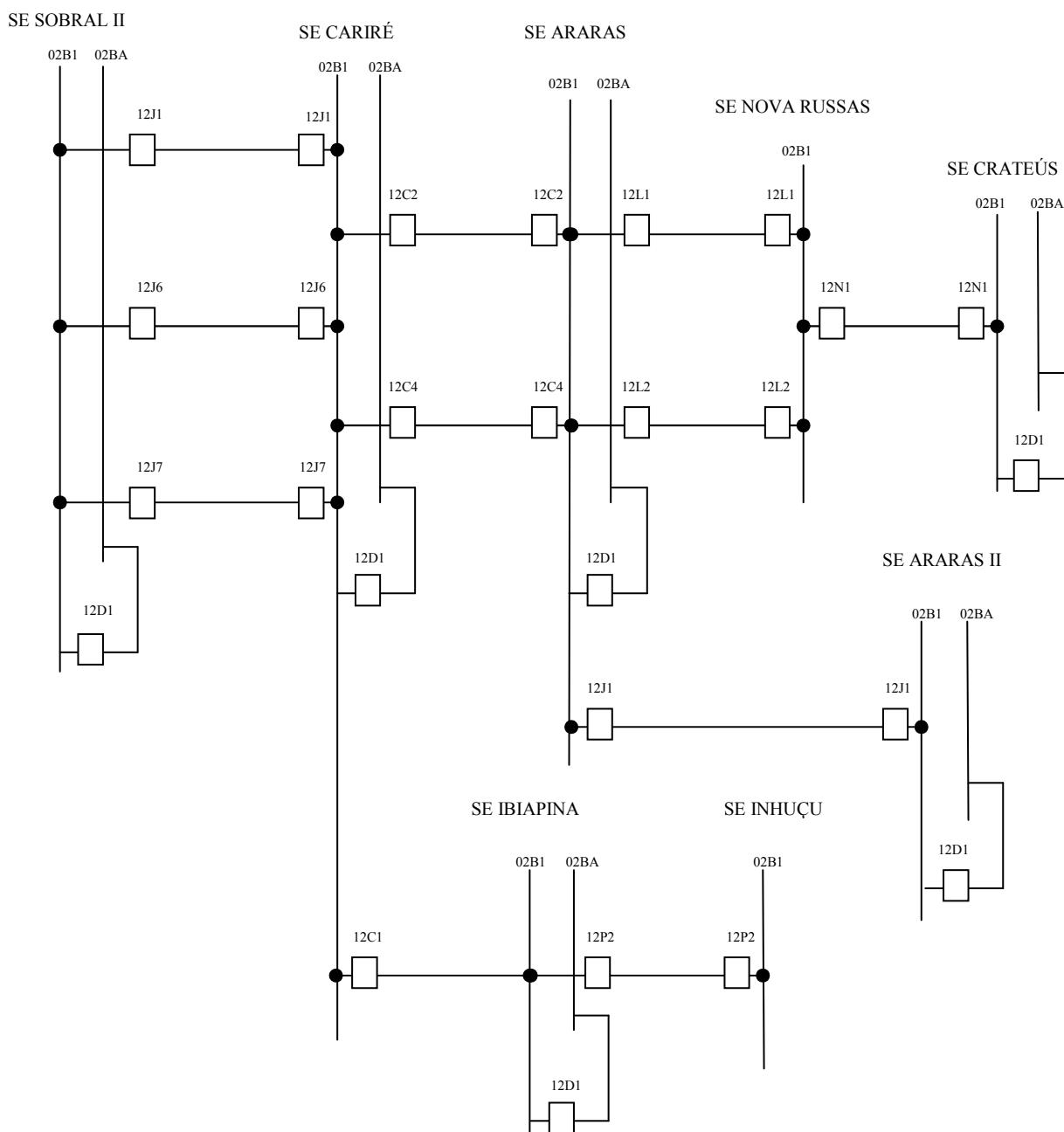


Figura 4.2: Diagrama unifilar de operação das linhas de sub-transmissão do eixo CRE.

### 4.3 FILOSOFIAS DE CONTROLE E PROTEÇÃO UTILIZADAS NO EIXO CARIRÉ

O sistema de controle e proteção do eixo CRE é composto de relés de proteção e equipamentos de disjunção (disjuntor ou religador) distribuídos nos vãos de linha e das SEs, protegendo zonas específicas e bem definidas do eixo. Além dos relés dedicados em todos os vãos das SE, o transformador de potência, os disjuntores e os serviços auxiliares das SE possuem suas proteções intrínsecas. Existem também, os pára-raios localizados nas entradas de linha, saídas de linhas e na extremidade de algumas barras de média tensão, (ver Figura

4.2) para proteção contra sobre-tensões promovidas por chaveamentos e descargas atmosféricas no sistema. Algumas subestações não apresentam estes pára-ráios nas suas barras de 15 kV, porque se optou instalá-los na primeira estrutura de saída de cada alimentador.

Os relés de proteção funcionam a partir da medição das grandezas do sistema elétrico tensão e corrente. Os sinais analógicos de corrente são medidos pelos relés através dos transformadores de corrente (TCs), e os sinais analógicos de tensão são medidos através dos transformadores de potencial (TPs). Os sinais analógicos medidos são analisados e comparados com valores pré-ajustados nos relés. Caso os sinais medidos alcancem os valores pré-definidos nos relés e o tempo para atuação da proteção, o relé envia um sinal de abertura (trip) para o disjuntor associado e este isola a área afetada pela falta. Quando ocorre uma falha no sistema de proteção, tal como falha do disjuntor ou falha no relé ou na coordenação da proteção do sistema, o relé de retaguarda deve atuar eliminando a falta.

A seguir serão apresentadas algumas filosofias de proteção utilizadas na Coelce, particularmente no eixo em estudo.

#### **4.3.1 PROTEÇÃO DE ENTRADA DE LINHA**

Na Figura 4.3 é apresentado o diagrama unifilar de proteção do vão de entrada de linha em uma SE de barramento simples.

O setor de alta tensão possui apenas a barra principal (BP) e um conjunto de chaves para permitir as manobras de liberação da linha e do disjuntor.

Nas condições normais de funcionamento, o vão de entrada de linha (EL) supre a barra principal através do disjuntor principal (DP) e das chaves seccionadoras associadas a este disjuntor, que se encontram normalmente fechadas. Existe mais uma chave associada ao disjuntor de entrada de linha que é a de *by-pass* que se encontra normalmente aberta. Em uma situação de emergência, em que o disjuntor principal é retirado de serviço para manutenção, a entrada de linha é conectada diretamente à barra, perdendo assim, as proteções associadas ao disjuntor.

O vão de entrada de linha (EL), conforme é apresentado na Figura 4.3, possui um relé de proteção multifunção (Rel) composto das seguintes funções: 50 - sobrecorrente instantânea de fase; 51 - sobrecorrente temporizada de fase; 50N – sobrecorrente instantânea de neutro;



51N – sobrecorrente temporizada de neutro. Além destas funções, o relé (Rel) dispõe das funções de sobrecorrente direcional de fase e neutro (67/67N).

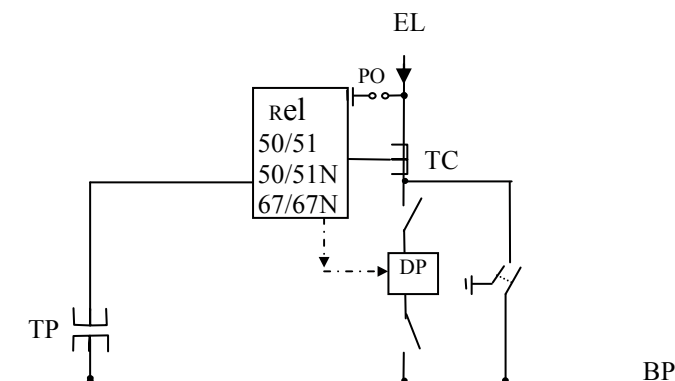


Figura 4.3: Diagrama unifilar de proteção de entrada de linha para barra simples.

Na Figura 4.4 é apresentado o diagrama unifilar de proteção do vão de entrada de linha. Esta configuração possui uma barra principal (BP) e uma barra de transferência ou auxiliar (BA), as quais são interligadas entre si através do disjuntor de transferência (DT) e de duas seccionadoras associadas a este disjuntor.

Em condições normais de funcionamento, o vão de entrada de linha (EL) supre a barra principal através do disjuntor principal e das chaves seccionadoras associadas a este disjuntor, que se encontram normalmente fechadas. Existe mais uma chave associada ao disjuntor de entrada de linha que é a de *by-pass* que se encontra normalmente aberta. Em uma situação de emergência, em que o disjuntor principal é retirado de serviço para manutenção, a entrada de linha é conectada à barra auxiliar através do fechamento da chave seccionadora de *by-pass* e do disjuntor de transferência, após uma seqüência de chaveamento pré-estabelecida pelo órgão de operação do sistema elétrico. Assim, o disjuntor de transferência substitui o disjuntor principal.

A transferência da proteção do disjuntor principal do vão para o disjuntor de transferência pode ser realizada através de uma função da transferência da proteção (função 43) ou através de mudança no ajuste do relé associado ao disjuntor de transferência. A função de transferência da proteção, genericamente denominada função 43, pode assumir um dos seguintes estados: Normal (N), Em Transferência (ET) e Transferido (T). Se o comando de abertura enviado pelo relé encontra a função 43 no estado N, o relé atua diretamente sobre o disjuntor principal. Caso a função 43 esteja na posição ET, o sinal de abertura é enviado para



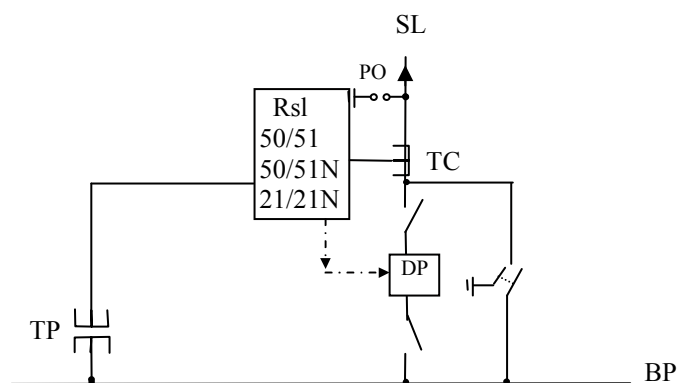


Figura 4.5: Diagrama unifilar de proteção de saída de linha para barra simples.

O vão de saída de linha (SL), representado na Figura 4.5, possui um relé de proteção multifunção (Rsl) composto das seguintes funções: 21 e 21N – distância de fase e terra, respectivamente; 50 e 50N – sobrecorrente instantânea de fase e terra, respectivamente; 51 e 51N – sobrecorrente temporizada de fase e terra, respectivamente.

Nas condições normais de funcionamento, o vão de saída de linha (SL) é suprido pela barra principal através do disjuntor principal e das chaves seccionadoras associadas a este disjuntor, que se encontram normalmente fechadas. Existe mais uma chave associada ao disjuntor de saída de linha que é a de *by-pass*, que se encontra normalmente aberta. Em uma situação de emergência, em que o disjuntor principal é retirado de serviço para manutenção, a saída de linha é conectada diretamente à barra, perdendo assim, as proteções associadas ao disjuntor.

Na Figura 4.6 é apresentado o diagrama unifilar de proteção do vão de saída de linha com barra dupla.

O vão de saída de linha (SL), conforme é apresentado na Figura 4.6, possui um relé de proteção multifunção (Rsl) composto das seguintes funções: 21 – distância; 50 - sobrecorrente instantânea de fase; 51 - sobrecorrente temporizada de fase; 50N – sobrecorrente instantânea de neutro; 51N – sobrecorrente temporizada de neutro.

O esquema de proteção de cada saída de linha contempla além do relé Rsl, uma função de transferência da proteção (43SL), disjuntor principal (DP) e disjuntor de transferência (DT). O relé (Rsl) quando sente uma falta ao longo da linha e essa atinge o valor de atuação da proteção (corrente de *pick-up*), o relé envia um sinal de abertura *trip* para o disjuntor associado (DP e/ou DT), de acordo com a posição da função de transferência da proteção, Normal, Em transferência e Transferido.

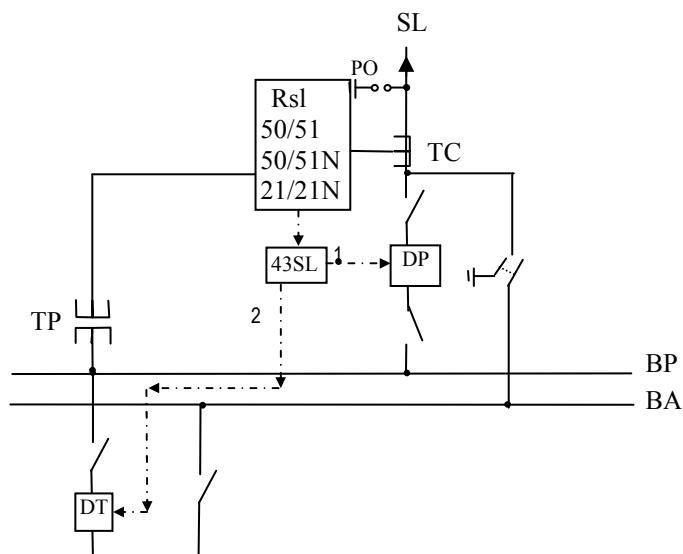


Figura 4.6: Diagrama unifilar de proteção de saída de linha para barra dupla

A dinâmica de transferência da proteção do disjuntor principal para o disjuntor de transferência do vão de saída de linha é idêntica à dinâmica de transferência da proteção do vão de entrada de linha descrito na seção 4.3.1.

### 4.3.3 Filosofia de Proteção do Vão de Transformação

O vão de transformação é protegido, conforme apresentado na Figura 4.7, através do relé de sobrecorrente multifunção (Rta), do relé diferencial (Rtd) e proteções intrínsecas do transformador (Rti). O relé Rta recebe sinal de corrente dos TC das buchas de alta tensão do transformador, enquanto o relé diferencial (Rtd) recebe sinal de corrente dos TC externos de alta e média tensão e do TC da bucha de neutro do transformador.

Outra configuração possível é usar a proteção diferencial com sinais de corrente dos TCs de bucha de alta tensão e bucha de baixa tensão do transformador com a conseqüente diminuição da área protegida.

Nesta filosofia adotada para proteção do vão de transformação, conforme é apresentado no diagrama unifilar de proteção da Figura 4.7, as funções 50/51 e 50/51N do relé de sobrecorrente (Rta) atuam somente sobre os disjuntores de alta tensão, podendo comandar, através da função de transferência da proteção (43), a abertura do disjuntor de entrada de linha e/ou do disjuntor de transferência.

O esquema de proteção do vão de transformação contempla o relé diferencial multifunção (Rtd), para proteção do transformador e possui as seguintes funções: diferencial (87); sobrecorrente instantânea de fase (50); sobrecorrente temporizada de fase (51) e sobrecorrente de neutro (51G).

As funções 50/51 deste relé (Rtd) atuam somente sobre os disjuntores de alta tensão, podendo comandar, através da função de transferência da proteção (43), a abertura do disjuntor de alta tensão e/ou do disjuntor de transferência.

As funções 51G e 87 do relé diferencial juntamente com as proteções intrínsecas do transformador (63 – relé de gás, 63A – válvula de alívio de pressão) são responsáveis pela proteção do transformador. A função 51G do relé Rtd atua sobre os disjuntores de alta tensão (DA e/ou DT) através da função de transferência da proteção (43) e diretamente sobre o disjuntor de média tensão (DB). A função diferencial (87) e as proteções intrínsecas do transformador atuam sobre um relé de bloqueio (86) que por sua vez comanda a abertura do disjuntor de alta tensão através da função de transferência da proteção (43) e diretamente no disjuntor de média tensão. Ao mesmo tempo, bloqueia o rearme dos disjuntores (veja figura 4.7).

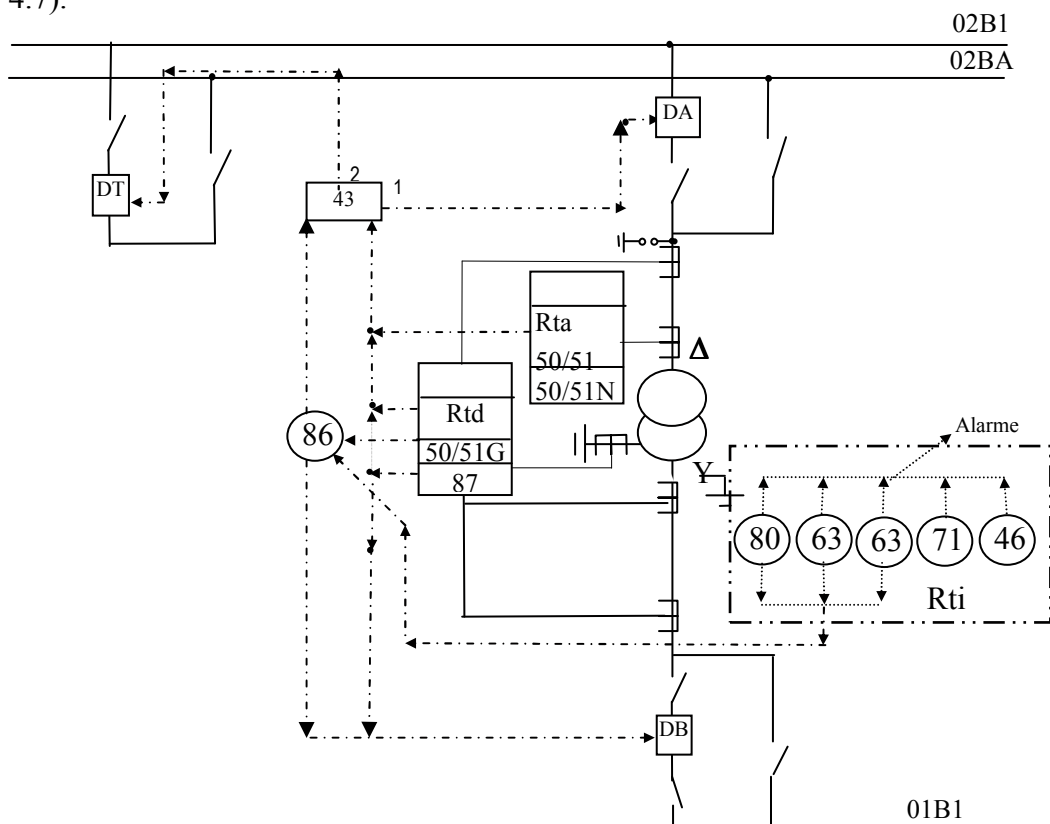


Figura 4.7: Diagrama unifilar de proteção do vão de transformação.

As SEs do eixo Cariré possuem basicamente a mesma filosofia de proteção para os vãos de transformação.

#### 4.3.4 Filosofia de Proteção do Vão do Disjuntor Geral de Média Tensão (MT)

O vão de média tensão (MT), conforme é apresentado na Figura 4.8, é protegido através dos relés de sobrecorrente multifunção Rtb e Rb. O relé Rtb recebe sinal de corrente dos TCs das buchas de baixa tensão do transformador de potência e o relé Rb recebe sinal de corrente dos TCs associados ao disjuntor (DB).

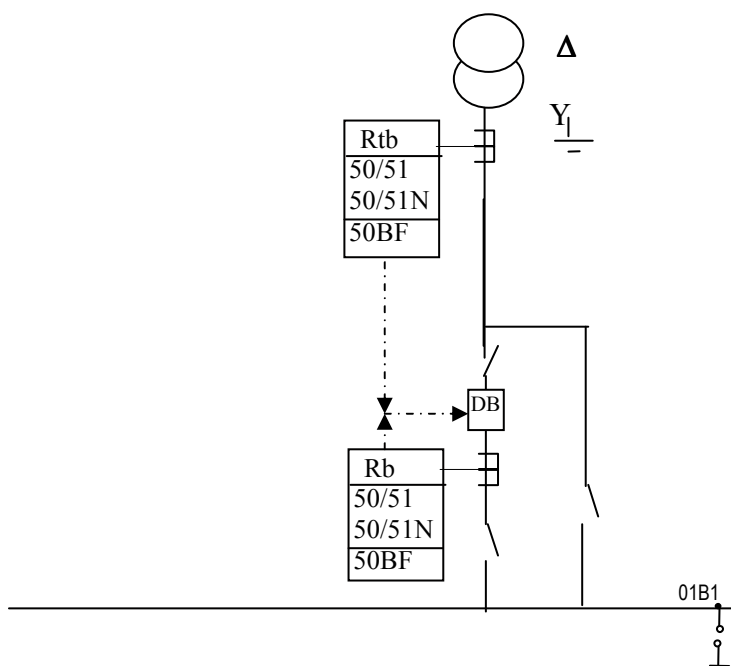


Figura 4.8: Diagrama unifilar de proteção do vão do disjuntor geral de média tensão.

Na filosofia adotada para proteção da zona de média tensão, as funções 50/51 e 50/51N do relé de sobrecorrente (Rtb e Rb) atuam sobre o disjuntor de média tensão, podendo comandar a abertura do disjuntor geral do barramento (DB). Caso o relé (Rtb ou Rb) envie o comando de abertura e o disjuntor não interrompa a corrente de falta no tempo pré-determinado, a função falha de disjuntor (50BF), existente no relé, dispara enviando um comando de abertura para o disjuntor de alta tensão (DA) e/ou de transferência (DT).

#### 4.3.5 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DO VÃO DE ALIMENTADOR

Os alimentadores são protegidos através de relés de proteção multifunção (Ra) compostos das seguintes funções: 50 - sobrecorrente instantânea de fase; 51 - sobrecorrente temporizada de fase; 50N - sobrecorrente instantânea de neutro; 51N - sobrecorrente temporizada de neutro; 50/51NS - neutro sensível instantânea e temporizada; função de

religamento (79); e função falha de disjuntor (50BF). Na Figura 4.9 é apresentado o diagrama unifilar de proteção do vão de alimentador para uma SE de barramento simples.

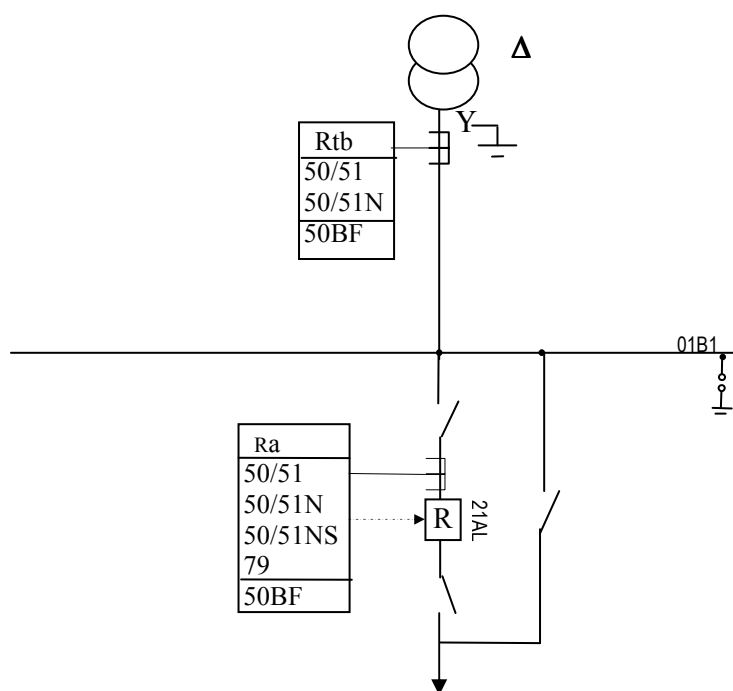


Figura 4.9: Diagrama unifilar de proteção do vão de alimentador.

O esquema de proteção do vão de alimentador, conforme apresentado no diagrama unifilar da Figura 4.9, possui um relé de sobrecorrente multifunção (Ra) associado ao religador (21AL). A função de religamento (79) dos relés dos alimentadores pode ser ajustada para atuações instantâneas e atuações temporizadas. Quando o relé sente uma falta no alimentador e esta atinge o valor de atuação da proteção *pick-up*, o relé envia um comando de abertura (*trip*) para o religador e o mesmo abre interrompendo a falta. Após decorrido um tempo pré-ajustado, denominado tempo morto, a função de religamento (79) do relé envia um comando de fechamento para o religador que religa, reenergizando o sistema. Se a falta for de caráter temporário, o religador permanece fechado e o sistema é reenergizado definitivamente; se a falta persiste, a função de sobrecorrente temporizada de fase ou de neutro do relé, conforme a característica da falta, atua enviando um novo comando de abertura para o religador. A função 79 enviará comando de fechamento para o religador conforme parametrização. Após o último religamento programado, se a falta persiste, o relé envia comando de abertura para que o religador interrompa a falta definitivamente. Se o relé (Ra) enviar comando de abertura e o religador não interromper a corrente de falta no tempo previsto, a função 50BF atua enviando comando de abertura para os disjuntores de retaguarda (DB).

Quando a SE possui barra dupla, conforme apresentado na Figura 4.10, o religador (R) pode ser substituído pelo disjuntor de transferência (DT), este disjuntor possui cadeia própria de proteção com vários grupos de ajuste. Normalmente, quando o disjuntor de transferência (DT) está substituindo o disjuntor geral (DB), vide Figura 4.8 usa-se um grupo de ajuste e quando ele substitui um religador (R) usa-se outro grupo de ajuste.

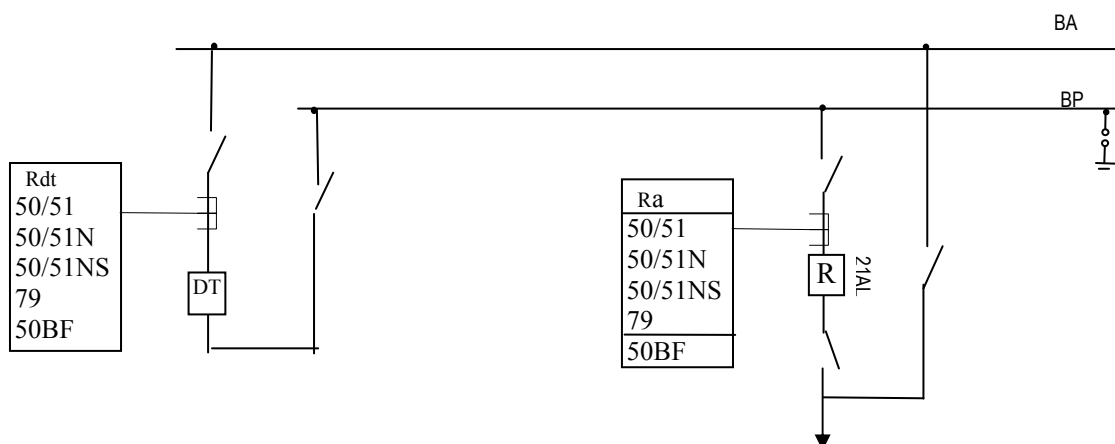


Figura 4.10: Diagrama unifilar de proteção do vão de alimentador na configuração barra dupla.

#### 4.3.6 Filosofia de Proteção do Vão de Banco de Capacitores

Os bancos de capacitores são protegidos através dos relés de proteção multifunção (Rbc) compostos das seguintes funções: 50 - sobrecorrente instantânea de fase; 51 - sobrecorrente temporizada de fase; 50N – sobrecorrente instantânea de neutro; 51N – sobrecorrente temporizada de neutro; 50/51 NS – neutro sensível instantânea e temporizada, função de desequilíbrio de neutro (61) e 50BF.

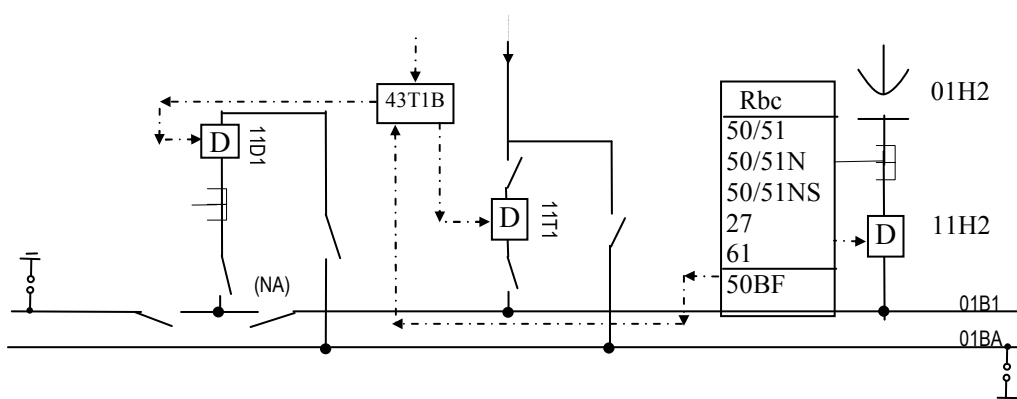


Figura 4.11: Diagrama unifilar de proteção do Banco de Capacitores



O esquema de proteção do vão de banco de capacitores, conforme é apresentado no diagrama unifilar da Figura 4.11, possui um relé de multifunção (Rbc) e um disjuntor. Os bancos de capacitores são ligados em dupla estrela isolada, com os neutros das estrelas interligados. Na interligação entre os neutros das ligações em estrela existe um TC para envio de sinal de corrente de desequilíbrio ao relé (Rbc) que deve atuar através da função desequilíbrio (61).

Na filosofia adotada para proteção da zona de banco de capacitores, as funções 50/51, 50/51N, 50/51, NS, 27 e 61 do relé de sobrecorrente (Rbc) atuam diretamente sobre o disjuntor do banco de capacitores. Caso o relé (Rbc) envie o comando de abertura e o disjuntor do banco não interrompa a corrente de falta no tempo pré-determinado, a função *falha de disjuntor* (50BF), existente no relé, dispara enviando um comando de abertura para o disjuntor geral da barra de média tensão e/ou disjuntor de transferência, através da função de transferência da proteção (43T1B). A função 27 é utilizada para comandar a abertura do disjuntor do banco sempre que a barra de média tensão for desenergizada. Desta forma, evita que a média tensão seja reenergizada com o banco conectado à barra, o que poderia provocar altas correntes de *inrush*.

#### **4.4 DETALHAMENTO DA FILOSOFIA DE FUNCIONAMENTO DA SUBESTAÇÃO ARARAS**

A seguir será apresentado o funcionamento da subestação Araras da Coelce que é uma das subestações que compõem o eixo Cariré, mostrando o unifilar operacional e o diagrama de proteção específico desta subestação. As outras subestações deste eixo seguem a mesma filosofia, a escolha da SE Araras é por ela ser mais completa.

##### **4.4.1 SE ARARAS**

A SE ARU é uma subestação distribuidora, abaixadora, classe de tensão 72,5/15 kV, tensão nominal 69/13,8 kV, potência instalada 18,75 MVA, e está localizada geograficamente na cidade de Varjota à 284 km de Fortaleza, ao norte do Estado do Ceará.

##### **4.4.2 DETALHAMENTO DA SE ARARAS**

A SE ARU, conforme apresentado no diagrama unifilar de operação (Figura 4.12), é suprida por três linhas de sub-transmissão de 69 kV, duas delas oriunda da SE Cariré e uma oriunda da subestação geradora de ARARAS II com potência instalada de 5 MVA de propriedade da CHESF. O setor de alta tensão (69 kV) possui uma barra principal (02B1) e

uma barra de transferência (02BA), os quais são interligados entre si através do disjuntor de transferência (12D1) e das chaves seccionadoras (32D1-1 e 32D1-2) associadas.

Nas condições normais de funcionamento, os vãos de entrada de linha (02C2, 02C4 e 02J1) suprem a barra principal (02B1) através dos disjuntores (12C2, 12C4 e 12J1) e das chaves seccionadoras (32C2-5, 32C2-4, 32C4-5, 32C4-4, 32J1-5 e 32J1-4) associadas que se encontram fechados. Neste caso, as chaves seccionadoras (32C2-6, 32C4-6 e 32J1-6) de *by-pass* encontram-se abertas. Em uma situação de emergência, em que um dos disjuntores principais é retirado de serviço para manutenção, a entrada de linha é conectada à barra de transferência (02BA) através do fechamento da chave seccionadora de um dos *by-pass* (32C2-6, 32C4-6 e 32J1-6), após uma seqüência de chaveamento pré-estabelecida pelo órgão de operação do sistema elétrico.

A SE ARU possui dois vãos de saída de linha que alimentam a SE Nova Russas. Nas condições normais de funcionamento, os vãos de Saída de linha (02L1 e 02L2) são supridos através da barra principal (02B1) pelos disjuntores (12L1 e 12L2) e das chaves seccionadoras (32L1-5, 32L1-4, 32L2-5 e 32L2-4) associadas, que se encontram fechadas. Neste caso, as chaves seccionadoras (32L1-6 e 32L2-6) de *by-pass* encontram-se abertas. Em uma situação de emergência, em que um dos disjuntores principais é retirado de serviço para manutenção, a entrada de linha é conectada à barra de transferência (02BA) através do fechamento da chave seccionadora de um dos *by-pass* (32L1-6 ou 32L2-6), após uma seqüência de chaveamento pré-estabelecida pelo órgão de operação do sistema elétrico.

Esta SE possui ainda um vão para futura instalação de uma nova entrada ou saída de linha no seu parque de 69 kV.

A SE ARU possui dois vãos de transformação (02T1) instalados. Na configuração atual, cada vão de transformação (02T1 e 02T2) está conectado à barra principal (02B1), do lado de alta tensão (69 kV), através dos disjuntores (12T1 e 12T2) e chaves seccionadoras (32T1-4, 32T1-5, 32T2-4 e 32T2-5). Em uma situação de emergência, em que um dos disjuntores principais é retirado de serviço para manutenção, o vão de entrada do transformador é conectado a barra de transferência (02BA) através do fechamento da chave seccionadora de *by-pass* (32T1-6 ou 32T2-6), após uma seqüência de chaveamento pré-estabelecida pelo órgão de operação do sistema elétrico.

Os transformadores de potência da SE ARU são transformadores abaixadores, 69/13,8 kV, com os enrolamentos do lado de alta tensão ligados em delta e os enrolamentos do lado de média tensão ligados em estrela aterrada.

No lado de média tensão (13,8kV), os vãos de transformação (02T1 e 02T2) alimentam a barra principal (01B1) através dos disjuntores (11T1 e 11T2) e chaves seccionadoras (31T1-5, 31T1-4, 31T2-5 e 31T2-4) associadas, ou através da chave seccionadora de *by-pass* (31T1-6 e 31T2-6).

A configuração atual do sistema de média tensão da SE ARU contempla a barra principal (01B1) e sete alimentadores de distribuição (01Y1, 01Y2, 01Y4, 01Y5, 01Y6, 01Y7 e 01Y8), com previsão futura para instalação de mais um alimentador de distribuição (01Y3).

Os vãos de alimentadores são supridos pela barra principal (01B1) através das chaves seccionadoras (31Y1-4, 31Y1-5, 31Y2-4, 31Y2-5, 31Y4-4, 32Y4-5, 31Y5-4, 31Y5-5, 31Y6-4, 31Y6-5, 31Y7-4, 31Y7-5, 31Y8-4 e 3Y8-5) ou pelas chaves fusíveis de *by-pass* (41Y1-6, 41Y2-6, 41Y4-6, 41Y5-6, 41Y6-6, 41Y7-6, e 41Y8-6).

#### **4.4.3 SISTEMA DE CONTROLE E PROTEÇÃO**

O sistema de controle e proteção da SE ARU é composto de relés de proteção e equipamentos de disjunção (disjuntor ou religador) distribuídos nos vãos protegendo zonas específicas e bem definidas da subestação. Além dos relés dedicados a cada vão da SE, o transformador de potência, os disjuntores e os serviços auxiliares da SE possuem suas proteções intrínsecas. Esta SE possui também os pára-raios localizados na entrada de linha (02P0-1, 02P0-4 e 02P0-5), nas saídas de linhas (02P0-3 e 02P0-8) e na extremidade da barra de média tensão (01P0-1), (ver Figura 4.12) para proteção contra sobre-tensões e descargas atmosféricas no sistema.

Na Figura 4.12 é apresentado o diagrama unifilar simplificado de proteção da SE ARU. Conforme ilustrado nesta figura, a SE ARU possui a filosofia de barra principal e auxiliar no parque de 69 kV conforme apresentado no item 4.3.1.

Na SE ARU é adotada a filosofia de transferência de proteção para os disjuntores de alta tensão utilizando a função de transferência da proteção que transfere as atuações dos relés associados aos disjuntores principais para o disjuntor de transferência.

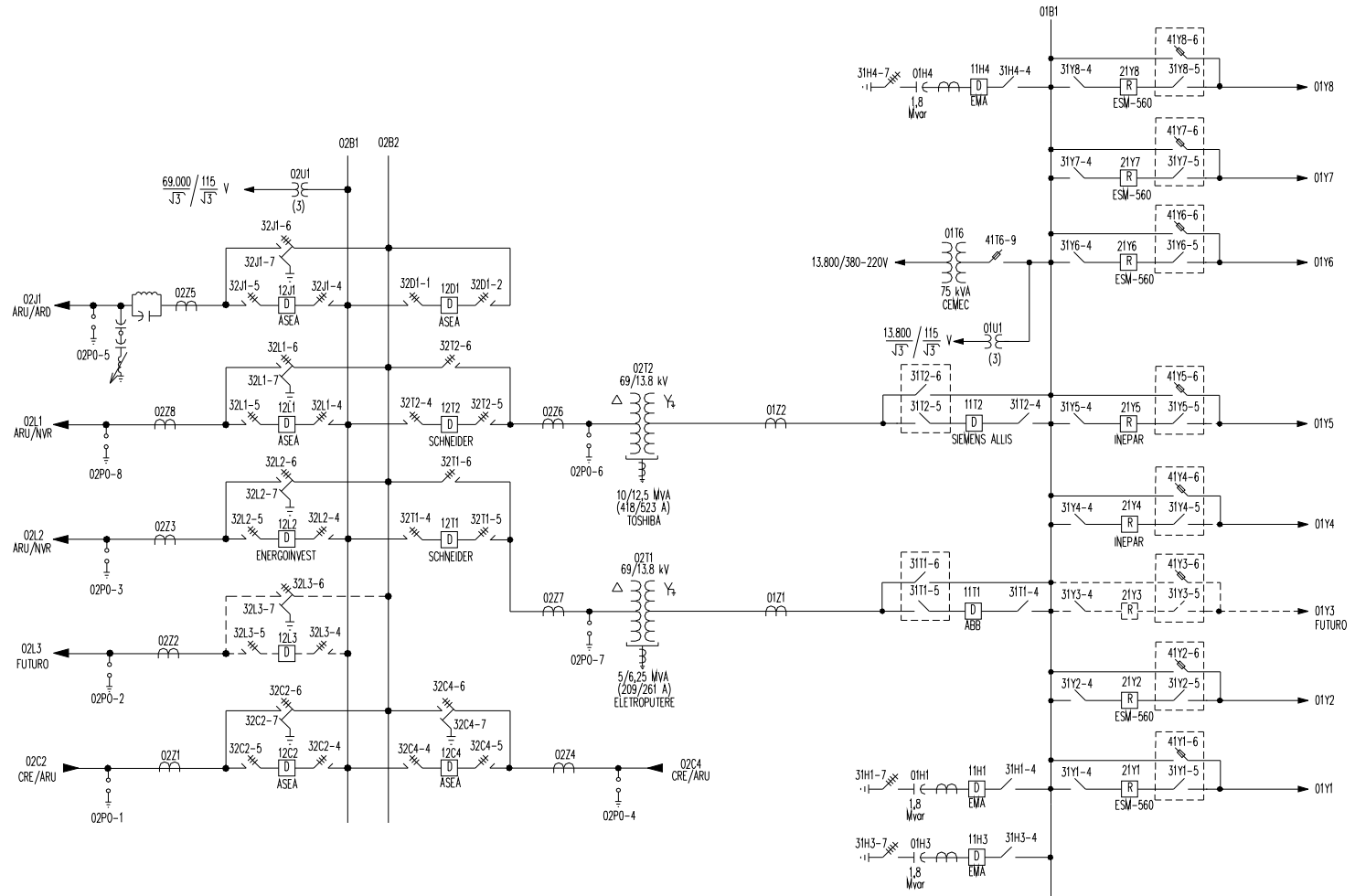


Figura 4.12: Diagrama unifilar de operação da SE ARU.

O esquema de proteção do vão de entrada de linha, conforme apresentado na Figura 4.13, possui o relé Rel atuando através da função de transferência da proteção (43EL) sobre os disjuntores de entrada de linha (12EL) e/ou sobre o disjuntor de transferência (12D1). Enquanto no lado de alta tensão as proteções dos vãos de transformação atuam sobre o disjuntor de alta tensão (12T1 ou 12T2), através da função de transferência da proteção (43Ta), no lado de baixa tensão dos transformadores as proteções atuam diretamente sobre o disjuntor de média tensão (11T1 ou 11T2).

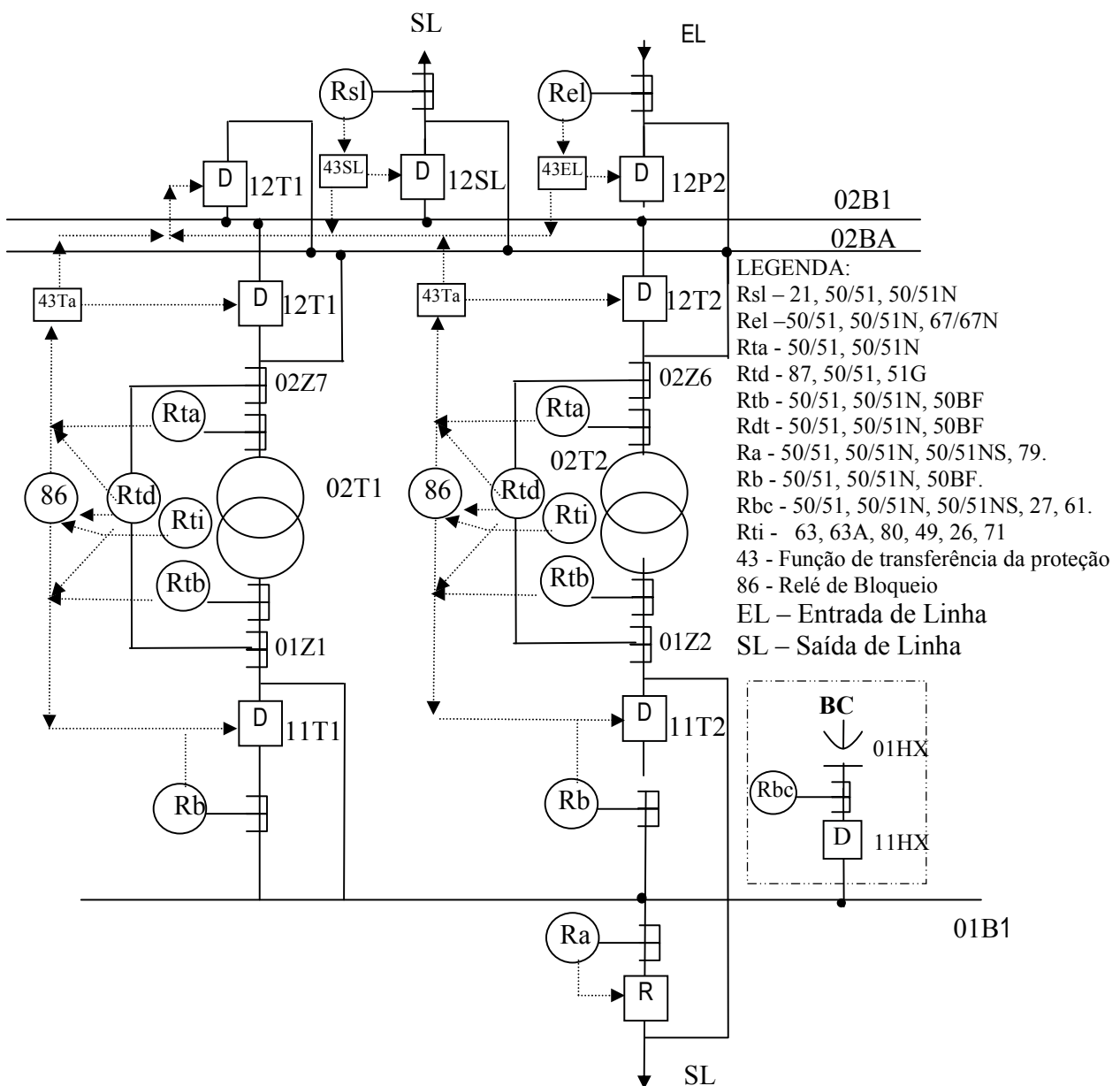


Figura 4.13: Diagrama unifilar de proteção da SE Araras.

Na média tensão, a filosofia de proteção adotada, utiliza um relé de proteção (Rb) associado diretamente ao disjuntor geral da barra de média tensão (11T1) e cada alimentador possui um relé de proteção (Ra) associado ao religador. Todos os *by-pass* são com chaves fusíveis.

A zona de proteção dos bancos de capacitores (BC) é protegida através do relé Rbc associado aos disjuntores (11H1, 11H3 e 11H4) conforme mostrado no item 4.3.6.

#### **4.5 SERVIÇOS AUXILIARES**

Os serviços auxiliares das SEs do eixo Cariré são compostos de um Quadro de Serviços Auxiliares CA (QSA CA - 380/220 V) alimentado através do Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) 75 kVA, 13.800/380/220 V (01T6). Este QSA CA alimenta as instalações elétricas da casa de comando, iluminação do pátio e todas as demais cargas supridas em 380/220 Vca. Além disso, este QSA CA supre um retificador/carregador (380/125 Vcc) que funciona em paralelo com um banco de bateria (125 Vcc), alimentando a barra do Quadro de Serviços Auxiliares CC (QSA - 125 Vcc), do qual são derivados todos os circuitos de corrente contínua da subestação que inclui a alimentação dos relés, circuito de controle dos disjuntores, instalações de telecomunicações etc. O banco de baterias da subestação funciona continuamente em regime de flutuação em paralelo com o retificador carregador e somente assume a alimentação da barra do QSA CC no caso de falta geral no retificador ou no QSA CA. Este banco de baterias tem autonomia de 10 horas.

#### **4.6 SISTEMA DIGITAL PARA AUTOMAÇÃO**

As SEs deste eixo possuem um sistema digital para automação das subestações (SDA) composto de três níveis funcionais: Nível 0, que corresponde ao processo – vãos, disjuntores e chaves seccionadoras; Nível 1, que é constituído das unidades de controle de posição (UCPs) - relés, intertravamentos e automatismos locais; Nível 2 composto da unidade de controle de subestação (UCS), sistema SCADA das SEs e comunicação com o Nível 1 (UCPs) e o Nível 3 que corresponde ao sistema supervisório SCADA do Centro de Operação do Sistema (COS) onde existe a concentração de todas as informações do sistema elétrico, necessárias para se obter um diagnóstico. Veja a Figura 3.7.

O sistema SCADA tem, entre outras, as funções de coletar dados referentes às mudanças de estados dos equipamentos de disjunção, atuação das proteções e falhas de equipamentos e

dispositivos de proteção. Entre as mudanças de estados coletadas por um sistema SCADA estão abertura e fechamento dos equipamentos de disjunção, as atuações das funções de proteção, bem como falhas de disjuntores e relés etc.

#### **4.7 CONCLUSÃO**

Neste capítulo foi apresentada a descrição do sistema elétrico, a filosofia de proteção da SE Araras e uma breve apresentação da arquitetura funcional do Sistema Digital para Automação das subestações da Coelce que compõem o eixo Cariré, que faz parte do sistema Sobral II, visando um melhor entendimento do Sistema de Diagnóstico de Falta aplicado a este eixo, descrito no Capítulo 5.

## **CAPÍTULO 5**

# **SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA PARA SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

### **5.1 INTRODUÇÃO**

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta para implementação de Sistemas de Diagnóstico de Falta (SDF) para sistemas elétricos de potência baseado em Redes de Petri Coloridas (RPC). Além disso, é apresentado também o SDF desenvolvido para o eixo Cariré do sistema Sobral II, usando a metodologia proposta no trabalho. Para modelagem, análise e validação do sistema proposto foi utilizada a ferramenta computacional CPN Tools.

### **5.2 ESTRUTURA FUNCIONAL DO SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA**

#### **5.2.1 Estrutura do Sistema de Diagnóstico de Falta**

O Sistema de Diagnóstico de Falta (SDF) proposto visa suprir os operadores de sistema elétrico de potência com informações precisas, tornando a tarefa de diagnóstico de falta fácil e rápida.

Como mencionado no item 1.2 no primeiro Capítulo, para o desenvolvimento de SDFs existem duas metodologias que podem ser adotadas: uma utiliza a abordagem centralizada e a outra a abordagem distribuída. Na abordagem distribuída, os SDFs são localizados nas subestações, integrados ao Nível 2 dos SDAs, reportando os resultados dos diagnósticos para o COS. Na abordagem centralizada, o SDF é integrado a um sistema SCADA/EMS localizado no Centro de Operação do Sistema (COS), realizando o diagnóstico a partir das informações reportadas pelos diversos Sistemas Digitais de Automação das subestações (SDAs) para o SCADA/EMS, neste caso o SDF passa a ser mais um cliente do SCADA.

Na metodologia centralizada, conforme ilustrada na Figura 5.1, o SDF, localizado no COS, está integrado ao SDA do nível 3 (ao SDA do COS) como mais um cliente dos dados do



SCADA e realiza o diagnóstico das faltas a partir dos eventos reportados pelos SDAs de cada subestação.

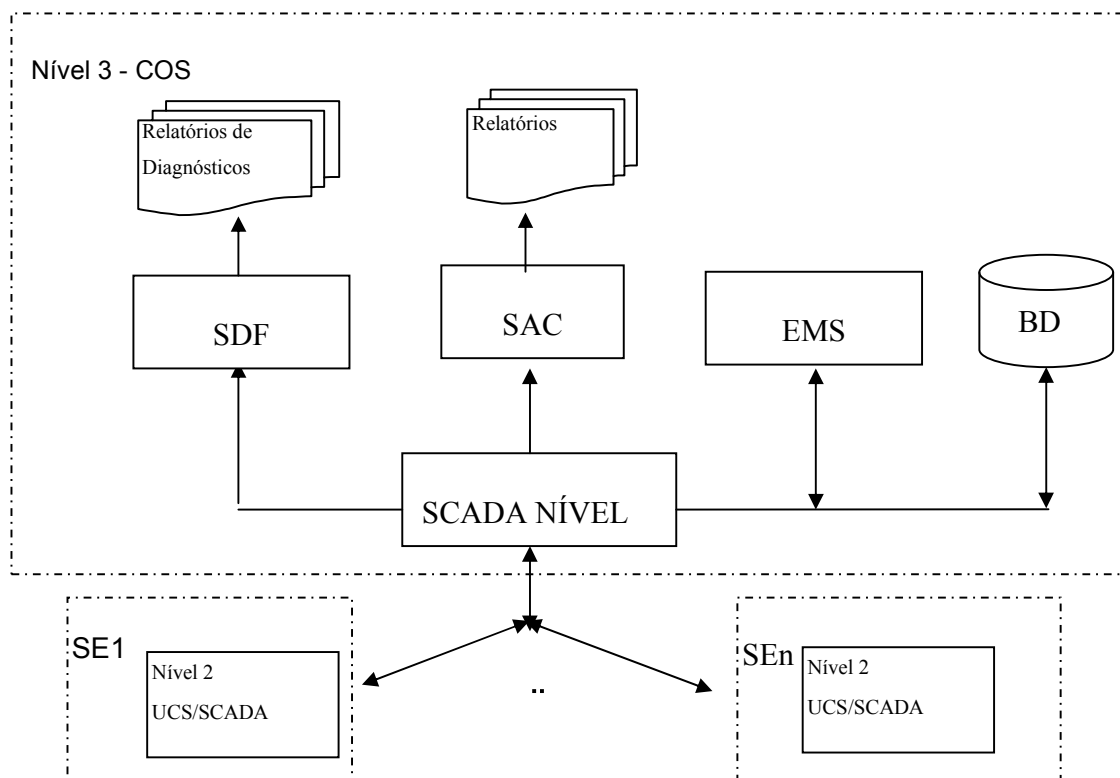


Figura 5.1: Estrutura do SDF proposto.

O SDF no COS identifica nas informações provenientes do SCADA todos os eventos, considerados importantes para a realização do diagnóstico automático de falta, relacionados ao eixo do sistema elétrico em estudo, processa estas informações, interpreta e emite relatórios.

Uma das vantagens do SDF centralizado frente ao modelo distribuído é a simplificação da rede que é composta apenas por três módulos, conforme mostrado na Figura 5.2. A metodologia proposta permite a realização de diagnósticos de ocorrências no sistema elétrico com diferentes graus de complexidade, tais como faltas simples, relacionada a um único trecho do sistema; faltas múltiplas, relacionada a trechos distintos do sistema elétrico; e faltas com recusa de operação de equipamentos, ou seja, faltas nas quais o equipamento de retaguarda teve que atuar pela falha da proteção principal.

### 5.2.2 Estrutura Funcional do SDF

Seguindo a metodologia proposta, é apresentada na Figura 5.2 a estrutura funcional de um SDF para um dado sistema elétrico.

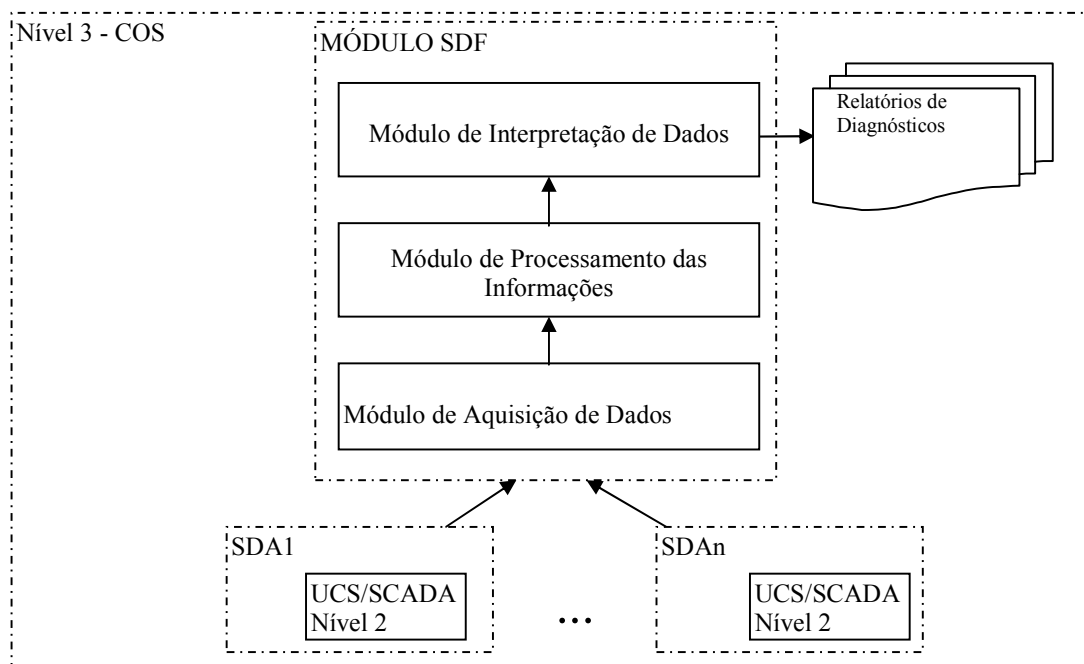


Figura 5.2: Estrutura funcional do SDF

A estrutura de um módulo SDF, conforme apresentado na Figura 5.2, é composto basicamente dos seguintes módulos funcionais: módulo de aquisição de dados, módulo de processamento das informações e módulo de interpretação de dados. O *Módulo de Aquisição de Dados* tem a função de capturar e filtrar os dados reportados pelo SDA referentes às informações de ocorrências no sistema elétrico. Os dados filtrados correspondem à marcação inicial do modelo da Rede de Petri Colorida (RPC) do SDF. O *Módulo de Processamento das Informações* executa o SDF a partir dos dados que chegam do *módulo de aquisição de dados*, enviando o resultado do processamento para o *módulo de interpretação de dados*. O *Módulo de Interpretação de Dados* recebe os resultados do *módulo de processamento da informação* e emite os relatórios de diagnósticos de faltas ocorridas no sistema elétrico apresentando o diagnóstico para o operador de sistema, no COS.

### 5.3 DESENVOLVIMENTO DO SDF

Nesta seção é apresentada a concepção geral do SDF proposto dando ênfase ao modelo RPC, de forma a suprir as informações necessárias para um melhor entendimento do modelo desenvolvido.

Em MEDEIROS et al. (2007) é apresentado um modelo RPC para o diagnóstico de faltas, conforme Figura 5.5. O SDF proposto em MEDEIROS et al. (2007), apresenta uma estrutura em camadas, *aquisição dos dados, processamento dos dados e apresentação dos diagnósticos*, conforme mostrado na Figura 5.2, onde uma camada recebe informações da camada anterior para realizar seus procedimentos e fornecer seus próprios resultados. O diagnóstico é disponibilizado através de uma tabela que associa a cada marcação final do modelo em RPC um diagnóstico.

O módulo de aquisição de dados captura e filtra os eventos considerados importantes para utilizar como entrada de dados no SDF gerando a marcação inicial da RPC. A rede possui dois lugares de entrada: *Relé e Disjuntor*. O lugar de entrada *Relé* conterà todos os relés que enviarem *trip* aos disjuntores e todos os relés que atuaram por alguma função de supervisão. As fichas deste lugar identificam o equipamento, a subestação e a função de proteção associada. O lugar de entrada *Disjuntor*, por sua vez, conterà todas as informações referentes ao disjuntor. As fichas deste lugar identificam o equipamento, a subestação e o estado do disjuntor, ou seja, se aberto, religado, em transferência, transferido ou se falhou. A partir desta marcação inicial, as transições da rede vão sendo disparadas até que uma marcação final seja obtida. Estes passos correspondem ao módulo de processamento dos dados, mostrado na Figura 5.2. Os lugares de saída da rede fornecem a função de proteção atuada e o estado final dos disjuntores, essas informações são transmitidas ao módulo de interpretação de dados que fará uma associação entre a marcação final da RPC e uma tabela de diagnósticos pré-estabelecida que irá emitir o diagnóstico de forma amigável ao operador de sistema.

Após identificar, na base de dados do SCADA do COS, os eventos considerados importantes para utilizar como entrada de dados no SDF proposto, elaborou-se o modelo RPC definindo-se os lugares de entrada e saída; e as transições intermediárias da RPC, conforme apresentado nas seções seguintes.

### 5.3.1 Declaração do Modelo RPC do SDF.

Na Figura 5.3 é apresentada a declaração dos tipos de dados (conjuntos de cores) e variáveis utilizados no modelo SDF proposto. A palavra reservada *var* define as variáveis utilizadas no modelo SDF, se a variável for composta por strings será do tipo *DATA*, enquanto que se a variável for um número inteiro será do tipo *INT*. Assim, as variáveis *x*, *y*, *y1*, *y2*, *y3*, *y4*, *z* e *zaux* serão conjuntos de strings, pois são do tipo *DATA*; enquanto que as variáveis *r* e *raux* serão números inteiros, são do tipo *INT*. Na Tabela 5.1 são mostradas as variáveis utilizadas na modelagem, bem como seus tipos, valores atribuídos e suas descrições.

Tabela 5.1: Relação das variáveis utilizadas na modelagem.

Variável	Valores atribuídos à variável	Descrição
x	CRE	Subestação Cariré
	ARU	Subestação Araras Um
	NVR	Subestação Nova Russas
	CAT	Subestação Crateús
	INH	Subestação Inhuçu
	IBP	Subestação Ibiapina
y1 e y3	12	Disjuntor de 69kV
	21	Disjuntor de 13.8kV
	11	Disjuntor geral de 13.8kV
y2 e y4		Nome e seqüência do equipamento
z, zaux	50	Sobrecorrente instantânea
	51	Sobrecorrente temporizada
	50N	Sobrecorrente instantânea de neutro
	51N	Sobrecorrente temporizada de neutro
	52	Disjuntor aberto por comando da proteção
	53	Disjuntor religado por comando da proteção
	54	Disjuntor aberto por comando manual
	55	Disjuntor fechado por comando manual
	62BF	Falha de Disjuntor
	RVcc	Falta de alimentação Vcc
Rwd	Watch Dog	
r, raux	valores inteiros	Quantidade de religamentos

A palavra reservada *colset* define os tipos de fichas utilizados nos modelos, o tipo *MNEMONICO* define uma ficha que contém quatro (4) campos com as informações de: subestação, classe de tensão do equipamento, nome e seqüência do equipamento e função, representados pelas variáveis  $x$ ,  $y1$ ,  $y2$  e  $z$ , respectivamente. Enquanto que o tipo *MNEMONICO2* define uma ficha que contém quatro (4) campos com as informações de: subestação, equipamento, função e número de religamentos, representados pelas variáveis  $x$ ,  $y$ ,  $z$  e  $r$ , respectivamente. Assim, a variável  $x$  representa a subestação; os dados de equipamento são representados pela variável  $y$ , ou por duas variáveis ( $y1$  e  $y2$  ou  $y3$  e  $y4$ ), conforme o tipo de ficha do lugar; a função associada é representada pelas variáveis  $z$  ou  $z_{aux}$  e as variáveis  $r$  ou  $r_{aux}$  representam o número de religamentos.

```

▼Declarations
  ▼Standard declarations
    ▼colset DATA = string;
    ▼colset INT = int;
    ▼colset MNEMONICO = product DATA * DATA * DATA*DATA;
    ▼colset MNEMONICO2 = product DATA * DATA * DATA*INT;
    ▼var x : DATA;
    ▼var y,y1,y2,y3,y4: DATA;
    ▼var z,zaux: DATA;
    ▼var r: INT;
    ▼var raux: INT;
  
```

Figura 5.3: Declaração dos conjuntos de cores e variáveis do modelo do SDF.

A formatação da variável  $y$  foi baseada na tabela de codificação operacional da Coelce, apresentada na Figura 5.4.

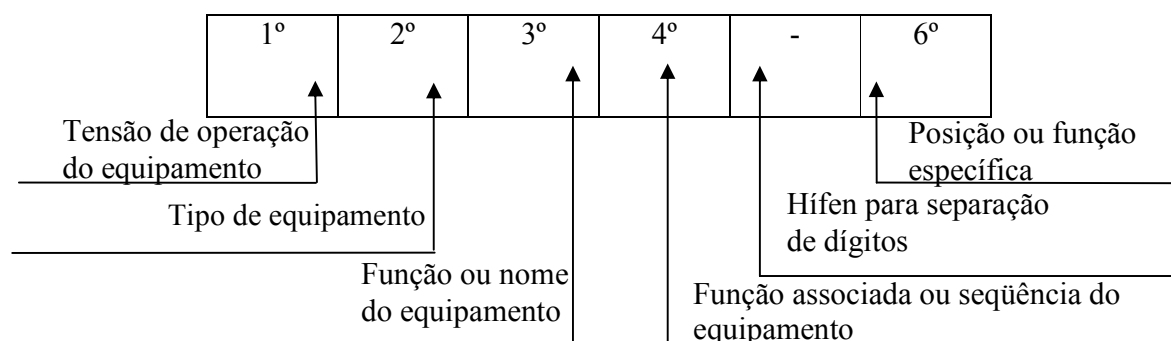


Figura 5.4: Codificação operacional da Coelce.

O primeiro dígito define o tipo de equipamento e identifica se o mesmo é ou não interruptor, são usados os números: zero (0) para equipamento não interruptor; um (1) para

disjuntor; dois (2) para religador ou seccionizador; três (3) para chave seccionadora; quatro (4) para chave fusível; cinco (5) para chave a óleo e seis (6) para chave de aterramento rápido. O segundo dígito define a tensão de operação do equipamento, sendo que no caso de transformadores será considerada a maior tensão de operação, são usados os números: um (1) para classe de tensão de 1 a 25kV; dois (2) para classe de tensão de 51 a 75kV; três (3) para classe de tensão de 76 a 150kV; quatro (4) para classe de tensão de 151 a 250kV; cinco (5) para classe de tensão de 251 a 550kV; nove (9) para classe de tensão de 26 a 50kV. O terceiro dígito define a função própria do componente, seja ele equipamento, linha ou barramento de subestação. O quarto dígito define a seqüência do equipamento, podendo ser alfabético, depois de esgotados os números de 1 a 9. O quinto dígito é um traço de união (-). O sexto dígito é utilizado, principalmente, em chaves, podem ser utilizados letras ou números, para definir a seqüência do equipamento; sua utilização faz-se necessária quando houver coincidência dos quatro primeiros dígitos do código. Os equipamentos monitorados pelo SCADA são identificados pelos quatro primeiros dígitos, que indicam o tipo de equipamento, a tensão de operação, o nome e a seqüência do componente; portanto a variável  $y$  terá quatro dígitos. Em alguns lugares a variável  $y$  é decomposta em duas variáveis com dois dígitos cada,  $y1$  e  $y2$  ou  $y3$  e  $y4$ . As variáveis  $y1$  e  $y3$  conterão o tipo de equipamento e a classe de tensão enquanto as variáveis  $y2$  e  $y4$  conterão o nome e a seqüência do componente.

### 5.3.2 Modelo SDF

Nesta seção é apresentada a estrutura do modelo RPC completo aplicado ao SDF. A Figura 5.5 apresenta a página do modelo, a partir da qual são visualizados todos os lugares, transições e arcos que o compõem.

O modelo SDF é representado pelos lugares: Relé, Supervisão Relé, Função Atuada, Disjuntor, Disjuntor Aberto, Disjuntor Religado, Aux, Disjuntores Fora de Operação, Disjuntores EmTransferência, Disjuntores Transferidos, Falha Disjuntor, conforme apresentado na Tabela 5.2.

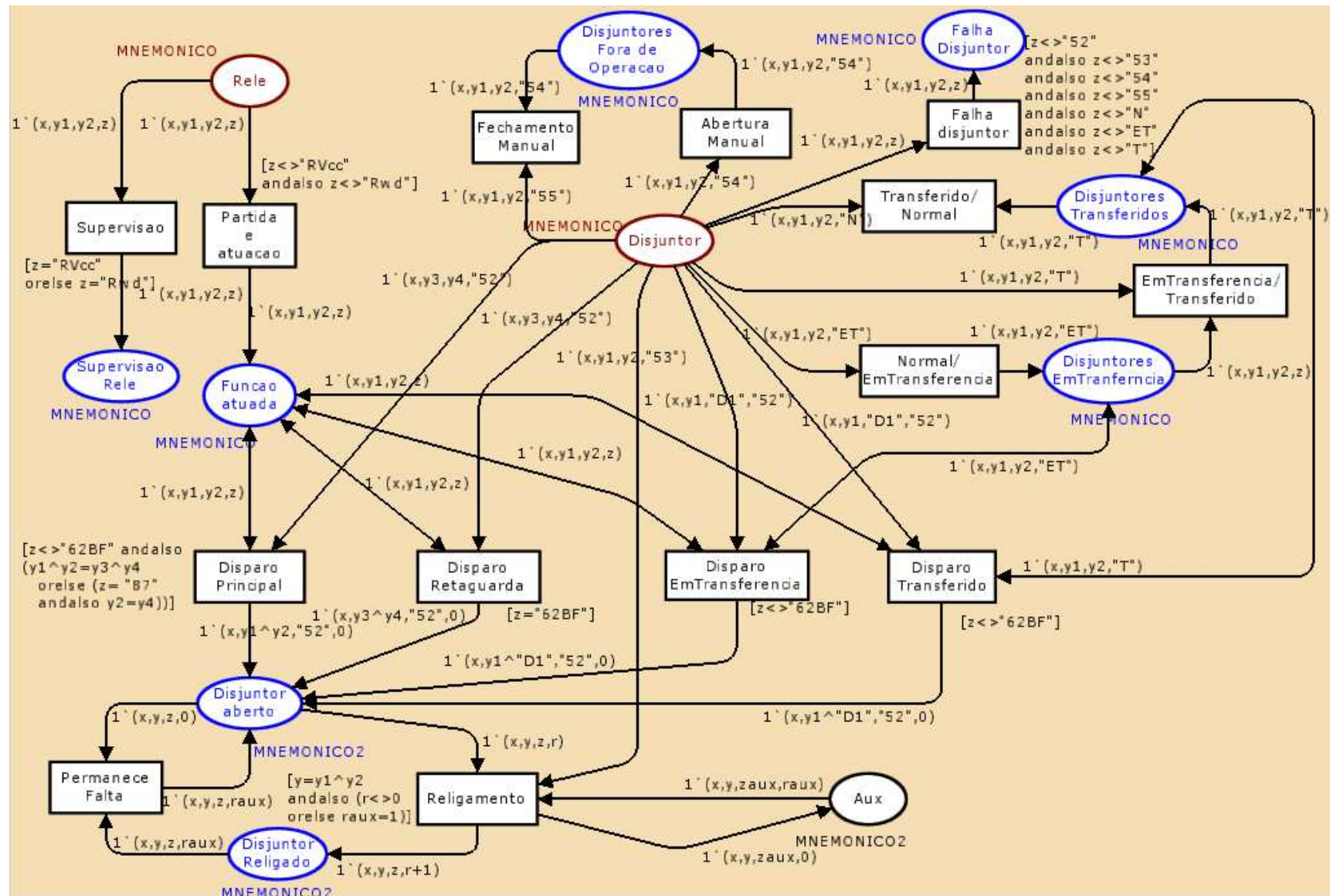


Figura 5.5: Página do modelo do SDF.

Tabela 5.2: Relação de lugares da RPC e suas respectivas descrições.

Relação de lugares da RPC e suas respectivas descrições.			
Lugar	Tipo Associado	Variáveis	Definição
Relé	MNEMONICO	(x,y1,y2,z)	Para formar a marcação inicial este lugar irá receber todas as informações relevantes para o diagnóstico referentes ao relé.
Supervisão	MNEMONICO	(x,y,"RVcc") ou (x,y,"Rwd")	Este lugar conterà as fichas referentes à supervisão de relé. Funções: RVcc e Rwd.
Função Atuada	MNEMONICO	(x,y1,y2,z)	Este é um dos lugares que formarão a marcação final e conterà as fichas indicando os relés que enviaram sinal de "trip" aos disjuntores.
Disjuntor	MNEMONICO	(x,y1,y2,z)	Um dos lugares que formarão a marcação inicial e irá receber todas as informações relevantes ao diagnóstico, referentes ao disjuntor.
Disjuntor Aberto	MNEMONICO2	(x,y,z,r)	Este é outro lugar que forma a marcação final e indicará os disjuntores que abriram por comando da proteção e a quantidade de religamentos.
Disjuntor Religado	MNEMONICO2	(x,y,z,r)	Lugar que forma a marcação final e indicará os disjuntores que abriram por comando da proteção e aceitaram religamento.
Aux	MNEMONICO2	(x,y,zaux,raux)	Lugar auxiliar usado na modelagem de religamentos.
Disjuntores Fora de Operação	MNEMONICO	(x,y1,y2,"54")	Lugar que forma a marcação final e indicará os disjuntores abertos por comando manual.



Tabela 5.2: Relação de lugares da RPC e suas respectivas descrições. - Continuação.

Disjuntores em Transferência	MNEMONICO	(x,y1,y2,"ET")	Lugar que forma a marcação final da rede e indicará os disjuntores que estiverem em transferência.
Disjuntores Transferidos	MNEMONICO	(x,y1,y2,"T")	Lugar que forma a marcação final da rede e indicará os disjuntores que estiverem transferidos.
Falha Disjuntor	MNEMONICO	(x,y1,y2,z)	Lugar que forma a marcação final e indicará os disjuntores que não aceitaram comando de abertura enviado pelo relé.

As transições são: Supervisão, Partida e Atuação, Disparo Principal, Disparo Retaguarda, Disparo EmTransferência, Disparo Transferido, Religamento, Permanece Falta, Abertura Manual, Fechamento Manual, Normal/EmTransferência, EmTransferência/Transferido, Transferido/Normal e Falha Disjuntor. Nos arcos e transições existem várias guardas, conforme apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Lugares de entrada e saída e guardas das transições e arcos.

Lugares de entrada e saída e guardas das transições.			
Transição	Guarda	Lugar(es) de Entrada	Lugar(es) de Saída
Supervisão	$z = "RVcc"$ ou $z = "Rwd"$	Relé	Supervisão Relé
Partida e Atuação	Z diferente de "RVcc" e "Rwd"	Relé	Função Atuada

Tabela 5.3: Lugares de entrada e saída e guardas das transições e arcos - Continuação.

Disparo Principal	x dos lugares Função Atuada e Disjuntor iguais e z diferente de "62BF" e y igual a y1 e y2 concatenados, caso $z = 87$ basta que y2 seja igual a y4.	Função Atuada e Disjuntor	Disjuntor Aberto
Disparo Retaguarda	x dos lugares Função Atuada e Disjuntor iguais e $z = "62BF"$ .	Função Atuada e Disjuntor	Disjuntor Aberto
Disparo em Transferência	x dos lugares Função Atuada, Disjuntor e Disjuntores EmTransferência iguais e z diferente de "62BF" e y igual a y1 e y2 concatenados.	Função Atuada, Disjuntor e Disjuntores EmTransferência	Disjuntor Aberto e Disjuntores EmTransferência
Disparo Transferido	x dos lugares Função Atuada, Disjuntor e Disjuntores Transferidos iguais e z diferente de "62BF" e y igual a y1 e y2 concatenados.	Função Atuada, Disjuntor e Disjuntores Transferidos	Disjuntor Aberto e Disjuntores Transferidos
Religamento	x dos lugares Disjuntor Aberto e Aux iguais e y igual a y1 e y2 concatenados e ( $r$ diferente de zero ou $r_{aux}$ diferente de 1).	Disjuntor, Disjuntor Aberto e Aux	Disjuntor Religado e Aux
Permanece Falta	x, y e z do lugar Disjuntor Religado iguais a x, y e z do lugar Disjuntor Aberto.	Disjuntor Religado e Disjuntor Aberto	Disjuntor Aberto
Abertura Manual	$z = "54"$	Disjuntor	Disjuntores Fora de Operação

Tabela 5.3: Lugares de entrada e saída e guardas das transições e arcos - Continuação.

Fechamento Manual	x, y1 e y2 dos lugares Disjuntores Fora de Operação e Disjuntor iguais e z = "55", no lugar Disjuntor.	Disjuntores Fora de Operação e Disjuntor	
Normal/EmTransferência	z = "ET"	Disjuntor	Disjuntores em Transfência
EmTransferência/Transferido	z = "T", do lugar Disjuntor.	Disjuntor, Disjuntores EmTransferência	Disjuntores Transferidos
Transferido/Normal	z = "N", do lugar Disjuntor	Disjuntor, Disjuntores Transferidos	
Falha Disjuntor	z diferente de: "52"; "53"; "54"; "55"; "N"; "ET" e "T"	Disjuntor	Falha Disjuntor

### 5.3.3 Modelagem do SDF

Na Figura 5.5 é ilustrado o modelo do SDF. A marcação inicial é obtida do módulo de aquisição de dados que faz a interface com o SCADA. Na ocorrência de uma falta, as fichas serão adicionadas aos lugares relé e disjuntor, os relés e disjuntores que mudaram o seu estado inicial.

No disparo da transição *Partida e Atuação*, indicando que o relé foi sensibilizado e atuou, uma ficha é retirada do lugar *Relé* e adicionada ao lugar *Função Atuada*. Havendo ficha no lugar *Disjuntor* que atenda à guarda de arco  $z = "52"$ , habilita-se a transição *Disparo Principal* ou *Disparo Retaguarda*, conforme chegue a informação do SCADA de atuação do disjuntor principal ou do disjuntor de retaguarda. A transição *Disparo Principal* é disparada quando os relés e disjuntores que atuaram protegem o mesmo vão, isso é modelado pela guarda da transição *Disparo Principal*, que só será habilitada se as variáveis  $x$ , dos lugares *Função Atuada* e

*Disjuntor*, forem iguais e se as variáveis  $y_3$  e  $y_4$  concatenadas, do lugar *Disjuntor*, for igual à concatenação das variáveis  $y_1$  e  $y_2$ , do lugar *Função Atuada*. Se a variável  $z$  do lugar *Função Atuada* for igual a 87, basta que a variável  $y_2$  do lugar *Função Atuada* seja igual à variável  $y_4$  do lugar *Disjuntor*, pois no caso da proteção diferencial (87) o relé comanda a abertura dos dois disjuntores de proteção da zona onde este relé atua, assim, se o relé estiver protegendo um transformador, a classe de tensão dos disjuntores comandados por ele será diferente, portanto, nesse caso, as variáveis  $y_1$ , do lugar *Função Atuada*, e  $y_3$ , do lugar *Disjuntor*, serão diferentes para um dos disjuntores e serão iguais para o outro. A transição *Disparo Retaguarda* é habilitada quando o disjuntor não atende ao comando do relé e o disjuntor de retaguarda é que atua de maneira a eliminar a falta, ou seja, quando chega ao lugar *Relé* a informação de recusa de abertura do disjuntor principal, representada pela variável  $z = "62BF"$ . No disparo da transição *Disparo Principal* ou *Disparo Retaguarda* uma ficha é retirada e retorna ao lugar *Função Atuada* (arco duplo) e outra ficha é retirada do lugar *Disjuntor*, adicionando uma ficha no lugar *Disjuntor Aberto*. Caso não ocorra religamento já teremos a marcação final da rede, composta dos lugares: *Supervisão Relé*, *Função Atuada*, *Falha Disjuntor*, *Disjuntor Religado*, *Disjuntores Fora de Operação* e *Disjuntor Aberto*.

Caso a função de religamento (79) esteja habilitada para o *bay*, a transição *Religamento* pode ser disparada, caso haja fichas nos lugares *Disjuntor*, *Disjuntor Aberto* e *Aux*. O lugar adicional *Aux* é utilizado para que a transição *Religamento* seja habilitada pela primeira vez, ou seja, quando  $r = 0$ ; as fichas deste lugar são do tipo MNEMONICO2. A marcação inicial deste lugar será composta por todos os disjuntores de todas as subestações e a variável  $r$  de todas as fichas será igual a 1. Caso o lugar *Aux* não existisse, quando um disjuntor religado voltasse a abrir, teríamos fichas nos lugares *Disjuntor Aberto* e *Disjuntor*, habilitando as transições *Religamento* e *Permanece Falta* simultaneamente, que não corresponde a uma modelagem da realidade. Caso haja uma ficha no lugar *Disjuntor Aberto* e chegue uma ficha no lugar *Disjuntor* com a informação de religamento, ou seja, variável  $z = "53"$  e com as variáveis referentes à subestação e equipamento iguais nos dois lugares, apenas a transição *Religamento* fica habilitada. Esta transição é disparada retirando as fichas dos lugares *Disjuntor* e *Disjuntor Aberto*, adicionando uma ficha no lugar *Disjuntor Religado*. Caso o defeito permaneça, o relé enviará o sinal de *trip* novamente para que o disjuntor abra mais uma vez, repetindo o caminho descrito anteriormente até que a ficha chegue ao lugar *Disjuntor Aberto*. Como já existe uma ficha no

lugar *Disjuntor Religado*, a transição *Permanece Falta* dispara, são retiradas fichas dos lugares *Disjuntor Religado* e *Disjuntor Aberto*, mas volta a aparecer uma ficha no lugar *Disjuntor Aberto* (arco duplo), com o número de religamentos incrementado, representado pela variável  $r$ . Na filosofia de proteção adotada pela Coelce, a função de religamento encontra-se habilitada apenas para disjuntores de linha, se não for circuito duplo, e para religadores.

Nos casos em que há uma falha no relé de proteção, a supervisão do relé é modelada pela transição *Supervisão* e pelo lugar *Supervisão de Relé*. A informação de algum problema intrínseco do relé chega ao lugar *Relé*, que é um lugar de entrada da rede, e a transição *Supervisão* é habilitada para  $z = "RVcc"$  (falta de alimentação Vcc) ou  $z = "Rwd"$  (watch dog). No disparo desta transição a ficha é retirada do lugar *Relé* e é acrescentada uma ficha no lugar *Supervisão de Relé*, que é um lugar que forma a marcação final da rede.

Os equipamentos quando liberados para manutenção, as aberturas e fechamentos são diferenciados das aberturas e fechamentos por comando das proteções, pois têm a denominação de abertura e fechamento manuais. Abertura e fechamento manual de disjuntor são modelados pelas transições *Abertura Manual* e *Fechamento Manual* e pelo lugar *Disjuntores Fora de Operação*. A transição *Abertura Manual* é habilitada se houver uma ficha com  $z = "54"$  no lugar *Disjuntor*, isso é garantido pela guarda do arco. No disparo desta transição uma ficha é retirada do lugar *Disjuntor* e uma ficha é adicionada no lugar *Disjuntores Fora de Operação*. A transição *Religamento Manual* é habilitada se houver uma ficha com  $z = "55"$  no lugar *Disjuntor*, garantido pela guarda do arco, no disparo desta transição uma ficha é retirada do lugar *Disjuntor* e outra ficha é retirada do lugar *Disjuntores Fora de Operação*, não adicionando fichas a nenhum lugar (transição sorvedouro).

Em subestações que têm barra principal e auxiliar e na necessidade de se liberar equipamentos de disjunção para manutenção, existe outro equipamento para substituí-lo, este equipamento é chamado de "disjuntor de transferência". No processo de inserção do disjuntor de transferência em substituição ao disjuntor de operação normal é usado um procedimento de ordenação dos chaveamentos do circuito principal e outras chaves no circuito de controle realizam a transferência da proteção do equipamento normal de operação para o disjuntor de transferência. As posições assumidas por esta chave são normal, em transferência e transferido. Na posição normal a proteção atua sobre o disjuntor de operação normal. A posição em transferência é assumida quando os dois disjuntores estão no circuito alimentando a carga e a

proteção atua nos dois disjuntores, já na posição transferido o disjuntor normal de operação sai do circuito e a proteção atua somente sobre o disjuntor de transferência. As informações sobre os disjuntores, caso encontrem-se em transferência ou transferidos, sobem ao Nível 3, permitindo a modelagem dessa condição no modelo do SDF proposto. A modelagem da transferência de equipamentos foi feita com a utilização dos lugares *Disjuntor EmTransferência* e *Disjuntor Transferido*; e das transições *Normal/EmTransferência*, *EmTransferência/Transferido*, *Transferido/Normal*, *Disparo EmTransferência*, *Disparo Transferido*. Inicialmente, a chave de transferência de proteção é colocada no estado em transferência, chegando a informação no lugar *Disjuntor* com o campo *z* igual a “ET”, habilitando a transição *Normal/Em Transferência*. Esta então dispara, retirando uma ficha do lugar *Disjuntor* e inserindo uma ficha no lugar *Disjuntores Em Transferência*. Nesta situação, os comandos da proteção serão enviados tanto para o disjuntor principal quanto para o disjuntor de transferência, fazendo-se necessária a transição *Disparo Em Transferência* para modelar o caso do disjuntor de transferência atender ao comando do relé. Caso chegue uma ficha no lugar *Disjuntor* com o campo *z* igual a “T”, a transição *Em Transferência/Transferido* fica habilitada e dispara, retirando a ficha do lugar *Disjuntores Em Transferência* e inserindo uma ficha no lugar *Disjuntores Transferidos*. Nesta situação os comandos da proteção são transferidos para o disjuntor de transferência. Finalmente, caso chegue uma ficha com o campo *z* igual a “N”, indicando que o equipamento voltou ao seu estado normal, a transição *Transferido/Normal* fica habilitada e dispara, retirando uma ficha do lugar *Disjuntor* e *Disjuntores Transferidos* (transição sorvedouro) e os comandos da proteção voltam para o disjuntor principal exclusivamente.

No caso do disjuntor não atender ao comando do relé, é disparada a transição *Falha Disjuntor* retirando a ficha do lugar *Disjuntor* e inserindo uma ficha no lugar *Falha Disjuntor*. Esta transição é habilitada quando a ficha do lugar *Disjuntor* não tiver, no campo *z*, a informação de abertura (52), religamento (53), abertura manual (54), religamento manual (55), em transferência (ET) ou transferido (T); a seleção da ficha é realizada através da guarda da transição *Falha Disjuntor*.

## 5.4 EXEMPLO DE DIAGNÓSTICO DE FALTA

Serão apresentados, em seguida, alguns exemplos de faltas típicas do sistema elétrico de potência e será analisado o comportamento do modelo RPC, passo a passo, com o objetivo de

facilitar a compreensão da modelagem do SDF. Os estudos de casos apresentados compreendem os eventos mais comuns no sistema elétrico de potência e explicitam a atuação do SDF nesses casos. Serão analisadas faltas em barramento de 69kV, linha de transmissão, transformador e alimentador, além de faltas múltiplas e faltas com recusa de abertura do disjuntor.

#### 5.4.1 Curto-circuito no barramento de 69kV.

Tome como exemplo o barramento de 69kV da subestação de Araras Um (SE ARU), será simulado um curto-circuito onde a proteção temporizada da fase A é ativada, enviando comando de abertura aos disjuntores 12C2 e 12C4, conforme mostram as Figura 5.6 e Figura 5.7.

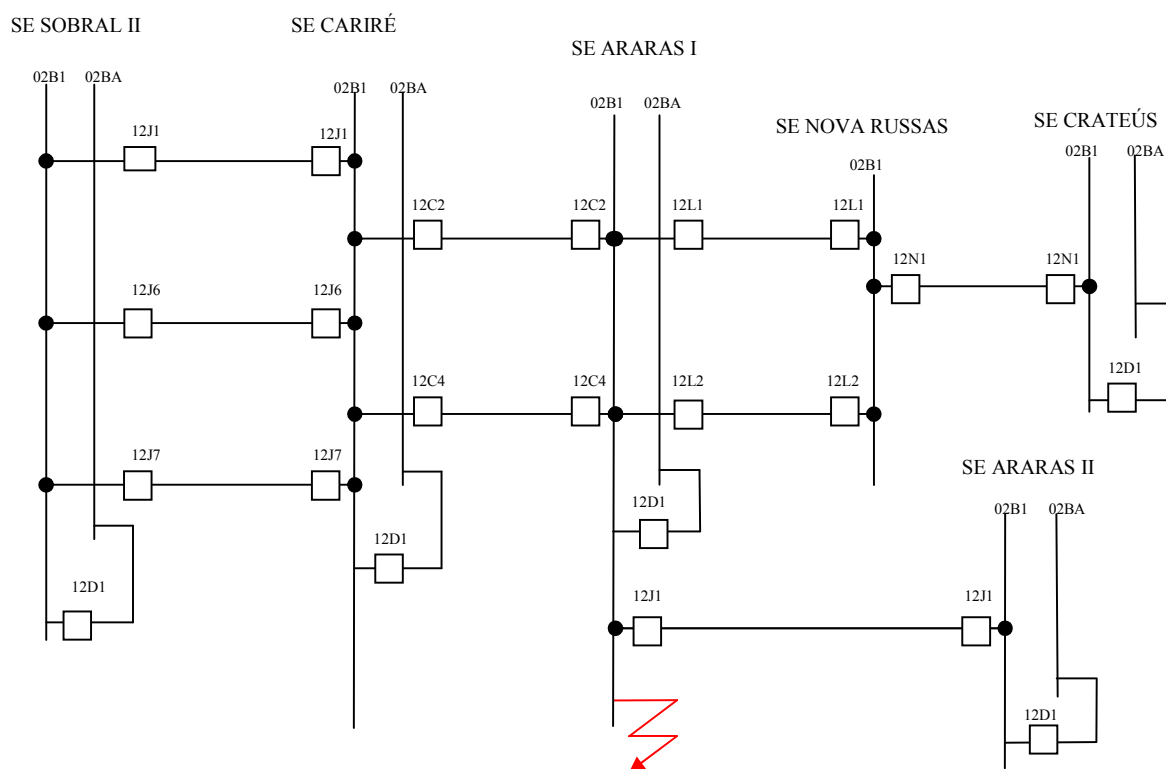


Figura 5.6: Falta no barramento de 69kV da SE ARU.

Nesse caso, os relés associados aos disjuntores 12J1CRE, 12J6CRE, 12J7CRE, 12C2CRE, 12C4CRE, 12C2ARU e 12C4ARU seriam sensibilizados, mas apenas os relés associados aos disjuntores 12C2ARU e 12C4ARU, que são os relés de entrada de linha da SE ARU, enviariam sinal de *trip* aos disjuntores de entrada de linha da SE ARU, devido aos tempos

de coordenação das proteções envolvidos. Os dados de relés que enviaram sinal de *trip* e de disjuntores que atuaram serão convertidos em uma marcação inicial da RPC do modelo do SDF, portanto, a marcação inicial do lugar *Relé* será ARU,12,C2,51A; ARU,12,C4,51A e a marcação inicial do lugar *Disjuntor* será ARU,12,C2,52; ARU,12,C4,52, conforme mostrado na Figura 5.7.

Após receber a marcação inicial, a transição *Partida e Atuação* ficará habilitada. O próximo passo da RPC será o disparo da transição *Partida e Atuação*. Após o disparo desta transição as fichas serão retiradas do lugar *Relé* e acrescentadas ao lugar *Função Atuada*. A marcação da rede após esse passo é mostrada na Figura 5.8.

O disparo da transição *Partida e Atuação* adiciona as fichas ARU,12,C2,51A e ARU,12,C4,51A no lugar *Função Atuada*, habilitando a transição *Disparo Principal*. O disparo da transição *Disparo Principal* fornecerá a marcação final da rede, pois na filosofia de proteção adotada pela Coelce não há religamento nos bays de chegada de linha, portanto, não há mais nenhuma transição habilitada, conforme mostrado na Figura 5.9.

A marcação final obtida forma uma palavra indexadora que aponta para um ponto de uma tabela de diagnóstico pré-estabelecido.

Para o exemplo dado, o diagnóstico apresentado ao operador seria: “Curto-circuito no barramento de 69kV da SE ARU provocando desenergização das SEs ARU, ARD, NVR e CAT; com as proteções atuadas 51A”.

#### 5.4.2 Curto-circuito no interior de LT.

Seja a LT 02L1, que interliga as SE's Araras Um (SE ARU) e Nova Russas (SE NVR), é simulado um curto-circuito onde as proteções temporizada e direcional da fase A serão ativadas enviando comando de abertura aos disjuntores 12L1 e 12L2, respectivamente, desta linha de transmissão, conforme mostram as Figura 5.10 e Figura 5.11.

Nesse caso, os relés associados aos disjuntores 12J1CRE, 12J6CRE, 12J7CRE, 12C2CRE, 12C4CRE, 12C2ARU, 12C4ARU, 12L1ARU, 12L2ARU 12L1NVR e 12L2NVR seriam sensibilizados, mas apenas os relés associados aos disjuntores 12L1ARU e 12L1NVR, que são os relés responsáveis pela proteção desta LT enviariam sinal de *trip* aos disjuntores de proteção da linha 02L1ARU/NVR, devido os tempos de coordenação das proteções envolvidos.











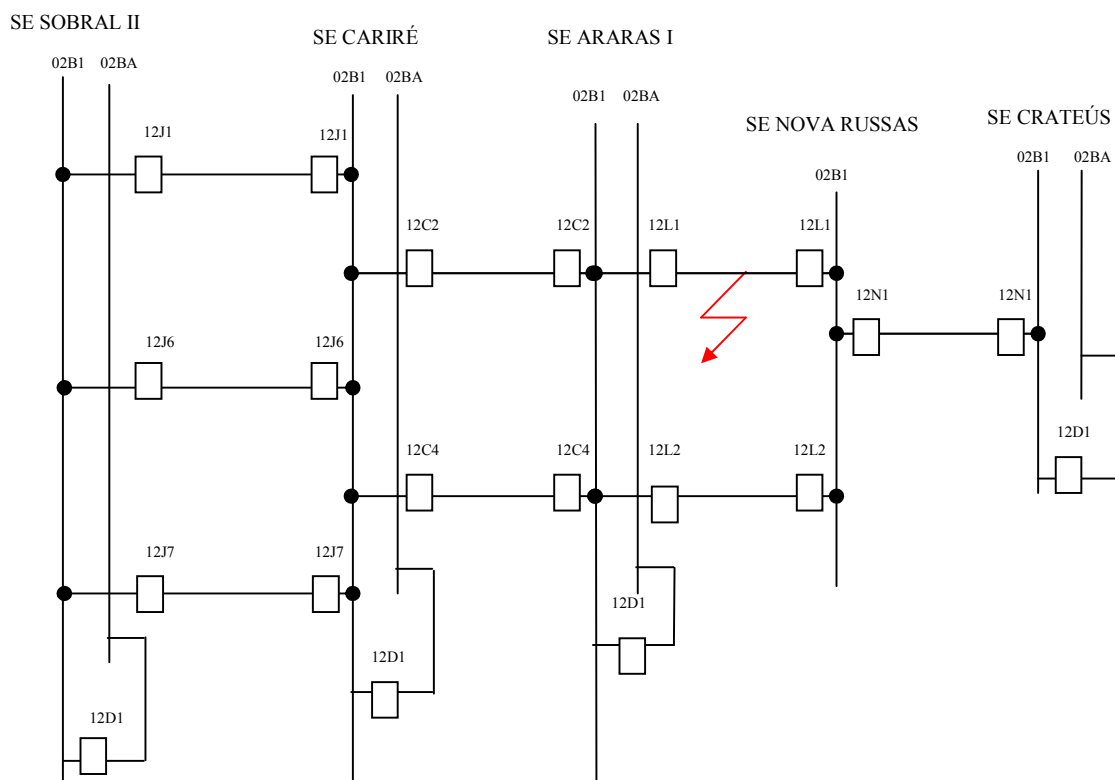


Figura 5.10: Falta na linha de transmissão que interliga as SE's ARU e NVR.

Os dados de relés que enviaram sinal de *trip* e de disjuntores que atuaram serão convertidos em fichas, obtendo-se assim a marcação inicial da RPC do modelo do SDF, portanto, a marcação inicial do lugar *Relé* será ARU,12,L1,51A; NVR,12,L1,67 e a marcação inicial do lugar *Disjuntor* será ARU,12,L1,52; NVR,12,L1,52, conforme mostrado na Figura 5.11.

Após receber a marcação inicial a transição *Partida e Atuação* ficará habilitada. O próximo passo da RPC será o disparo da transição *Partida e Atuação*. Após o disparo desta transição as fichas serão retiradas do lugar *Relé* e acrescentadas ao lugar *Função Atuada*. A marcação da rede após esse passo é mostrada na Figura 5.12.

O disparo da transição *Partida e Atuação* adiciona as fichas ARU,12,L1,51A e NVR,12,L1,67A no lugar *Função Atuada*, habilitando a transição *Disparo Principal*. O disparo da transição *Disparo Principal* fornecerá a marcação final da rede, pois na filosofia atual adotada pela Coelce não há religamento em circuitos duplos, portanto, não há mais nenhuma transição habilitada, conforme mostrado na Figura 5.13.

A marcação final obtida informa os disjuntores que atuaram e a função de proteção, isso é observado nos lugares da marcação final da RPC *Disjuntor Aberto e Função Atuada*, respectivamente. Compara-se essa marcação final obtida a uma lista de diagnósticos pré-estabelecida, e as condições que tornam verdadeiros cada um dos diagnósticos, obtendo-se assim o diagnóstico da ocorrência. Para o exemplo, o diagnóstico apresentado ao operador seria: “Curto-circuito no interior da LT 02L1 - ARU/NVR; com as proteções atuadas 51A no bay 02L1 na SE ARU e 67A no bay 02L1 na SE NVR”.

#### 5.4.3 Curto-circuito no interior de LT com falha de abertura de disjuntor.

Neste caso, tome novamente como exemplo a LT 02L1, que interliga as SE's Araras Um (SE ARU) e Nova Russas (SE NVR), será simulado um curto-circuito onde a proteção temporizada da fase A será ativada, conforme mostra a Figura 5.10, com recusa de abertura do disjuntor 12L1ARU, fazendo com que a proteção de retaguarda atue.

Nesse caso, os relés associados aos disjuntores 12J1CRE, 12J6CRE, 12J7CRE, 12C2CRE, 12C4CRE, 12C2ARU, 12C4ARU, 12L1ARU, 12L2ARU 12L1NVR e 12L2NVR seriam sensibilizados, mas apenas os relés 12L1ARU e 12L1NVR, que são os relés responsáveis pela proteção desta LT enviarão sinal de *trip* aos disjuntores de proteção da linha 02L1ARU/NVR, devido os tempos de coordenação das proteções envolvidos. Com a recusa de abertura do disjuntor 12L1ARU, subirá ao nível 3 a informação 62BF, que representa a recusa de abertura. A proteção de retaguarda deverá atuar para que a falta seja extinta, assim, o relé associado ao disjuntor 12L1ARU irá enviar *trip* aos disjuntores de retaguarda 12C2ARU e 12C4ARU, que atuarão.

Os dados de relés que enviaram sinal de *trip*, de disjuntores que atuaram e de recusa de abertura do disjuntor serão convertidos em marcação inicial da RPC do modelo do SDF, portanto, a marcação inicial do lugar *Relé* será uma ficha ARU,12,L1,51A, uma ficha NVR,12,L1,67 e uma ficha a ARU,12,L1,62BF a marcação inicial do lugar *Disjuntor* será uma ficha ARU,12,C2,52, uma ficha ARU,12,C4,52 e uma ficha NVR,12,L1,52, conforme mostrado na Figura 5.14.

Após receber a marcação inicial, a transição *Partida e Atuação* ficará habilitada.











O próximo passo da RPC será o disparo da transição *Partida e Atuação*. Após o disparo desta transição as fichas serão retiradas do lugar *Relé* e acrescentadas ao lugar *Função Atuada*. A marcação da rede após esse passo é mostrada na Figura 5.15.

O disparo da transição *Partida e Atuação* adiciona as três fichas ARU,12,L1,51A, a ficha NVR,12,L1,67A e a ficha ARU,12,L1,62BF no lugar *Função Atuada*, habilitando as transições *Disparo Principal* e *Disparo de Retaguarda*, esta última transição indica a atuação da proteção de retaguarda. O disparo da transição *Disparo Principal* retira uma ficha NVR,12,L1,67A, do lugar *Função Atuada* e uma ficha NVR,12,L1,52 do lugar *Disjuntor*, conforme mostrado na Figura 5.16.

O disparo da transição *Disparo de Retaguarda* fornece a marcação final da rede, pois na filosofia atual adotada pela Coelce não há religamento em circuitos duplos, portanto, não há mais nenhuma transição habilitada, conforme mostrado na Figura 5.17.

A marcação final obtida informa os disjuntores que atuaram e a função de proteção, isso é observado nos lugares de saída da RPC *Disjuntor Aberto e Função Atuada*, respectivamente. Compara-se essa marcação final obtida a uma lista de diagnósticos pré-estabelecida, e as condições que tornam verdadeiros cada um dos diagnósticos, obtendo-se assim o diagnóstico da ocorrência. Para o exemplo dado, o diagnóstico apresentado ao operador seria: “Curto-circuito no interior da LT 02L1 -ARU/NVR com falha de abertura do disjuntor 12L1-ARU provocando desenergização das SE's ARU, ARD, NVR e CAT; com proteções atuadas 51A no bay 02L1 da SE ARU e 67A no bay 02L1 da SE NVR”.

#### 5.4.4 Curto-circuito no interior de uma SE.

Agora, tome como exemplo a subestação distribuidora, abaixadora 69/13,8kV de Cariré, onde será simulado um curto-circuito dentro da zona do diferencial, conforme mostrado na Figura 5.18.

Nesse caso, os relés associados aos disjuntores 12J1CRE, 12J6CRE, 12J7CRE e RtdT1 seriam sensibilizados, mas apenas o relé RtdT1CRE, que é o relé de proteção diferencial do transformador, enviaria sinal de *trip* aos disjuntores de proteção do transformador ( 12T1 e 11T1 ), já que o relé diferencial age de forma instantânea.

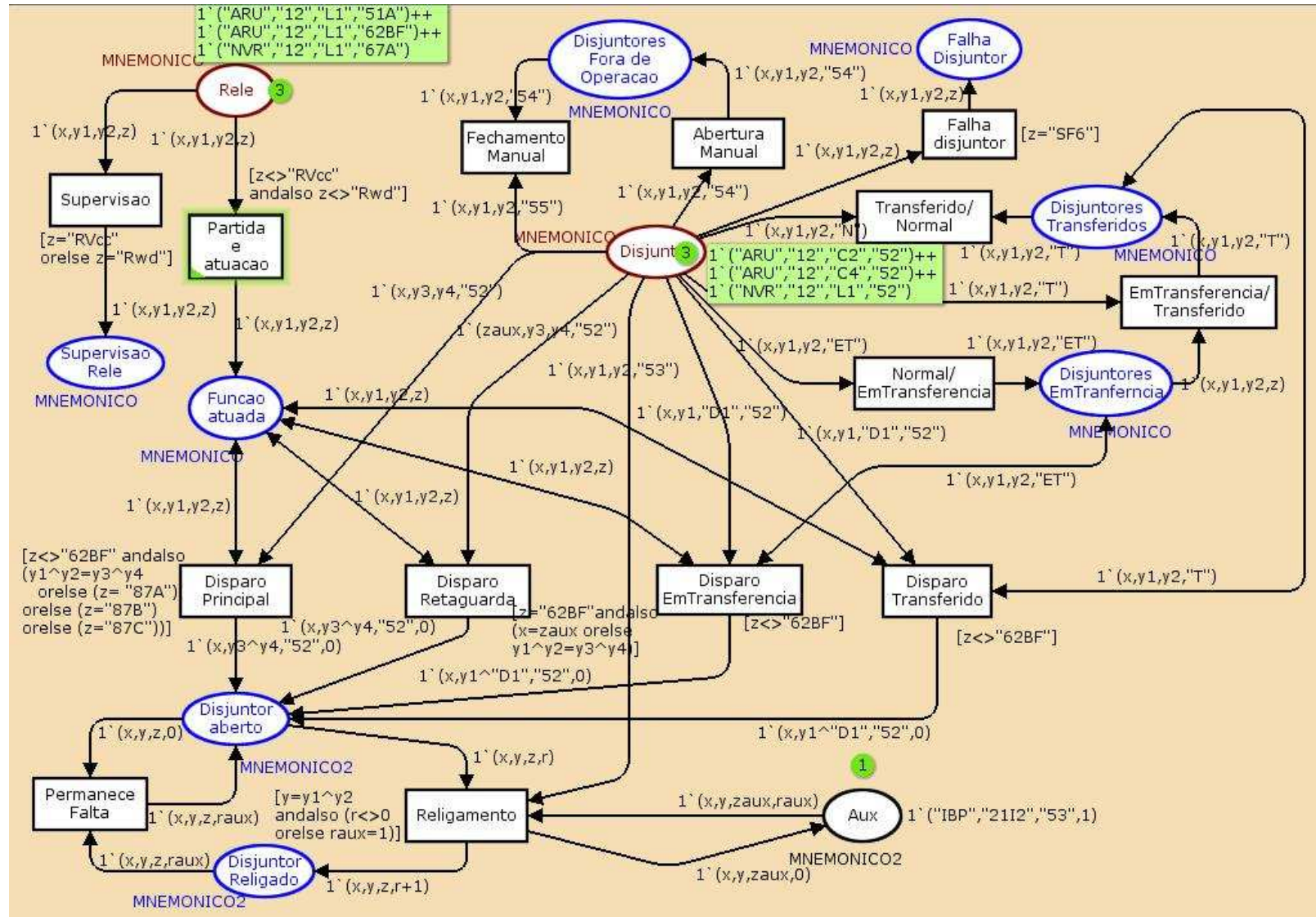


Figura 5.14: Marcação inicial da RPC do SDF.







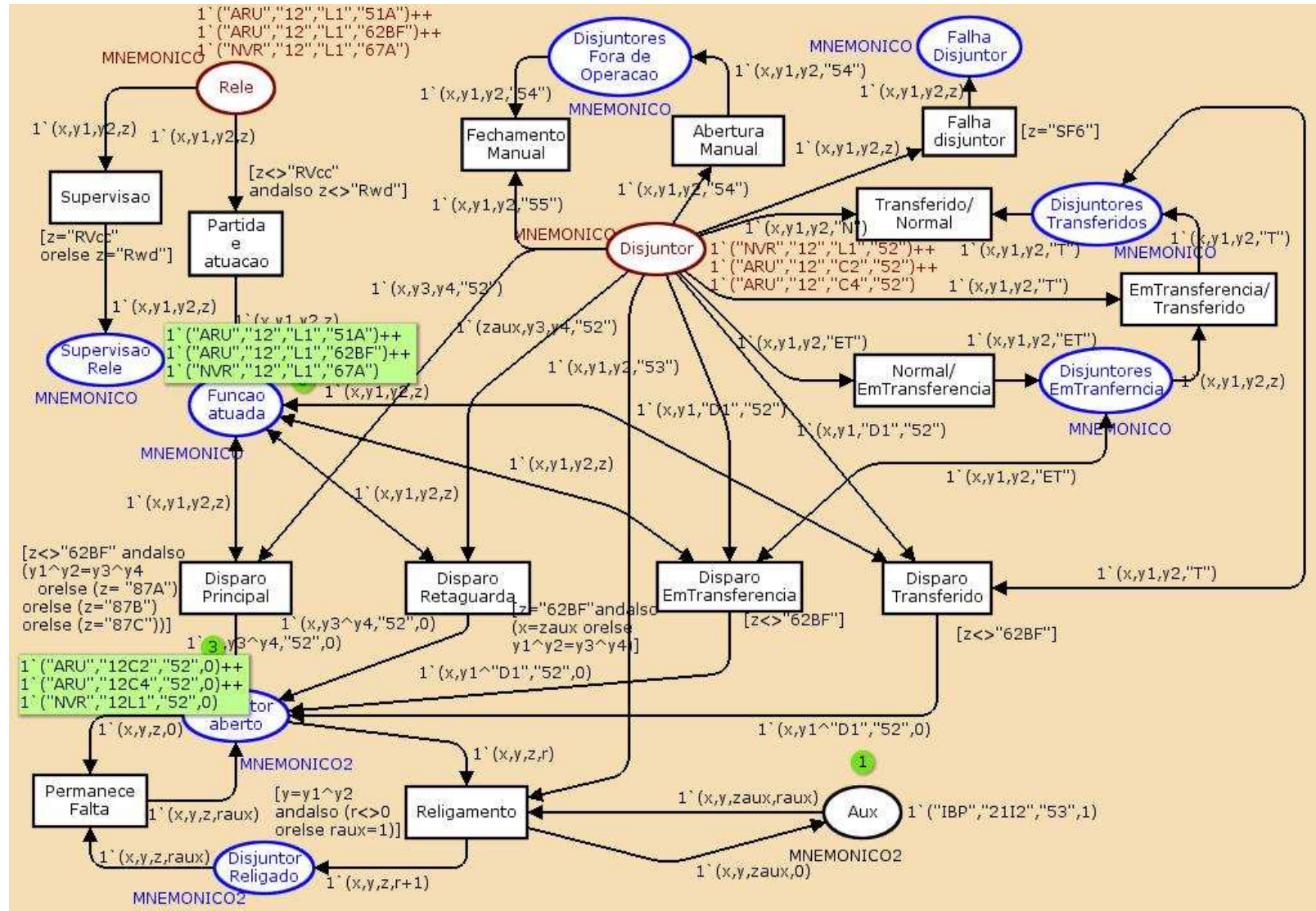


Figura 5.17: Marcação final da RPC do SDF.



Após receber a marcação inicial, a transição *Partida e Atuação* ficará habilitada. O próximo passo da RPC será o disparo da transição *Partida e Atuação*. Após o disparo desta transição as fichas serão retiradas do lugar *Relé* e acrescentadas ao lugar *Função Atuada*. A marcação da rede após esse passo é mostrada na Figura 5.20.

O disparo da transição *Partida e Atuação* adiciona as fichas CRE,Rtd,T1,87 no lugar *Função Atuada*, habilitando a transição *Disparo Principal*. O disparo da transição *Disparo Principal* fornece a marcação final da rede, pois para este tipo de ocorrência o religamento não é ativado, portanto, não há mais nenhuma transição habilitada, conforme mostrado na Figura 5.21.

A marcação final obtida informa os disjuntores que atuaram e a função de proteção, isso é observado nos lugares *Disjuntor Aberto e Função Atuada*, respectivamente. Compara-se essa marcação final obtida a uma lista de diagnósticos pré-estabelecida, e as condições que tornam verdadeiros cada um dos diagnósticos, obtendo-se assim o diagnóstico da ocorrência. Para o exemplo o diagnóstico apresentado ao operador seria: “Curto-circuito no interior da zona do diferencial da SE CRE; com as proteções 86 e 87 atuadas”.

#### 5.4.5 Curto-circuito em alimentador.

Seja a subestação distribuidora, abaixadora 69/13,8kV de Ibiapina, será simulado um curto-circuito onde a proteção temporizada da fase A será ativada enviando comando de abertura ao religador 21I2, conforme mostrado na Figura 5.22, com o religador completando seu ciclo de religamento.

Nesse caso, os relés associados ao disjuntor 11T1 e ao religador 21I2 (T1RbIBP e 21I2IBP) seriam sensibilizados, mas apenas o relé associado ao religador 21I2IBP enviaria sinal de *trip* ao religador, devido os tempos de coordenação das proteções envolvidos. O ciclo de religamento do religador 21I2IBP contempla quatro aberturas por curto-circuito (4 ACC). Ao sentir a falta o relé enviará *trip* para que o religador abra seus contatos, respeitando os tempos de coordenação da proteção, correspondendo à primeira abertura por curto-circuito, após dois segundos o relé enviará sinal para que o religador feche seus contatos, tentando restabelecer o sistema. Caso a falta não tenha caráter temporário, o relé irá ser sensibilizado novamente e enviará *trip* para que o religador abra seus contatos, correspondendo à segunda abertura por curto-circuito. Após dez segundos, o relé enviará sinal para que o religador feche seus contatos.



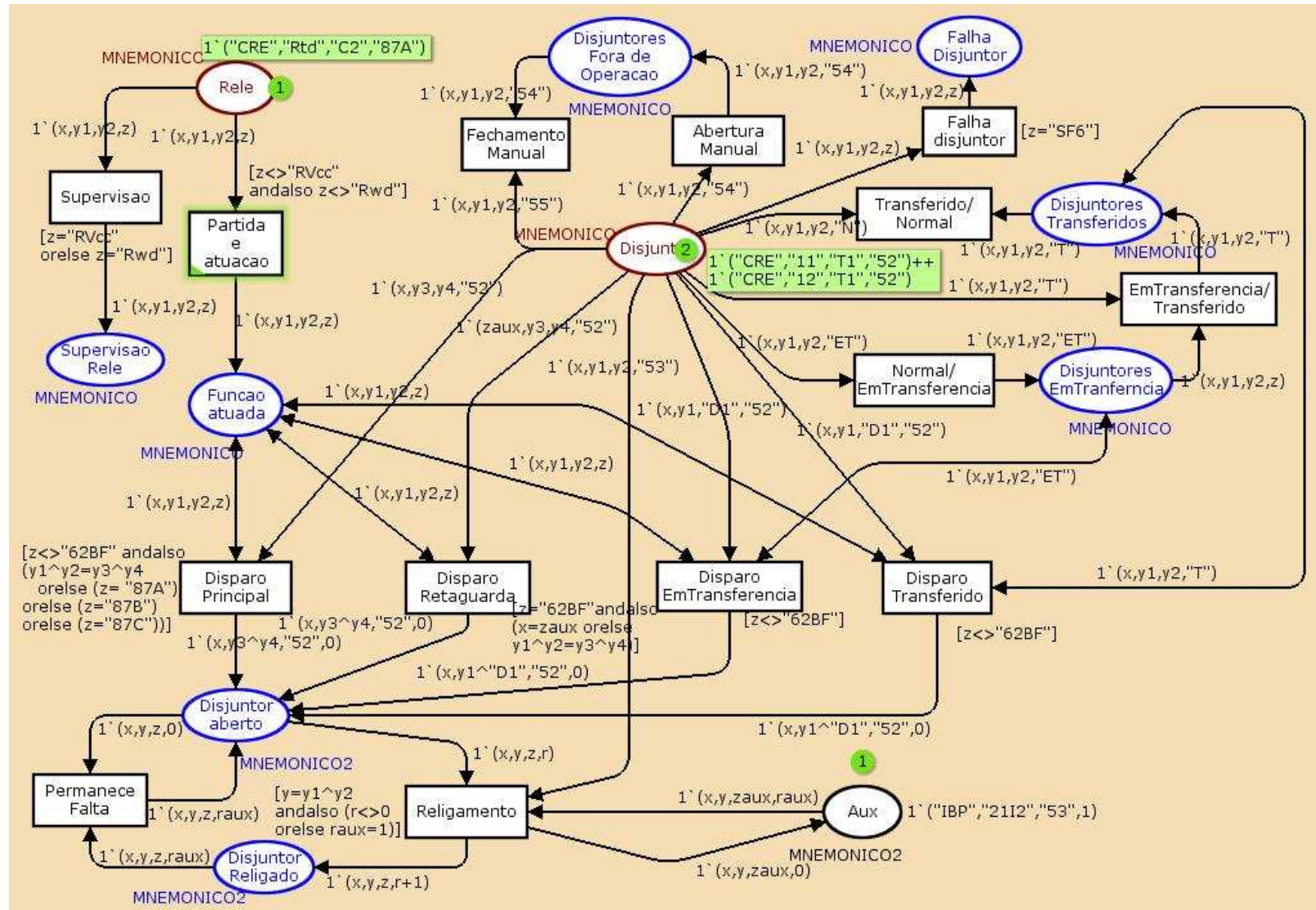


Figura 5.19: Marcação inicial da RPC do SDF.









Os dados do relé que enviou sinal de *trip* e do religador que atuou serão convertidos na marcação inicial do modelo RPC do SDF. Como o relé e o religador irão atuar várias vezes, haverá várias cópias de uma mesma ficha correspondendo a cada uma das vezes que estes atuarão. Estas fichas irão chegar aos lugares da marcação inicial após o término do ciclo de religamento. A marcação inicial do lugar *Relé* conterà os dados do relé que atuou e a marcação inicial do lugar *Disjuntor* conterà os dados de abertura e fechamento do religador. Assim, a marcação inicial do lugar *Relé* conterà quatro fichas IBP,21,I2,51A e do lugar *Disjuntor* conterà quatro fichas IBP,21,I2,52 e três fichas IBP,21,I2,53, conforme mostrado na Figura 5.23.

Após receber a marcação inicial, a transição *Partida e Atuação* ficará habilitada. O próximo passo da RPC será o disparo da transição *Partida e Atuação*. Após o disparo desta transição uma ficha IBP,21I2,51A será retirada do lugar *Relé* e acrescentada ao lugar *Função Atuada*. A marcação da rede após esse passo é mostrada na Figura 5.24.

O disparo da transição *Partida e Atuação* adiciona a ficha IBP,21,I2,51A no lugar *Função Atuada*, habilitando a transição *Disparo Principal*. O disparo da transição *Disparo Principal* retira uma ficha IBP,21,I2,52 do lugar *Disjuntor* e acrescenta uma ficha IBP,21I2,52,0 ao lugar *Disjuntor Aberto*, incluindo uma nova variável,  $r$ , que corresponde ao número de religamentos realizados. Assim, inicialmente, esta variável será igual a zero. Como há fichas no lugar *Disjuntor* indicando que houve religamento, ou seja, fichas com a variável “ $z = 53$ ”, e uma ficha no lugar *Aux* com a variável  $r$  igual a um, a guarda da transição *Religamento* é atendida e esta fica habilitada, conforme mostrado na Figura 5.25.

O disparo da transição *Religamento* retira uma ficha IBP,21I2,52,0 do lugar *Disjuntor Aberto*, uma ficha IBP,21,I2,53 do lugar *Disjuntor* e uma ficha IBP,21I2,52,1 do lugar *Aux*, e adiciona uma ficha IBP,21I2,52,1 ao lugar *Disjuntor Religado*. A variável  $r$  foi incrementada e o disparo desta transição adiciona também uma ficha ao lugar *Aux* com o campo correspondente à variável  $r$  igual a zero, conforme mostrado na Figura 5.26. A única transição habilitada é *Partida e Atuação*.

Como a falta permanece, o relé enviará sinal de *trip* novamente, portanto a transição *Partida e Atuação* é disparada novamente, retirando uma ficha do lugar *Relé* adicionando uma ficha IBP,21,I2,51A no lugar *Função Atuada*, a marcação da rede após o disparo desta transição é apresentada na Figura 5.27.

O disparo da transição *Partida e Atuação* adiciona uma ficha IBP,21,I2,51A ao lugar *Função Atuada*, habilitando a transição *Disparo Principal*. O disparo de transição *Disparo Principal* retira uma ficha IBP,21,I2,52 do lugar *Disjuntor* e acrescenta uma ficha IBP,21I2,52,0 ao lugar *Disjuntor Aberto*, repetindo o procedimento da primeira abertura do religador. Como há uma ficha no lugar *Disjuntor Aberto* e uma ficha no lugar *Disjuntor Religado* com os mesmos valores para as variáveis  $x$  e  $z$  e com a variável  $y$  igual à concatenação das variáveis  $y_1$  e  $y_2$ , a transição *Permanece Falta* fica habilitada, conforme mostrado na Figura 5.28.

O disparo da transição *Permanece Falta* retira a ficha IBP,21I2,52,1 do lugar *Disjuntor Religado* e a ficha IBP,21I2,52,0 do lugar *Disjuntor Aberto*, e adiciona uma ficha, com o contador  $r$  atualizado, ou seja, a ficha IBP,21I2,52,1, ao lugar *Disjuntor Aberto*. Como há uma ficha no lugar *Disjuntor Aberto* com a variável  $r$  diferente de zero e uma ficha no lugar *Disjuntor* com a variável “ $z = 53$ ”, indicando novo religamento, a guarda da transição *Religamento* é novamente atendida habilitando a transição, conforme mostrado na Figura 5.29.

As transições da rede vão sendo habilitadas e disparadas, conforme descrito anteriormente, atualizando sempre o valor da variável  $r$  até que não tenha mais nenhuma transição habilitada, obtendo-se a marcação final da rede, mostrada na Figura 5.30.

A marcação final obtida informa os disjuntores que atuaram, a quantidade de religamentos e a função de proteção. A quantidade de religamentos é apresentada pela variável  $r$  do lugar de saída *Disjuntor Aberto* e disjuntores que atuaram e funções de proteção são apresentados nos lugares *Disjuntor Aberto* e *Função Atuada*, respectivamente. Compara-se essa marcação final obtida a uma lista de diagnósticos pré-estabelecida, e as condições que tornam verdadeiros cada um dos diagnósticos, obtendo-se assim o diagnóstico da ocorrência. Para o exemplo, o diagnóstico apresentado ao operador seria: “Curto-circuito no alimentador I2 da SE IBP, com três tentativas de religamento sem sucesso; com as proteções atuadas 51A”.

#### 5.4.6 Faltas múltiplas.

Existem casos de faltas múltiplas no sistema elétrico de potência, ou seja, faltas que ocorrem em um mesmo intervalo de tempo, mas que não têm relação alguma entre si. O modelo proposto prevê esse tipo de situação apresentando ao operador do sistema um diagnóstico















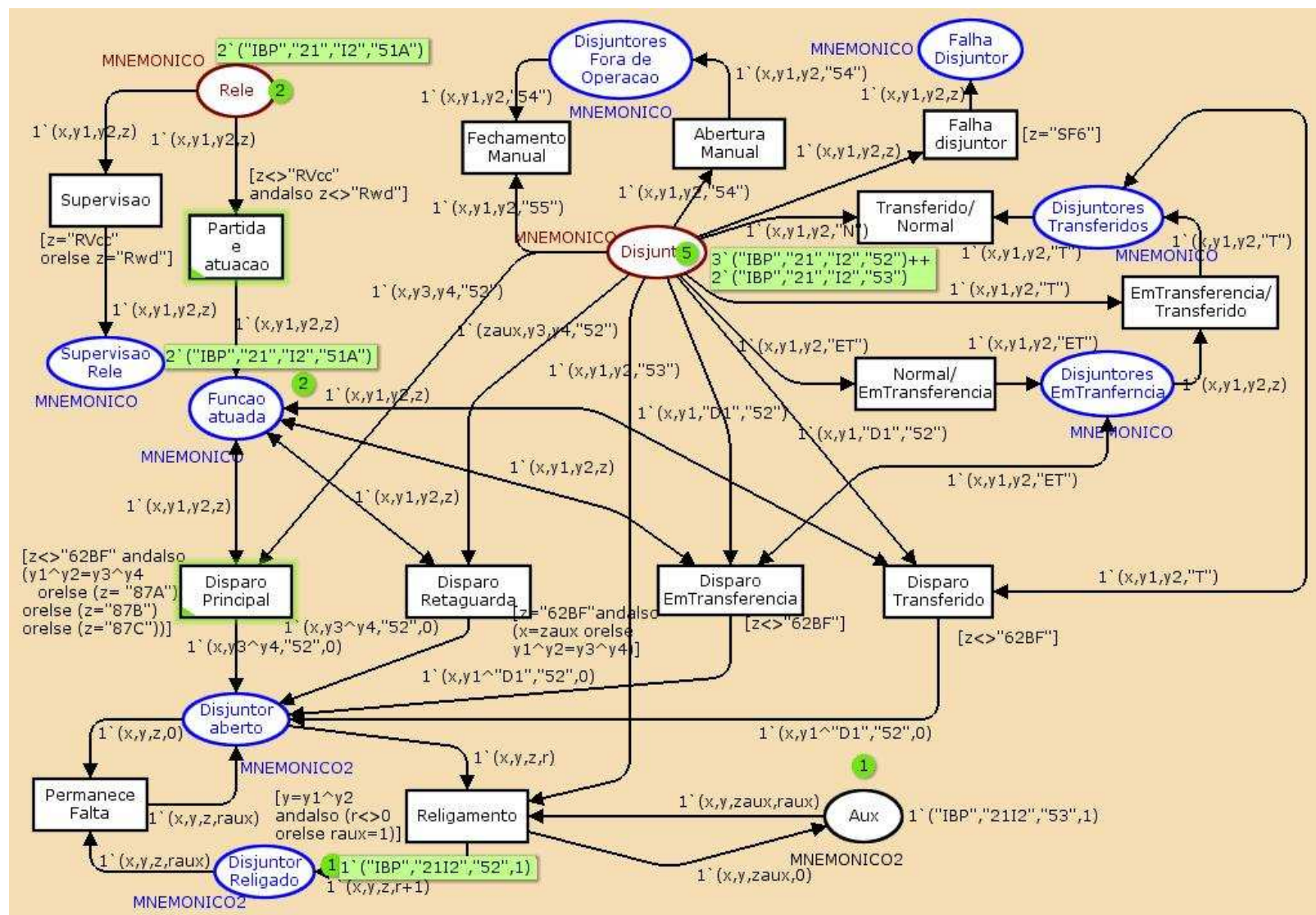


Figura 5.27: Segundo disparo da transição *Partida e Atuação*.











caracterizando cada uma das faltas. Para exemplificar esse caso tomaremos um curto circuito no barramento de 69kV da subestação de Inhuçu e um outro curto-circuito no barramento de 69kV da subestação Crateús. Na Figura 5.31 são mostrados os dois eventos os quais são completamente distintos.

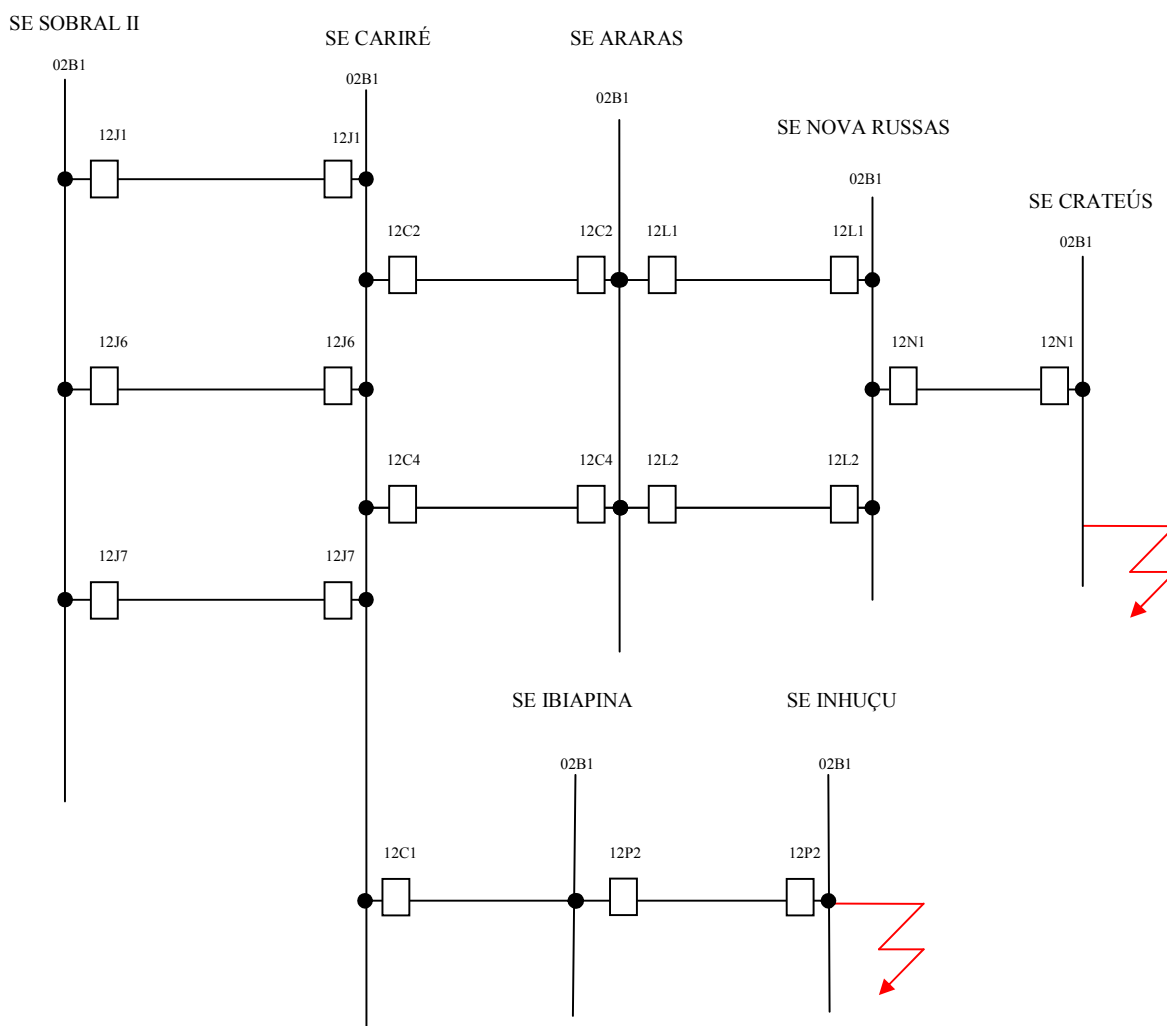


Figura 5.31: Faltas múltiplas nos barramentos de 69kV das SE's INH e CAT.

Nesse caso, os relés associados aos disjuntores de entrada de linha de cada uma das subestações onde houve falta iriam atuar, assim a marcação inicial dos lugares *Relé* seria INH,12P2,51A; CAT,12N1,51A e a marcação inicial do lugar *Disjuntor* seria INH,12P2,52; CAT,12N1,52, conforme mostrado na Figura 5.32.

Após receber a marcação inicial, a transição *Partida e Atuação* ficará habilitada, o próximo passo da RPC será o disparo da transição *Partida e Atuação*. Após o disparo desta transição as fichas serão retiradas do lugar *Relé* e acrescentadas ao lugar *Função Atuada*. A marcação da rede após esse passo é mostrada na Figura 5.33.

O disparo da transição *Partida e Atuação* adiciona as fichas INH,12P2,51A e CAT,12N1,51A no lugar *Função Atuada*, habilitando a transição *Disparo Principal*. O disparo da transição *Disparo Principal* fornecerá a marcação final da rede, pois na filosofia de proteção adotada pela Coelce não há religamento nos bays de chegada de linha, portanto, não há mais nenhuma transição habilitada, conforme mostrado na Figura 5.34.

A marcação final obtida informa os disjuntores que atuaram e a função de proteção, isso é observado nos lugares *Disjuntor Aberto e Função Atuada*, respectivamente. Compara-se essa marcação final obtida a uma lista de diagnósticos pré-estabelecida, e as condições que tornam verdadeiros cada um dos diagnósticos. A ocorrência de faltas múltiplas será detectada por esta lista de diagnósticos, e, assim, o diagnóstico obtido irá caracterizar cada uma das ocorrências. Para o exemplo, o diagnóstico apresentado ao operador seria: “FALTAS MÚLTIPLAS: - Curto-circuito no barramento de 69kV da SE INH; com as proteções atuadas 51A. - Curto-circuito no barramento de 69kV da SE CAT; com as proteções atuadas 51A”. A Figura 5.35 mostra o relatório que é apresentado ao operador de sistema.

## 5.5 CONCLUSÃO

Neste capítulo foi apresentada a metodologia para implementação de Sistema de Diagnóstico de Falta (SDF) para o eixo Cariré, baseada em Redes de Petri Coloridas (RPC) e o desenvolvimento de um SDF para o eixo. Foi apresentada também a descrição da Rede de Petri utilizada na modelagem, bem como alguns casos exemplificando faltas e o funcionamento de rede para esses casos. No Capítulo 6, são apresentadas considerações finais e algumas indicações para trabalhos futuros.







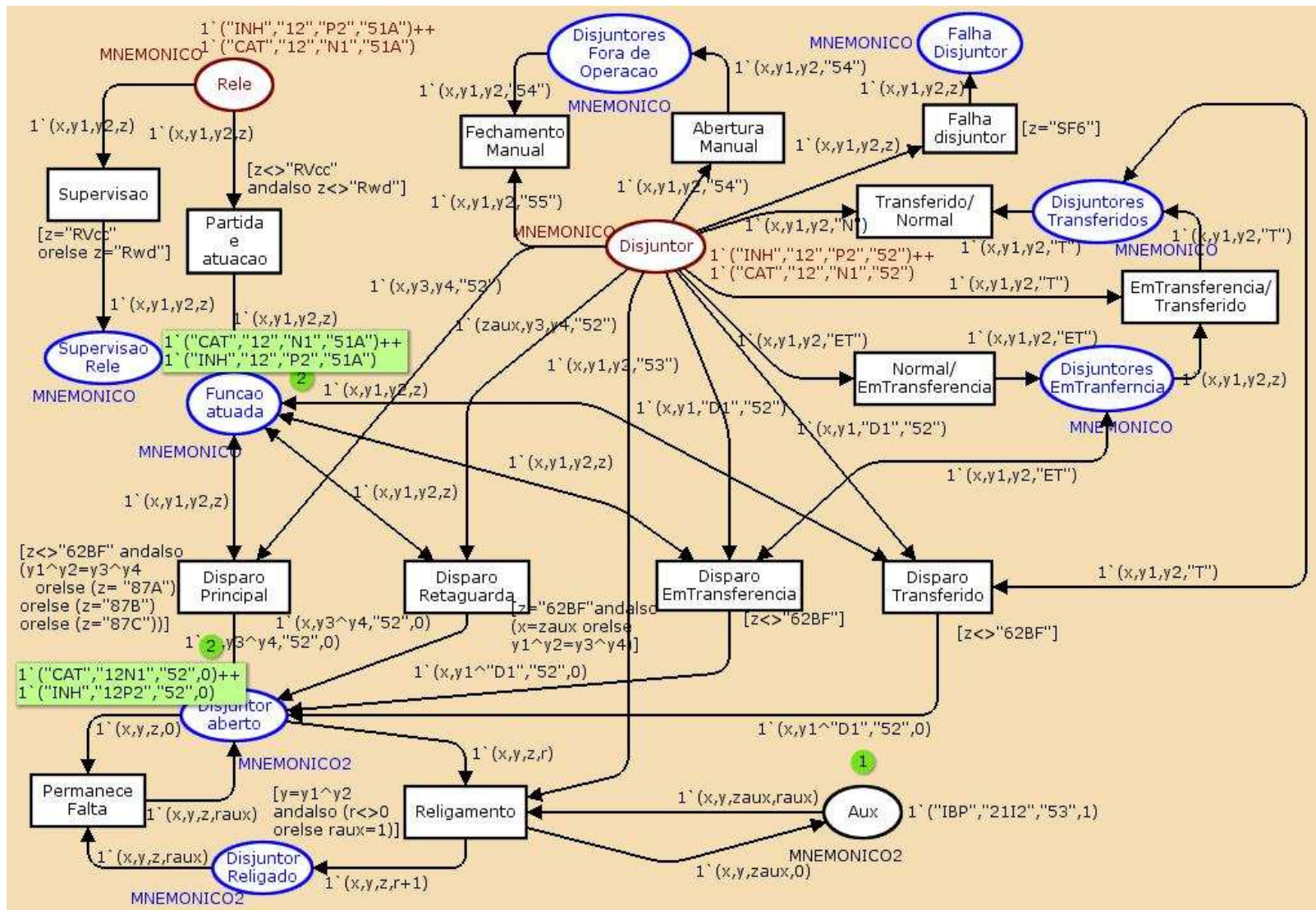


Figura 5.34: Marcação final da RPC do SDF.

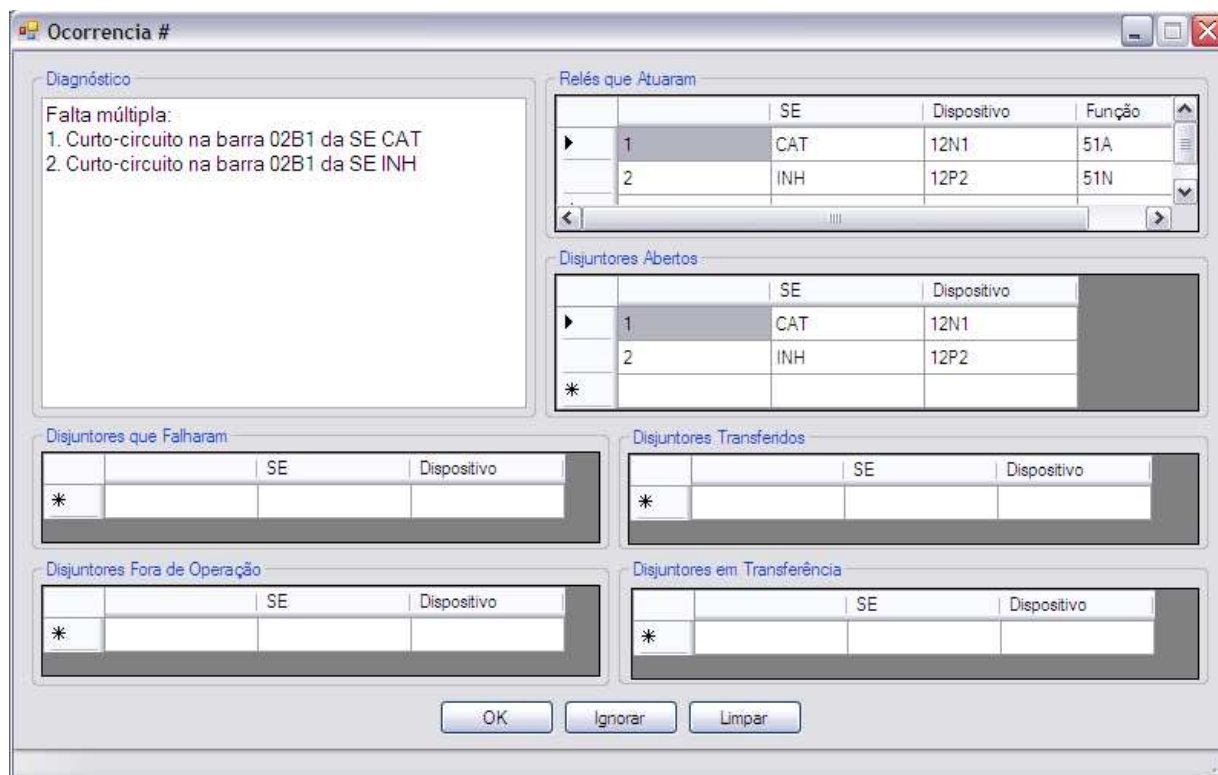


Figura 5.35: Tela do diagnóstico do SDF

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

#### 6.1 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado um método, baseado em Redes de Petri Coloridas (RPC) para a implementação de Sistemas de Diagnóstico de Falta (SDF) para Sistemas Elétricos de Potência. O projeto completo contempla a integração do sistema desenvolvido ao SCADA do Centro de Operação (COS) de uma empresa de energia. O SDF processa as informações e apresenta o diagnóstico para os operadores do COS.

Como exemplo de aplicação, foi apresentado o desenvolvimento de um SDF aplicado a um grupo de subestações digitalizadas localizadas na região norte do estado do Ceará, que é parte integrante do sistema elétrico de potência da Companhia Energética do Ceará – COELCE, usando a metodologia proposta. Para modelagem, análise e validação do sistema proposto foi utilizada a ferramenta computacional CPN Tools, executando sobre o sistema operacional Windows.

O SDF proposto beneficia diretamente as concessionárias de energia, os profissionais de estudo e planejamento da operação de sistemas elétricos e, em especial os cidadãos que poderão receber energia de um sistema mais eficiente e seguro, permitindo um menor tempo para a restauração dos serviços, além de:

- a) Permitir informar as causas de ocorrências no sistema de forma mais rápida e precisa, proporcionando aos clientes um melhor atendimento e maior satisfação;
- b) Facilitar a tarefa de diagnóstico de falta, tendo em vista a ferramenta computacional automática SDF que auxilia os operadores no processo de diagnóstico;
- c) Reduzir o custo operacional de análise de ocorrências;
- d) Contribuir para a melhoria dos índices de confiabilidade do sistema.

Tendo em vista as variantes de arranjos elétricos existentes para um projeto de subestação, suas interligações no sistema elétrico e a flexibilidade que o arranjo elétrico deve ter para reformas e ampliações futuras, esta técnica apresenta as seguintes vantagens:

- a) Aplicação de um modelo de rede, universal, adaptada a filosofia de empresas distribuidoras de energia elétrica. A universalidade da rede desenvolvida evita a manutenção da rede a cada alteração que houver no sistema elétrico, pois ela foi desenvolvida a partir da filosofia de operação da distribuição de energia elétrica e não sobre a topologia do arranjo físico do sistema elétrico.
- b) O sistema apresenta, ainda, um banco de dados de diagnósticos previstos, que apresenta a flexibilidade de ser acrescido a cada novo evento ainda não cadastrado.

No presente estágio de pesquisa e desenvolvimento em que se encontra o trabalho, constata-se que esta linha de pesquisa, utilizando RPC possui um potencial promissor para sua aplicação em várias áreas relacionadas aos sistemas elétricos de potência. As simulações foram realizadas com a utilização do EmulaSCADA, que é um emulador do sistema supervisorio. Foram realizadas simulações de faltas e falhas neste simulador e este gerou os alarmes que serviram de entrada para o SDF. A partir das simulações e resultados obtidos, conclui-se que esta técnica é adequada para modelagem, análise e validação de sistemas de diagnóstico de falta, tendo em vista os testes executados terem apresentado diagnósticos corretos em todas as faltas e falhas simuladas, explicitando com clareza o vão e a fase em que ocorre a falta, o relé e a função de proteção que atuou, o disjuntor que abriu, bem como todas as possíveis falhas ocorridas no sistema de proteção relacionadas aos disjuntores, reles, hardware e software;

## **6.2 TRABALHOS FUTUROS**

Trabalhos futuros podem ser realizados neste campo, e como propostas têm-se:

- a) No modelo, tema deste trabalho, há uma associação da marcação final da rede com uma tabela de diagnósticos na qual estão cadastrados todos os diagnósticos previstos e existe a possibilidade de inclusão de outros diagnósticos que possam ter fugido à ponderação inicial. Como sugestão fica a elaboração de uma tabela de diagnósticos que seja atualizada automaticamente;
- b) Integração da estrutura da RPC à base de dados do sistema SCADA do COS para a implementação do diagnóstico de falta em tempo real;



- c) Muitas das ações da operação do sistema elétrico se baseiam no diagnóstico das faltas ocorridas, a modelagem de um sistema automático de reposição do sistema elétrico de potência, a partir do diagnóstico de falta é uma clara evolução deste trabalho.
- d) A indicação do ponto onde ocorreu a falta nas Linhas de Transmissão é uma informação valiosa para operação do sistema, pois diminui o tempo de inspeção. A associação do SDF a programas que rode o cálculo de curto circuito pode ser, também, uma linha de evolução deste trabalho.

## ANEXO A – CÓDIGO ANSI – Funções de Proteção

Tabela A.1: Principais funções de proteção aplicadas em SE Distribuidora

Código	Descrição da Função
50	Sobrecorrente instantânea de fase;
51	Sobrecorrente temporizada de fase;
50N	Sobrecorrente instantânea de neutro;
51N	Sobrecorrente temporizada de neutro;
50/51NS	Sobrecorrente neutro sensível;
46	Seqüência negativa;
67	Sobrecorrente direcional de fase;
67N	Sobrecorrente direcional de neutro;
21	Proteção de distância;
26	Função de proteção de temperatura do óleo do transformador
27	Sub-tensão;
79	Religamento;
50BF	Falha do disjuntor;
51G	Sobrecorrente de terra;
87	Diferencial;
51G	Sobrecorrente de neutro do transformador de potência;
63	Relé de gás do transformador de potência;
63A	Válvula de alívio de pressão do transformador de potência;
67	Função de proteção sobrecorrente direcional de fase
67N	Função de proteção sobrecorrente direcional de neutro
80	Relé sobre-pressão do comutador de derivação sob carga;
49	Temperatura do enrolamento do transformador;
26	Relé temperatura do óleo do transformador;
71	Relé de nível de óleo;
43	Transferência da proteção.
86	Relé de bloqueio

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADIBI, M. M., FINK, L. H. **Power System Restoration Planning**. IEEE Transactions on Power Systems. v. 9, n. 1, p. 22-28, Feb. 1994.

ALMEIDA, A. Traça de. **Substation Interlocking and Sequence Switching using a Digital Computer**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. v. 100, n. 6, p. 3002-3007, Jun. 1981.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. IEEE Power Engineering Series. New York: McGraw-Hill/IEEE PRESS. 1998.

APOSTOLOV, Alexander; MONNIER, Sandrine; TAYLOR, Rick. **Multifunctional Interface for Microprocessador Relays**. IEEE, ISSS 0895-0156E/97. p. 27-31, Jul. 1997.

**Associação Brasileira de Normas Técnicas**. NBR 5460: Sistema Elétrico de Potência - Terminologia. p. 1-63, Abr. 1992.

BARROSO, Giovanni Cordeiro. **Uma Nova Abordagem para Síntese de Supervisores de Sistemas a Eventos Discretos**. 1996. Tese (Doutorado) - Universidade Federal da Paraíba, Campus II, Campina Grande, PB – BR..

BEZERRA, J. R. **Metodologia para desenvolvimento de Sistemas de Diagnósticos de Falhas em Subestações do Sistema elétrico de Potência Baseada em Redes de Petri**. UFC 2004.

BLACKBURN, J. L. **Applied Protective Relaying**. 2º ed., Florida: Westinghouse Electric Corporation. 1979.

BRAND, Klaus-Peter; KOPAINSKY, Jürgen. **Principles and Engineering of process control with Petri Nets**. IEEE Transactions on Automatic Control. v. 33, n. 2, p. 138-149, Feb. 1988.

BRAND, Klaus-Peter; KOPAINSKY, Jürgen. **Systematic Design of automation, protection and control in substations**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. v. 103, n. 9, p. 2768-2774, Sep. 1984.

BRITTES, José Luis Pereira. **Função de Apoio ao Operador no Diagnóstico de Atuação do Sistema de Controle e Proteção da Subestação**. VI STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle. p. 1-7, Set./Out. 1998.



- CAMINHA, Amadeu C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. 2ª ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda. 1981.
- CARDOSO, Janette; Valette, Robert. **Redes de Petri**. Florianópolis: Ed. da UFSC. 1997.
- CARDOSO, Eleri; TALUKDAR, Sarosh N. **A Distributed Expert System for Fault Diagnosis**. IEEE Transactions on Power Systems. v. 3, n. 2, p. 641-646, May. 1988.
- CHAN, W. L. **Internet Based Transmission Substation Monitoring**. IEEE Transactions on Power Systems. v. 14, n. 1, p. 293-298, Feb. 1999.
- CHEN, Wen-Hui; LIU, Chich-Wen; TSAI, Men-Shen. **On-Line Fault Diagnosis of Distribution Substations Using Hybrid Cause-Effect Network and Fuzzy Rule-Based Method**. IEEE Transactions on Power Delivery. v. 15, n. 2, p. 710-717, Abr. 2000.
- CHEN, C. S.; KE, Y. L.; WU, J. S. **Coloured Petri Nets Approach for Solving Distribution System Contingency by Considering Customer Load Patterns**. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. v. 148, n. 5. p. 463-470, Sep. 2001.
- CHO, Hyun-Joon; PARK, Jong-Keun. **An Expert System for Fault Section Diagnosis of Power Systems using Fuzzy Relations**. IEEE Transactions on Power Systems. v. 12, n. 1, p. 342-348, Feb. 1997.
- CPN Tools. <http://wiki.daimi.au.dk/cpntools/cpntools.wiki>
- CURCIC, S.; OZVEREN, C. S.; LO, K. L. **Computer-Based Strategy for the Restoration Problem in Electric Power Distribution Systems**. IEE Proceeding Gener. Transm. Distrib. v. 144, n. 5, p.389-399, Sep. 1997.
- DAS, Surit R.; HOLLOWAY, Lawrence E. **Characterizing Confidence Space for Discrete Event Timings For Fault Monitoring Using Discrete Sensing and Actuation Signals**. IEEE Transactions on Systems, Men and Cybernetics – Part A: Systems and Humans. v. 30, n. 1, Jan. 2000.
- EVANS, James R.; MINIEKA, Edward. **Optimization Algorithms for Networks and Graphs**. 2. ed. 1992.
- FILHO, Solon de Medeiros. **Medição de Energia Elétrica**. 3º ed. Rio Janeiro: Guanabara Dois, 1983.

- FINK, Lester H.; LIOU, Kan-Lee; LIU, Chen-Ching. **From Generic Restoration Action to Specific Restoration Strategies**. IEEE Transactions on Power Systems. v. 10, n. 2, p. 745-752, May. 1995.
- FOUNTAS, N. A.; HATZIARGYRIOU, N. D.; VALAVANIS, K. P. **Hierarchical Time-Extended Petri Nets as a generic tool for power system restoration**. IEEE Transactions on Power Systems. v. 12, n. 2, p. 837-843, May. 1997.
- FOUNTAS, N. A.; HATZIARGYRIOU, N. D.; VALAVANIS, K. P. **A novel framework for the process control of the restoration of electrical industrial systems**. Electrical Power Systems Research. v. 50, n. 3, p. 163-167, Jun. 1999.
- FOUNTAS, N. A.; HATZIARGYRIOU, N. D.; VALAVANIS, K. P. **Systematic Petri Net – based methodology for power system restoration**. Engineering Intelligent Systems for Electrical Engineering and Communications. v. 5, n. 3, p. 167-176, Sep. 1997.
- GHENDY, C. J.; Rolim, G. J.; Zürn H. H. **Diagnóstico de faltas em sistemas de potência: definição do problema e abordagens via inteligência artificial**. Sba Controle & Automação vol.15 no.2  
Campinas Apr./June 2004
- GERS, Juan M.; HOLMES, Edward J. **Protection of Electricity Distribution Networks**. IEE Power and Energy Series 28. London: Institution of Electrical Engineers. 1998.
- HAMZEH, A; ZAIDAN, K. **Development of an Expert System for Off- and On-Line Faults Diagnosis in Electric Power Systems**. Department of Electrical Engineering, Damascus University, P. 2004.
- HERTZ, Arnaud; FAUQUEMBERGUE, Pascal. **Fault Diagnosis at Substations Based on Sequential Event Recorders**. Proceedings of the IEEE. v. 80, n. 5, p. 684-688, May. 1992.
- HUANG, Yann-Chang; YAN, Hong-Tzer. **A New Intelligent Hierarchical Fault Diagnosis System**. IEEE Transactions on Power Systems. v. 12, n. 1, p. 349-356, Feb. 1997.
- HUANG, C. M. et al. **A Petri Net Model for Fast Substation Service Restoration**. IEEE Catalogue No: 98EX137, 0-7803-4495. p. 437-478, Fev. 1998.

- INSFRAN, A. H. F. et al. **Processamento de Alarmes em Unidades Geradoras de Grande Porte Usando Redes Neurais**. V STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle. p. 145-152, Ago./Set. 1995.
- JARDINI, José Antônio; MAGRINI, Luis Carlos; KAYANO, Paula S. D. **Automação de Subestações e de Sistemas de Distribuição Industriais**. Revista Eletricidade Moderna. p. 36-50, Nov. 1996.
- JARDINI, José Antônio; MAGRINI, Luis Carlos; KAYANO, Paula S.D. **Integração de Sistemas Digitais para Controle de Subestações**. Revista Eletricidade Moderna. p. 130-139, Dez., 1998.
- JARDINI, José Antônio. **Sistemas Digitais para Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia**. Elétrica. 2ª edição, São Paulo, Impressão e acabamento gráfico e Editota FCA, 1996.
- JENKINS. L.; KHINCHA, H. P. **Deterministic and stochastic Petri Nets models of protection schemes**. IEEE Transactions on Power Delivery. v. 7, n. 1, p. 84-90, Jan. 1992.
- JENSEN, Kurt. **Colored Petri Nets. Basic Concepts, Analysis Methods and Practical Use**. v. 1, Basic Concepts. 1992. v. 2, Analysis Methods. 1994. Jan. 1992. v. 3, Practical Use. 1997. Monographs in Theoretical Computer Science. Springer-Verlag.
- JENSEN, Kurt. **An introduction to the practical use of coloured Petri Nets**. In: Lectures on Petri Nets II: Applications. v. 2. pp. 237-292. Springer-Verlag. 1998.
- JEYASURYA, B.; VENKATA, S. S.; VALDARI, S. V. **Fault Diagnosis using Substation Computer**. IEEE Transactions on Power Delivery. v. 5, n. 2, p. 1195-1201, Abr. 1990.
- KING, Charles J. **Fundamentals of Supervisory Control Systems**. IEEE Tutorial Course, 81 EHO 188-3-PWR. p. 1-99, 1981.
- KIRSCHEN, Daniel S.; VOLKMANN, Terry L. **Guiding a Power System Restoration with an Expert System**. IEEE Transactions on Power Systems. v. 6, n. 2, p.558-566, May. 1990.
- LAKERVI, E.; HOLMES, E. J. **Electricity Distribution Network Design**. IEE Power Engineering Series 21. London: Peter Peregrinus Ltd., on behalf of the Institution of Eletrictrical Engineers. 1995.

- LEFORT, H. **Evolução de um Sistema de Comando e Controle Clássico para um Sistema Numérico de Comando, Controle e Proteção.** V STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle. Curitiba-Paraná, p. 15-20, Ago./Set. 1995.
- LEE, Heung-Jae et al. **A Fuzzy Expert System for the Integrated Fault Diagnosis.** IEEE Transactions on Power Delivery. v. 15, n. 2, p. 833-838, Abr. 2000.
- LEE, Heung-Jae; PARK, Young-Moo. **A Restoration Aid Expert System for Distribution Substations.** IEEE Transactions on Power Delivery. v. 11, n. 4, p. 1765-1770, Oct. 1996.
- LIU, T., S; CHIOU, S., B. **The Application of Petri Nets to failure analyses.** Reliability Engineering & System safety. v. 57, n. 2, p 129-142, Aug. 1997.
- LIU, Chen-Ching et al. **Generation Capability Dispatch for Bulk Power System Restoration: A Knowledge-Based Approach.** IEEE Transactions on Power Systems. v. 8, n. 1, p. 316-322, May. 1993.
- LIU, Whei-Min; CHIN, Hong-Chan. **Preventive and Corrective for Feeder Contingencies in Distribution Systems with Fuzzy Set Algorithm.** IEEE Transactions on Power Delivery. v. 12, n. 4, p. 1711-1716, Oct. 1997.
- LO. K.L.; NG. H. S.; TRECAT. J. **Power systems fault diagnosis using Petri Nets.** IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. v. 144, n. 3, p. 231-236, May. 1997.
- LO. K. L. et al. **Extended Petri Nets models for fault diagnosis for substation automation.** IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. v. 146, n. 3, p. 229-234, May. 1999.
- MATSUMOTO, Keynosuke et al. **Knowledge-Based Systems as Operational Aid in Power System Restoration.** Proceedings of the IEEE. v. 80, n. 5, p. 689-697, May. 1992.
- MEDEIROS, E. B. et al. **Uma Nova Abordagem para Diagnósticos de Falta no Sistema Elétrico Baseado em Redes de Petri Coloridas.** XII ERIAC (Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ), 2007.
- MEZA, E.B.M; Souza, J.C.S; Schilling, M. Th; Filho, M. B. C. **Utilização de um modelo neuro-fuzzy para a localização de defeitos em sistemas de potência - Sba Controle & Automação** vol.17 no.1 Campinas Jan./Mar. 2006
- MURATA. Tadoa. **Petri Nets: properties, analysis and applications.** Proceedings of the IEEE. v. 77, n. 4, p. 541-580, Abr. 1989.

PARK, Young-Moon; LEE, Kwang-Ho. **Application of System to Power System Restoration in Sub-control Center.** IEEE Transactions on Power Systems. v. 12, n. 2, p. 629-635, May. 1997.

PAUL BARRINGER **Process and Equipment Reliability.** 2004.

PESCHMAN, Mark S. **Substation Automation in the Real World.** Revista Global Power Infrastructure. p. 64-67, Aut./Win. 1998.

PETERSON, James L. **Petri Net Teory and the Modeling of Systems.** Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1981.

PETRI, C. A. "Kommunifation on Automatic." Bonn: Istitut Für Instrumentelle Mathematik, Schriften Des IIM Nr. 3, 1992.

RAMASWAMY, S.; VALAVANIS, Kimom. P. **Hierarchical time extended nets (H-EPN) based error identification and recovery for hierarchical systems.** IEEE Transactions Systems Man Cybern. Part B: vol. 26, N° 1, 1996, pp. 164

RAMASWAMY, S.; VALAVANIS, Kimom. P. **Modelling, analysis and simulation of failures in a materials handling system with extended Petri Nets.** IEEE Transactions Systems Man Cybern. v. 24, n. 9, pp. 1358, 1994.

SÁ, J. L. Pinto de; PAIVA, J. P SUCENA. **Design and verification of concurrent switching sequences with Petri Nets.** IEEE Transactions on Power Delivery. v. 5, n. 4, p. 1766-1772, Nov. 1990.

SÁ, J. L. Pinto de; PAIVA, J. P SUCENA. **A multitasking software architecture to implement concorrent switching sequences with Petri Nets.** IEEE Transactions on Power Delivery. v. 6, n. 3, p. 1058-1064, Jul. 1991.

SÁ, J. L. Pinto de; DAMÁSIO, J. **Coordination of automatic control functions in transmission substations, using Petri Nets.** IEEE Transactions on Power Delivery. v. 7, n. 1, p. 262-268, Jan. 1992.

SACHDEV, Mohindar S.; DHAKAL, Pramod; SIDHU, Tarlochan S. **A Computer-Aided Tecnique for Generating Substation Interlocking Schemes.** IEEE Transactions on Power Delivery. v. 15, n. 2, p. 538-544, Abr. 2000.

- SALIM, R. H; OLIVEIRA, K. R. C; FILOMENA, A. D. BRETAS, A. S. **Hybrid Fault Diagnosis Scheme Implementation for Power Distribution Systems Automation.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 4, october 2008
- SAMPAIO, R. F. **Sistema de Diagnóstico de Falhas Para Subestações Baseado em Redes de Petri Coloridas.** UFC 2002.
- SEKINE, Yasuji et al. **Fault Diagnosis of Power Systems.** Proceedings of the IEEE. v.80, n. 5, May 1992.
- SHINOHARA, Jun-ichi et al. **Knowledge-Based Behavior Interface: Its Application to Power Network Restoration Support System.** IEEE Transactions on Power Systems. v. 11, n. 1, p. 383-389, Feb. 1996.
- SILVA, Victor N. A. L.; SOUZA, Guilherme N. F., Zaverucha, Gerson. **Diagnóstico em Sistema de Potência utilizando Sistemas Especialistas.** V STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle. p. 297-303, Ago./Set. 1995.
- SOUSA, José R. B. **SuperSin – Síntese de Supervisores Baseada em Redes de Petri com Funções de Habilitação das Transições.** Dissertação de Mestrado. 2002. Dissertação - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, CE-BR.
- SUN, J; Shi-Yin Qin, and Yong-Hua Song. **Fault Diagnosis of Electric Power Systems Based on Fuzzy Petri Nets.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, november 2004
- TANG, Jianxin; WANG, Fangming. **Modeling of a transmission line protection relaying scheme using Petri Nets.** IEEE Trans. Power Delivery. v. 12, n. 3, p. 1055-1063, Jul. 1997.
- TANG, Jianxin; WANG, Fangming. **Modeling of a transmission line protection relaying scheme using Petri Nets.** Electric Power Systems Research. v. 44, p. 175-181, 1998.
- TEO, C. Y. **A Comprehensive Fault Diagnostic System using Artificial Intelligence for Sub-Transmission and Urban Distribution Networks.** IEEE Transactions on Power Systems. v. 12, n. 4, p. 1487-1493, Nov. 1997.
- TOLEDO, Siles Paulino de; SOUZA, Celso de Renna; TORRES, G. Lambert. **Sistema Especialista de Apoio à Tomada de Decisão nas Operações de Manobra de Subestações utilizando o Ponto de Operação do Sistema.** V STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle. p. 139-144, Ago./Set. 1995.

- VALAVANIS, Kimon P. **On the Hierarchical modelling, analysis e simulation of flexible manufacturing systems.** IEEE Transactions Systems Man Cybern. v. 20, n. 1, p. 94, 1990.
- VELOSO, Paulo et al. **Estrutura de Dados.** 4º ed. Rio de Janeiro: Editora Campus. 1986.
- WU, Jaw-Shyang. **A Petri Net algorithm for multiple contingencies of distribution system operation.** IEEE Transactions on Power Systems. v. 13, n. 3, p. 1164-1171, Aug. 1998.
- WU, Jaw-Shyang et al. **A Petri Net algorithm for scheduling of generic restoration actions.** IEEE Transactions on Power Systems. v. 12, n. 1, p. 69-76, Feb. 1997.
- YANG, Chun-Ling; YOKOYAMA, Akihiko. **Fault section Estimation of Power System using Color time Petri Nets.** Electric Engineering in Japan. v. 115, n. 2, , p. 89-101, 1995.
- WALKER, Jonh-M.; ZADEH, Khalil N.; MEYER, Robert C. **Hidro Automação Takes Coordinated Control.** IEEE Computer Applications in Power. ISSN 0895-0156/97, p. 26-29, 1997.
- ZHANG, Z. Z.; HOPE, G. S.; MALIK, O. P. **A Knowledge-Based Approach to Optimize Switching in Substations.** . IEEE Transactions on Power Systems. v. 5, n. 1, p. 103-109, Jan. 1990.